



# Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire

---

Septembre 2014

Etude réalisée par le groupement :



900 vieux chemin de Saint-Omer  
F-59670 Cassel  
Téléphone : 03 66 72 10 03  
[contact@ee-consultant.fr](mailto:contact@ee-consultant.fr)  
Site: [www.ee-consultant.fr](http://www.ee-consultant.fr)



14 place Jules Ferry  
69006 Lyon  
[info@hespul.org](mailto:info@hespul.org)  
Tel : 04 37 47 80 90



Solagro  
75 Voie du TOEC  
CS 27608  
31076 TOULOUSE Cedex 3  
[solagro@solagro.asso.fr](mailto:solagro@solagro.asso.fr)  
Tél : 05 67 69 69 69



---

# Sommaire

---

<b>SOMMAIRE</b> .....	<b>3</b>
<b>CADRAGE ET CONTENU DE L'ETUDE</b> .....	<b>8</b>
<b>SYNTHESE DE L'ETUDE</b> .....	<b>9</b>
1. QU'EST-CE QUE LE POWER-TO-GAS ? .....	9
1.1. <i>Concept</i> .....	9
2. QUELLE PLACE POUR LE POWER-TO-GAS DANS LES SCENARIOS EUROPEENS ? .....	10
3. BILAN EFFICACITE, ENVIRONNEMENT, ECONOMIQUE .....	11
3.1. <i>Technologie</i> .....	11
3.2. <i>Performances</i> .....	12
3.2.1. Performances énergétiques .....	12
3.2.1. Performances environnementales .....	12
3.2.1. Performances économiques .....	13
4. SCENARIO POSSIBLE DE DEVELOPPEMENT .....	14
5. UN CADRE LEGISLATIF ET ECONOMIQUE A CONSTRUIRE .....	16
5.1. <i>Quelle répartition entre secteur marchand et secteur régulé ?</i> .....	16
5.2. <i>Le besoin de définir un modèle économique stable</i> .....	16
5.3. <i>Commencer rapidement à adapter le cadre réglementaire</i> .....	16
5.4. <i>La nécessaire collaboration entre électriciens et gaziers</i> .....	17
6. RECOMMANDATIONS .....	17
<b>EXECUTIVE SUMMARY</b> .....	<b>19</b>
1. WHAT IS "POWER-TO-GAS" ? .....	19
1.1. <i>Concept</i> .....	19
2. WHAT ROLE FOR POWER-TO-GAS IN EUROPEAN SCENARIOS? .....	20
3. EFFICIENCY, ENVIRONMENT AND ECONOMIC BALANCE .....	21
3.1. <i>Technology</i> .....	21
3.2. <i>Performances</i> .....	22
3.2.1. Energy performances .....	22
6.1.1. Environmental performances .....	22
6.1.2. Economical performances .....	22
4. A POSSIBLE DEVELOPMENT SCENARIO .....	23
5. A LEGAL AND ECONOMIC FRAMEWORK TO BE BUILT .....	25
5.1. <i>What shares for market and regulated sectors?</i> .....	25
5.2. <i>A need to define a stable economical model</i> .....	25
5.3. <i>Adapt the current regulatory framework in the short term</i> .....	25
5.4. <i>A need for collaboration between gas and power industries</i> .....	26
6. RECOMMENDATIONS .....	26
<b>PARTIE 1 QUELLE PLACE POUR LE POWER-TO-GAS DANS LES SCENARIOS DE TRANSITION VERS LES ENERGIES RENEUVELABLES ?</b> .....	<b>28</b>
1. CONTEXTE DE L'ETUDE .....	28
2. LE POWER-TO-GAS : DEFINITION ET INTERET .....	32
2.1. <i>Définition</i> .....	32
2.2. <i>Les services rendus par le Power-to-Gas</i> .....	33
2.2.1. Stockage d'énergie .....	33
2.2.2. Transport d'énergie .....	35

2.2.3. Conversion d'énergie (changement de vecteur).....	36
2.2.4. Services système.....	37
3. LA PLACE DU POWER-TO-GAS DANS LES SCENARIOS DE TRANSITION ENERGETIQUE.....	38
3.1. Critères de choix des scénarios .....	38
3.2. Présentation des scénarios .....	38
3.3. Vue globale.....	44
3.4. Analyse comparative.....	45
4. FOCUS SUR DEUX PAYS PIONNIERS DU POWER-TO-GAS: LE DANEMARK ET L'ALLEMAGNE .....	47
4.1. Le Danemark .....	47
4.1.1. Contexte politique .....	47
4.1.2. L'opérateur des réseaux de transport au cœur du système énergétique .....	47
4.1.3. Le rôle et la place du Power-to-Gas dans la transition énergétique danoise .....	48
4.2. L'Allemagne.....	50
4.2.1. Contexte politique .....	50
4.2.2. Des objectifs ambitieux qui tirent la prospective et mobilisent l'industrie .....	50
4.2.3. Le rôle et la place du Power-to-Gas dans la transition énergétique allemande .....	51
<b>PARTIE 2 DESCRIPTION DES DIFFERENTES FILIERES ET BRIQUES TECHNOLOGIQUES.....</b>	<b>52</b>
1. INTRODUCTION.....	52
2. ELECTROLYSEUR.....	53
2.1. Principes généraux .....	53
2.2. Technologies alcalines.....	55
2.3. PEM (Proton Exchange Membrane).....	57
2.4. SOEC (Solid Oxide Electrolyser Cell).....	61
2.5. Synthèse .....	62
2.6. Acteurs .....	64
3. REACTEUR DE METHANATION .....	65
3.1. Principes généraux .....	65
3.2. Voie thermochimique ou catalytique.....	66
3.3. Voie biologique.....	68
3.4. Synthèse .....	70
4. LES SOURCES DE CO <sub>2</sub> .....	72
4.1. Captage dans l'air .....	72
4.2. Transformation de matières organiques .....	72
4.2.1. Digestion anaérobie.....	72
4.2.2. Gazéification .....	73
4.3. Industries et centrales thermiques .....	74
4.3.1. CO <sub>2</sub> pur ou quasi-pur.....	74
4.3.2. CO <sub>2</sub> dilué dans les fumées .....	74
5. ÉQUIPEMENTS AUXILIAIRES.....	78
5.1. Stockage tampon.....	78
5.2. Compression .....	78
5.3. Raccordement réseau.....	79
5.3.1. Réseau de distribution .....	79
5.3.2. Réseau de transport.....	80
6. LES DEMONSTRATEURS DE POWER-TO-GAS .....	81
6.1. Filière hydrogène.....	81

6.2. Filière méthane.....	81
6.3. Résumé des installations pilotes .....	83
<b>PARTIE 3 ANALYSE COMPARATIVE DES PERSPECTIVES ET DES CONDITIONS DE DEVELOPPEMENT DES DIFFERENTES FILIERES DE PRODUCTION, TRANSFORMATION ET VALORISATION.....</b>	<b>84</b>
1. LE CADRE DE DEVELOPPEMENT .....	84
1.1. Quel potentiel d'excédents d'électricité renouvelable, et à quel prix ?.....	84
1.1.1. Principes de modélisation.....	84
1.1.2. Résultats de la modélisation .....	87
1.1.3. A quel prix ?.....	97
1.2. Cadre technique de l'injection d'hydrogène et de méthane.....	102
1.2.1. Conditions d'injection dans le réseau de gaz.....	102
1.2.2. Composition du gaz.....	105
1.2.3. Contraintes techniques.....	105
1.2.4. Méthane de synthèse / hydrogène.....	109
1.3. Les sources de CO <sub>2</sub> .....	109
1.3.1. Méthanisation .....	110
1.3.2. Gazéification .....	111
1.3.3. Emissions de CO <sub>2</sub> de l'industrie .....	111
1.4. Cadre réglementaire et fiscal.....	115
1.4.1. Électricité .....	116
1.4.2. Hydrogène .....	118
1.4.3. CO <sub>2</sub> .....	119
1.4.4. Méthane de synthèse.....	120
2. ETUDE DE CAS .....	123
2.1. Méthodologie de modélisation.....	123
2.1.1. Schéma de principe.....	123
2.1.2. Bilan matière, énergie et coûts.....	123
2.1.3. Bilan environnemental.....	124
2.2. Paramètres économiques.....	126
2.2.1. Valorisation du gaz de synthèse .....	126
2.2.2. Valorisation des co-produits.....	131
2.3. Paramètres déterminants et cas étudiés.....	132
2.3.1. Type d'électrolyseur .....	132
2.3.2. Type de méthanation .....	133
2.3.3. Durée de fonctionnement et prix de l'électricité.....	133
2.3.4. Source de CO <sub>2</sub> .....	133
2.3.5. Caractéristiques locales du réseau de gaz .....	139
2.3.6. Les cas d'étude retenus.....	139
2.3.7. Autre cas d'étude non retenu .....	140
2.4. Résultats.....	141
2.4.1. Rendement de conversion.....	141
2.4.2. Performance environnementale .....	143
2.4.3. Coûts de production.....	144
2.4.4. Interprétation des résultats.....	151
3. CHEMIN DE DEVELOPPEMENT .....	159
3.1. Les différentes contraintes .....	159
3.1.1. Les limites sur l'injection hydrogène.....	159

3.1.2. La saisonnalité des consommations de gaz.....	160
3.1.3. La ressource de CO <sub>2</sub> .....	160
3.2. Scénario de développement possible.....	163
<b>PARTIE 4 RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>166</b>
1. INTRODUCTION.....	166
2. LES PRINCIPALES LEÇONS TIRÉES DE L'ANALYSE.....	166
2.1. <i>Le Power-to-Gas est incontournable dans tous les scénarios de réduction massive des GES et de pénétration élevée des énergies renouvelables</i> .....	166
2.2. <i>Le besoin de mettre en œuvre le Power-to-Gas à échelle industrielle n'apparaît pas en France avant 2025-2030</i> .....	166
2.3. <i>Cette échéance de moyen terme peut être mise à profit pour préparer le développement et l'intégration des différentes briques technologiques du Power-to-Gas</i> .....	167
2.4. <i>Le Power-to-Gas ouvre la voie à une vision systémique de notre modèle énergétique dans la perspective de la transition énergétique</i> .....	167
2.5. <i>Le Power-to-Gas peut contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre</i> .....	167
3. UN CADRE LEGISLATIF ET ECONOMIQUE A CONSTRUIRE.....	168
3.1. <i>Quelle répartition entre secteur marchand et secteur régulé ?</i> .....	168
3.2. <i>Le besoin de définir un modèle économique stable</i> .....	168
3.3. <i>Commencer rapidement à adapter le cadre réglementaire</i> .....	169
3.4. <i>La nécessaire collaboration entre électriciens et gaziers</i> .....	169
4. RECOMMANDATIONS.....	171
4.1. <i>R&amp;D (court terme – 5 ans)</i> .....	172
4.2. <i>Organisation de la filière – démarche collective (moyen terme – 5-10 ans)</i> .....	172
4.3. <i>Information sensibilisation (moyen terme – 5-10 ans)</i> .....	172
4.4. <i>Cadre réglementaire (à moyen terme – 10 ans)</i> .....	172
4.5. <i>Exemples de mécanismes de soutien (moyen terme - 10-15 ans)</i> .....	172
<b>ANNEXES.....</b>	<b>178</b>
<b>ANNEXE 1 PRESENTATION DES SCENARIOS.....</b>	<b>179</b>
A. ALLEMAGNE.....	180
1. <i>Leitstudie 2011-ministère de l'Environnement (BMU)</i> .....	180
2. <i>DVGW</i> .....	182
3. <i>Scenario Fraunhofer ISE</i> .....	183
4. <i>Scénario Kombikraftwerk2</i> .....	184
5. <i>Scénario « Energiespeicherfür die Energiewende »</i> .....	186
6. <i>Germany 2050, a greenhouse gas-neutral country</i> .....	187
B. DANEMARK.....	188
1. <i>Danish Climate Commission</i> .....	188
2. <i>Sustainable Energy Vision 2030 for Denmark</i> .....	189
3. <i>The IDA Climate Plan 2050</i> .....	190
C. FRANCE.....	191
1. <i>Scénario négaWatt 2011-2050</i> .....	191
2. <i>Vision ADEME 2030-2050</i> .....	192
3. <i>Scénario : Facteur 4 - GrDF</i> .....	194
4. <i>Scénarios de l'ANCRE</i> .....	195
D. EUROPE.....	197
1. <i>EU ENERGY, TRANSPORT AND GHG EMISSIONS TRENDS TO 2050</i> .....	197

2.	<i>Roadmap 2050 : a practical guide to a prosperous, low carbon Europe</i> .....	198
3.	<i>Greenpeace Battle of the Grids</i> .....	199
E.	SUISSE .....	201
1.	<i>« Die Energieperspektivenfür die Schweiz bis 2050 », septembre 2012</i> .....	201
2.	<i>AES Scénarios Approvisionnement Electrique futur</i> .....	202
F.	BELGIQUE.....	204
1.	<i>Fiche scenario : Vers 100% d'énergies renouvelables en Belgique</i> .....	204
G.	PAYS-BAS.....	206
1.	<i>ECN Roadmap NL sustainable</i> .....	206
H.	GRANDE BRETAGNE.....	207
1.	<i>ZéroCarbonBritain 2013</i> .....	207
I.	IRLANDE.....	208
1.	<i>Store : Does Ireland need more storage</i> .....	208
J.	SUEDE .....	211
1.	<i>Energy Scenario for Sweden 2050</i> .....	211
K.	SCANDINAVIE.....	212
1.	<i>Nordic-Scenario 2006-2030</i> .....	212
<b>ANNEXE 2</b>	<b>CARACTERISTIQUES DES GAZ UTILISEES POUR LES CALCULS</b> .....	<b>214</b>
<b>ANNEXE 3</b>	<b>HYPOTHESE DU CALCUL D'EXCEDENTS D'ELECTRICITE RENOUVELABLE</b> .....	<b>215</b>
<b>ANNEXE 4</b>	<b>HYPOTHESES DES CAS D'ETUDE</b> .....	<b>218</b>
<b>ANNEXE 5</b>	<b>CALCULS – BILAN PROCEDE</b> .....	<b>221</b>
A.	ACTUEL.....	221
B.	2020 .....	223
C.	2030 .....	225
D.	2050 .....	227
<b>ANNEXE 6</b>	<b>CALCULS - BILAN ECONOMIQUE</b> .....	<b>229</b>
A.	ACTUEL.....	229
B.	2020 .....	231
C.	2030 .....	232
D.	2050 .....	233
<b>ANNEXE 7</b>	<b>DIAGRAMMES BILAN ENERGETIQUE</b> .....	<b>234</b>

---

# Cadrage et contenu de l'étude

---

Cette étude s'inscrit au sein des travaux pour la réalisation de la transition énergétique permettant d'atteindre une division par 4 des émissions de gaz à effet de serre en s'appuyant sur des économies d'énergie, un fort développement des énergies renouvelables, sans recourir aux nouvelles ressources d'énergie fossile.

Dans cette transition, l'ADEME, GrDF, et GRTgaz, financeurs de l'étude, pensent que les vecteurs gaz et électricité doivent tenir un rôle complémentaire. Récemment apparue comme un enjeu en France, notamment au sein des scénarios « Vision 2030-2050 » de l'ADEME, « négaWatt 2011 » ou encore « GrDF 2050 », la conversion d'excédents de production d'électricité renouvelable en hydrogène ou méthane pour leur injection dans l'infrastructure gazière semble en être une nouvelle illustration : cette étude participe à construire une connaissance commune de ce nouveau concept. Elle a également pour but de compléter et alimenter d'autres travaux plus globaux ou transverses sur le système énergétique, on peut citer en particulier les études :

- « Étude sur le potentiel du stockage d'énergies », sortie en 2013 et financée par l'ADEME, la DGCIS et l'ATEE, qui étudie les besoins de stockage électrique et chaleur pour la France en 2030, et qui fait actuellement l'objet d'une suite avec une projection en 2050 et une meilleure prise en compte de l'intégration énergétique européenne.
- « Cap 100% ENRe 2050 » de l'ADEME, en cours également, et qui vise à proposer différents scénarios pour un système électrique français 100 % renouvelable en 2050.

Elle se décompose en 4 parties :

- **Partie 1 : Quelle place pour le Power-to-Gas dans les scénarios de transition vers les énergies renouvelables ?**
- **Partie 2 : Description des différentes filières et briques technologiques**
- **Partie 3 : Analyse comparative des perspectives et des conditions de développement des différentes filières de production, transformation et valorisation**
- **Partie 4 : Recommandations**



---

# Synthèse de l'étude

---

## 1. Qu'est-ce que le Power-to-Gas ?

---

### 1.1. Concept

L'objet de cette étude est l'utilisation de technologies permettant la conversion de l'électricité en gaz comme procédés de valorisation de l'électricité excédentaire.. Dans le monde anglo-saxon, mais aussi dans de nombreux autres pays, ce concept est appelé **Power-to-Gas** (PtG). Par commodité, nous retenons cette appellation.

L'intégration massive de sources d'énergie renouvelable fluctuante (éolien, photovoltaïque principalement) dans les systèmes électriques implique des périodes de plus en plus importantes durant lesquelles la production dépassera la demande. Les quantités mises en jeu pourront dépasser les capacités classiques de flexibilité et de stockage du système électrique : la conversion en un autre vecteur énergétique apparaît donc comme une solution pour valoriser ces excédents.

Technologie de base du Power-to-Gas, l'électrolyse permet la conversion d'énergie électrique en énergie chimique sous forme de gaz hydrogène (H<sub>2</sub>), par décomposition de molécules d'eau (H<sub>2</sub>O). Le gaz produit peut être valorisé de plusieurs manières sur place : par un industriel pour ses propres besoins de procédé ou par une station-service de remplissage de véhicules fonctionnant à l'hydrogène (piles à combustible) par exemple, ou encore être localement stocké pour être reconverti ultérieurement en électricité *via* une pile à combustible.

Mais il peut aussi être injecté directement dans les réseaux de distribution ou de transport de gaz naturel, créant de fait un couplage entre les différents réseaux et vecteurs énergétiques : ainsi les possibilités de valorisation des excédents d'électricité sont démultipliées tant en termes d'usages finaux qu'en termes temporels et spatiaux.

La possibilité d'injection d'hydrogène dans le réseau gazier donne un accès direct à ses très grandes capacités de transport et de stockage : en France les capacités de stockage de gaz sont 300 fois plus importantes que celles du réseau électrique (137 TWh contre 0,4). Toutefois, la quantité d'hydrogène injectable est limitée actuellement à quelques pourcents (de l'ordre de 2% en énergie) pour diverses raisons (sécurité, fuites, compatibilité avec les utilisateurs finaux, compatibilité avec les conduites, ...). Même s'il est probable que la proportion acceptable du point de vue des gestionnaires des réseaux est appelée à augmenter, il semble difficilement envisageable qu'elle dépasse 20 à 30% en volume soit (15 à 20% en énergie), ce qui constitue de fait un facteur limitant sur le moyen-long terme.

Dans cette perspective, la réaction de méthanation représente une étape supplémentaire permettant de combiner l'hydrogène avec des atomes de carbone issu de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) pour former du méthane de synthèse (CH<sub>4</sub>), 100% miscible avec le 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, ...

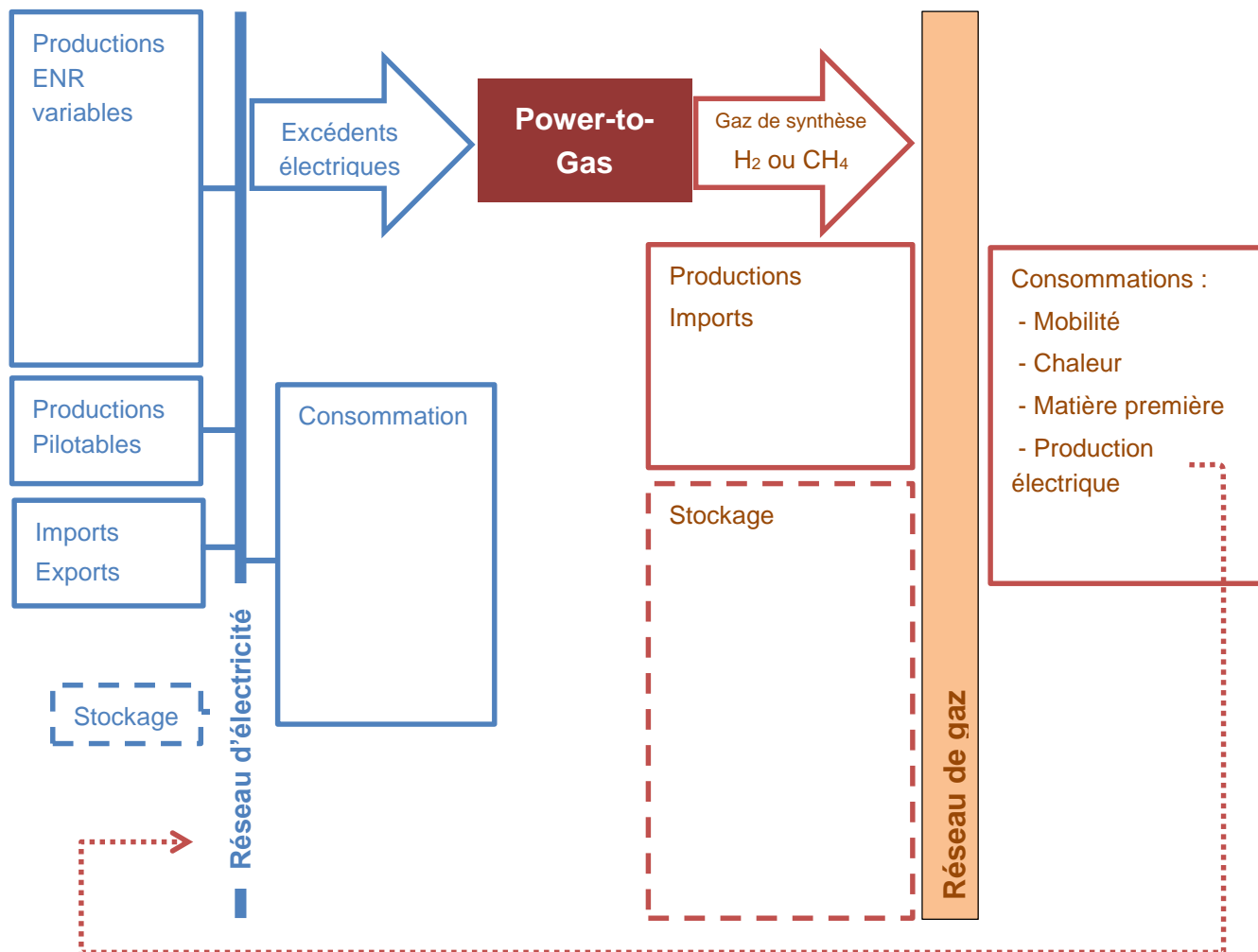
Sans ignorer totalement l'hypothèse d'une valorisation directe de l'hydrogène ou du méthane qui est déjà l'objet de nombreuses études et de recommandations, la présente étude se concentre sur la version « raccordée aux réseaux » qui offre une réelle synergie avec les infrastructures existantes et un large éventail d'utilisations possibles du gaz produit :

- chaleur (chauffage résidentiel/tertiaire ou industriel, procédé, eau chaude sanitaire, cuisson,...)
- matière première de l'industrie chimique

- mobilité *via* des véhicules à moteurs à explosion classiques (essence ou Diesel) adaptés pour fonctionner au méthane (Gaz Naturel Véhicule, GNV) comme il en existe une quinzaine de millions en circulation à travers le monde<sup>1</sup>.
- production d'électricité

La Figure 10 résume le concept du Power-to-Gas tel que défini dans cette étude.

Figure 1 – Schéma de principe du Power-to-Gas



## 2. Quelle place pour le Power-to-Gas dans les scénarios européens ?

Une analyse de 24 scénarios énergétiques européens récents réalisée dans le cadre de cette étude a permis d'identifier les principaux enseignements concernant le Power-to-Gas :

<sup>1</sup> Ce qui en fait un avantage important comparé aux véhicules électriques ou à piles à combustible qui nécessitent une reconversion à la fois de l'industrie automobile et de la distribution des carburants.

1. **Un lien fort avec la pénétration massive des EnR variables.** C'est la présence massive d'EnR électriques variables qui déclenche le besoin de passer à des techniques de conversion pour absorber les surplus, les valoriser directement, ou en les stockant éventuellement d'une saison à l'autre. Le Power-to-Gas apparaît donc essentiellement dans les scénarios ambitieux en termes de développement des EnR et seulement à partir de 2030, lorsque ces dernières deviennent significatives voire prépondérantes, en tout cas structurantes dans le fonctionnement des systèmes électriques.
2. **Le besoin de conversion entre vecteurs énergétiques dépend du périmètre des scénarios.** Les scénarios limités au secteur électrique tirent finalement peu de bénéfices du Power-to-Gas. Dès lors qu'il s'agit uniquement de faire des allers-retours de court terme entre production et consommation électrique, le méthane de synthèse et même l'hydrogène seul exigent des investissements et occasionnent des pertes de rendement importantes. La prise en compte des besoins de l'industrie et plus encore des transports où le gaz est un très bon substitut aux produits pétroliers change la donne et augmente considérablement l'intérêt des conversions énergétiques.
3. **Hydrogène seul et/ou méthane de synthèse ?** Certains scénarios détaillent une seule de ces voies de valorisation mais laissent ouverte la possibilité d'évolution en fonction des avancées constatées. D'autres ont recours simultanément aux deux voies, mais avec une temporalité différente, le CH<sub>4</sub> étant utilisé pour des taux de pénétration EnR globalement plus élevés. Certains scénarios n'ont recours qu'au seul méthane de synthèse, afin de minimiser les sauts technologiques en matière d'usages et de valoriser au mieux les infrastructures existantes (réseaux et stockage) et les technologies éprouvées à l'échelle industrielle (motorisation gaz).
4. **Le mix des différentes sources d'énergies renouvelables influence le poids du Power-to-Gas.** Plusieurs scénarios font référence au Power-to-Gas (hydrogène en particulier) sans le retenir : il s'agit à chaque fois de pays dotés ou voisin d'un parc hydroélectrique conséquent alimentant leur mix. D'autres scénarios comptent sur une part importante de biomasse pour le transport, voire pour l'équilibrage du système électrique, et limitent ainsi le recours au Power-to-Gas.

### 3. Bilan efficacité, environnement, économique

---

Une première estimation de performances énergétiques, environnementales et économiques a été réalisée, sur la base des caractéristiques actuelles mais aussi des améliorations futures attendues.

#### 3.1. Technologie

L'électrolyseur est l'élément central du Power-to-Gas, il permet la conversion de l'énergie électrique en énergie chimique contenue dans l'hydrogène issu de la décomposition de l'eau. Actuellement, il existe 3 principales technologies d'électrolyseurs : alcalines, PEM (Proton Exchange Membrane), et SOEC (Solid Oxyde Electrolyser Cell).

La première est une technologie mature et largement diffusée dans l'industrie. La seconde, plus récente et dérivée des piles à combustible reste aujourd'hui réservée aux petites installations. La dernière (SOEC), à haute température, en est encore au stade du laboratoire ; elle se différencie principalement par la substitution d'une partie de l'électricité nécessaire à la dissociation de l'eau par de la chaleur, l'efficacité énergie chimique/énergie électrique se trouvant ainsi améliorée.

Dans le cas de production de méthane de synthèse, un réacteur de méthanation est utilisé en série pour convertir l'hydrogène en méthane en le faisant réagir avec le CO<sub>2</sub>. Deux technologies sont utilisées :

- la voie catalytique utilisant des réacteurs avec un lit de catalyseur (ex : nickel), tout à fait similaire à la méthanation du monoxyde de carbone (CO) qui est exploitée industriellement depuis plus de 50 ans.

- la voie biologique qui a recours à des microorganismes pour réaliser cette conversion, de façon très proche de la méthanisation produisant le biogaz par fermentation anaérobie, les microorganismes et les conditions de réaction pouvant être différents.

Dans tous les cas, il ne s'agit pas de ruptures technologiques : tous les éléments constitutifs de la filière sont d'ores et déjà disponibles, même si chacune de ces « briques » est améliorable voire remplaçable par de futures variantes prometteuses. L'assemblage de ces briques et leur utilisation pour l'équilibrage du réseau électrique constitue en soi une nouveauté qui nécessite des adaptations et des optimisations, en particulier le fonctionnement intermittent.

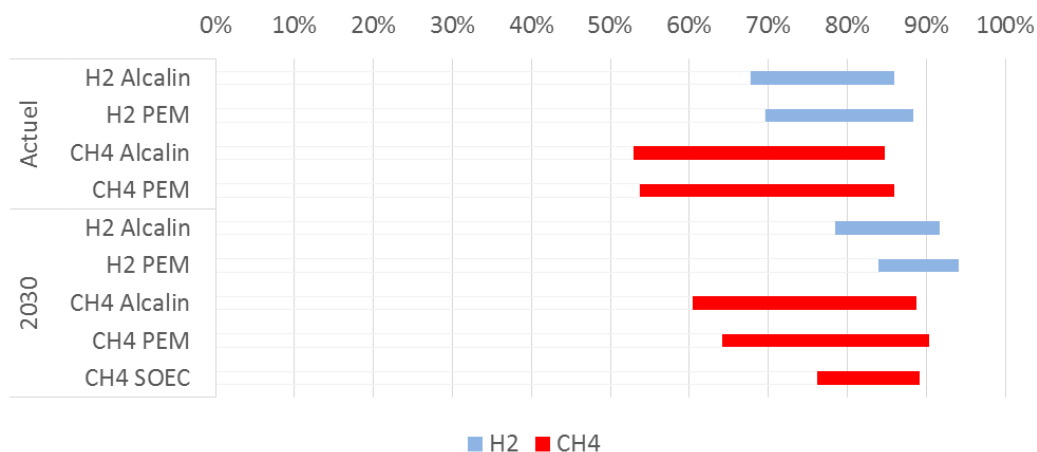
Des améliorations sensibles des performances techniques, économiques et environnementales sont attendues de tous les développements en cours. La baisse des coûts de production sera également largement liée à l'augmentation en taille des équipements, mais surtout de leur production en plus grandes séries.

## 3.2. Performances

### 3.2.1. Performances énergétiques

La Figure 2 présente les performances énergétiques estimées actuellement et en 2030. Aujourd'hui les rendements de conversion électricité->gaz de synthèse sont de l'ordre de 70%<sub>PCS</sub> pour l'hydrogène et 55%<sub>PCS</sub> pour le méthane, mais si l'on valorise la chaleur à haute et basse température dégagée par chacune des réactions, ces rendements peuvent monter jusqu'à plus de 85%. Sur le moyen-long terme ces performances hors valorisation de la chaleur pourraient être fortement améliorées avec un rendement de 80-85%<sub>PCS</sub> pour l'électrolyse et de 60 à 75% pour la production de méthane. Le plus haut rendement étant obtenu avec la synergie de l'électrolyse SOEC couplée à un réacteur de méthanation catalytique dont la production de chaleur haute température (350°C) alimente l'électrolyseur.

Figure 2 – Rendement de conversion selon filière (sur base PCS)



NB : La partie basse de la fourchette correspond uniquement à une valorisation du gaz de synthèse (H<sub>2</sub> ou CH<sub>4</sub>), la partie haute prend en compte également la valorisation de la chaleur.

Source : E&E Consultant<sup>2</sup>

### 3.2.1. Performances environnementales

Les études de cycle de vie comparatives manquent sur ce sujet.

<sup>2</sup> D'après une revue technique sourcée des différents composants, voir rapport principal (partie 2 et 3)

Concernant les gaz à effet de serre (GES), il n'y a pas d'émissions directes, et une étude conclut à un bilan en ACV de 25 g<sub>eqCO2</sub>/kWh<sub>PCS</sub> pour l'hydrogène et une autre à 37 g<sub>eqCO2</sub>/kWh<sub>PCS</sub> pour le méthane de synthèse<sup>3</sup>.

Pour l'eau on peut estimer un prélèvement d'environ 0,45 m<sup>3</sup>/MWh<sub>PCS</sub> pour l'hydrogène et 0,6 à 1,1 m<sup>3</sup>/MWh<sub>PCS</sub> pour le méthane, selon la source de CO<sub>2</sub> utilisée, sachant que dans les deux cas, et surtout pour le méthane une bonne partie de l'eau de procédé peut être restituée ou recyclée après traitement.

### **3.2.1. Performances économiques**

Actuellement, la filière hydrogène, avec un coût de production aux environs de 100 €/MWh<sup>4</sup>, se situe dans la fourchette des tarifs d'achat du biométhane (entre 45 €/MWh à 125 €/MWh, selon la taille de l'installation et les produits méthanisés). Son coût reste néanmoins près de 3 fois plus élevé que le prix de gros du gaz naturel.

La filière méthanation a quant à elle aujourd'hui des coûts situés largement au-dessus de tout type de valorisation dans des conditions de compétitivité, mais elle pourrait être compatible dès 2020 avec les meilleurs tarifs d'achat actuels du biogaz (c'est-à-dire 125€/MWh) s'il y a valorisation des co-produits ou, dans le cas de la méthanation biologique, si la technologie confirme son coût relativement bas.

En 2030, la filière hydrogène resterait environ 2 fois plus chère que les prix de gros du gaz naturel fossile selon les évolutions estimées par l'AIE (34 €/MWh<sub>PCS</sub>), et le méthane entre 2,8 et 4 fois en fonction de la technologie et de la valorisation ou non des co-produits.

En 2050, les coûts de production de la filière hydrogène serait environ 1,7 fois plus élevés que le prix de gros du gaz naturel fossile (avec toutes les incertitudes associées à cet horizon...), mais pourrait être compétitive si l'on intègre une taxe carbone de 90 €/t<sub>CO2</sub>, hypothèse retenue dans le scénario AIE 450.

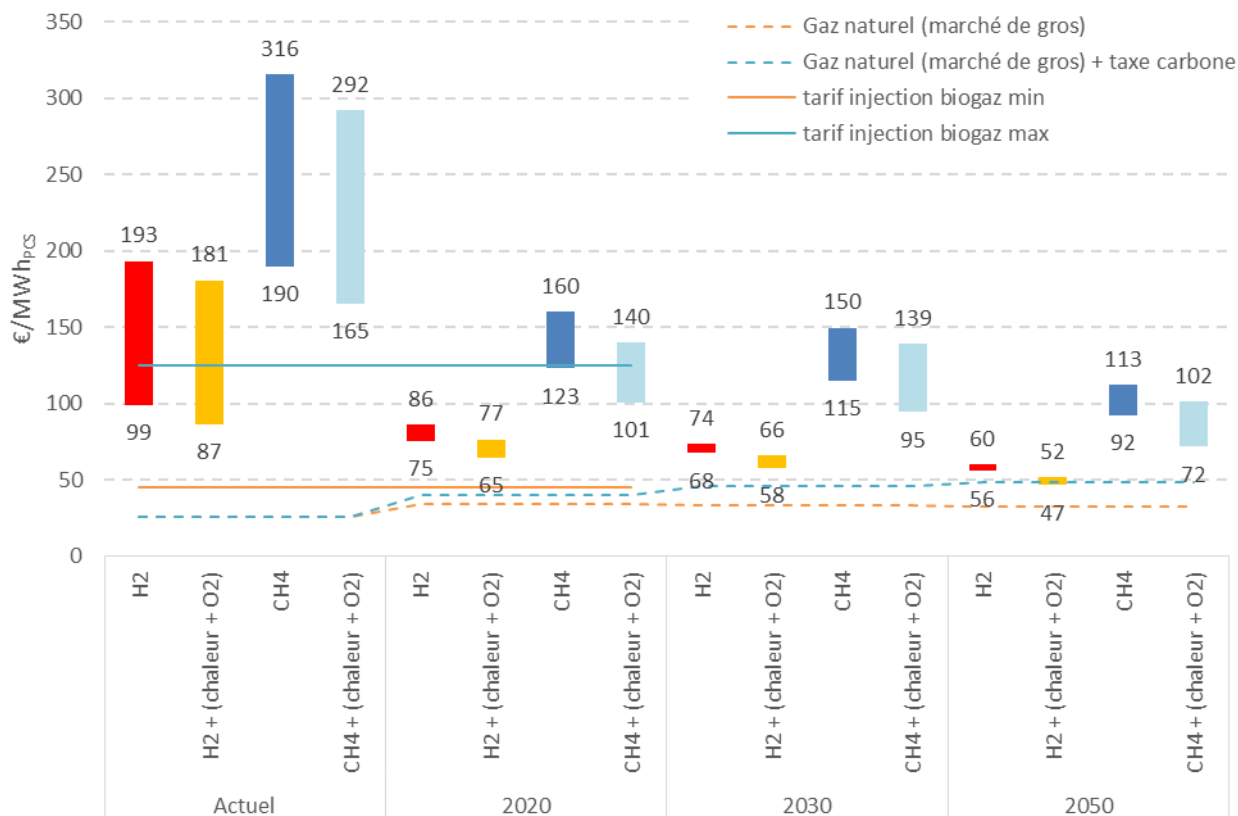
La filière méthane de synthèse se situerait quant à elle dans une fourchette de coût entre 2 et 3,5 fois plus élevé que le prix du gaz naturel fossile. Dans ces conditions une taxe carbone de 220 €/t<sub>CO2</sub> serait nécessaire pour compenser l'écart du coût de production avec valorisation de co-produits, et 330 €/t<sub>CO2</sub> sans cette valorisation.

---

<sup>3</sup> Il s'agit de deux études différentes dont toutes les hypothèses ne sont pas connues, il est donc incertain de faire la comparaison. Voir détail dans l'étude.

<sup>4</sup> La partie haute de la fourchette présentée sur la Figure 77 correspond à l'électrolyse PEM, beaucoup plus chère actuellement que l'électrolyse alcaline.

Figure 3 – Résumé des coûts de production des filières H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub> et des prix de valorisation



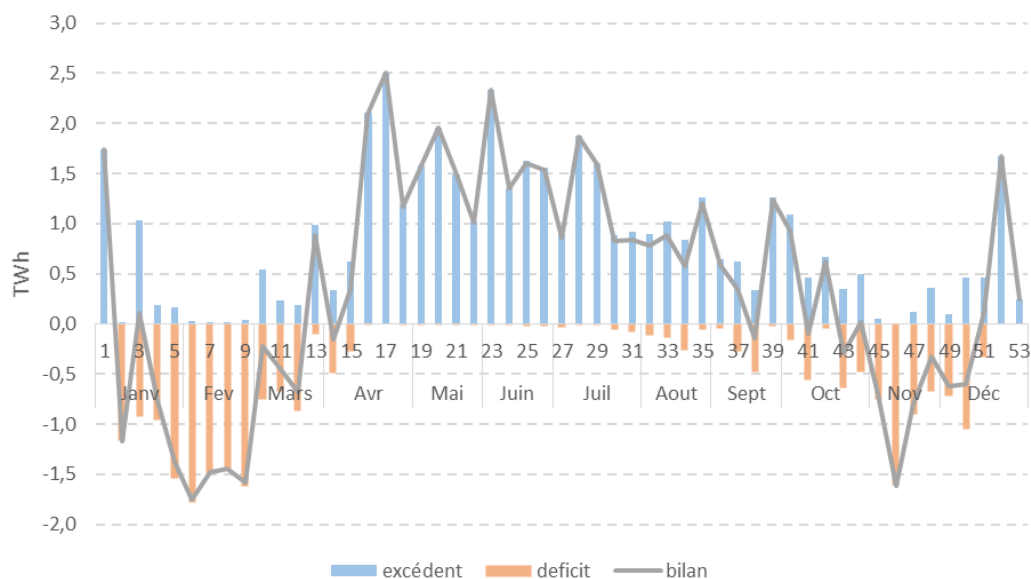
NB : pour chacune des filières, les coûts de production sont différenciés selon valorisation ou non des co-produits.

Source : E&E Consultant

## 4. Scénario possible de développement

Afin d'évaluer le besoin de Power-to-Gas, une modélisation simplifiée des excédents et déficits entre la demande électrique et la production d'électricité « fatale » a été réalisée, en se fondant sur les hypothèses du scénario vision ADEME pour le scénario de référence et sur négaWatt 2011 pour le scénario haut.

Figure 4 – Excédents et déficits de production hebdomadaires – 2050 scénario référence



*Principales hypothèses :*

- Demande horaire
- Profils ENRe variables basées sur météo 2012
- Nucléaire : mini technique / disponibilité saisonnière / contrainte variation de charge +/-5%/h
- Part du mini technique des autres ENR
- Pas d'échanges d'électricité aux interconnexions
- STEP pris en compte (5,4 Gwe de pompage, 100 GWh – réservoir bas)
- Les contraintes locales liées au réseau ne sont pas prises en compte

Source : E&E Consultant

Sur ces bases, les excédents résiduels<sup>5</sup> sont de 15 TWh en 2030 et de 44 à 91 TWh en 2050 selon les variantes. Si l'on retire les surplus dont l'équilibrage peut être fait sur la semaine, il reste respectivement 13 et 34 à 67 TWh. Ces excédents ne peuvent être valorisés par aucun système de stockage d'électricité et doivent donc être convertis sous peine d'être perdus.

Une valorisation sous forme de chaleur (Power-to-Heat ou PtH) est possible mais limitée : les périodes de forts excédents coïncident majoritairement avec la période estivale moins consommatrice de chaleur et les capacités de stockage saisonnier resteront limitées. Une valorisation sous forme de gaz de synthèse garde le plus grand potentiel, avec notamment les avantages de flexibilité grâce à des capacités très importantes de stockage et celui de la substitution au pétrole dans les transports difficiles à décarboner.

En considérant cette fourchette d'excédents et en prenant en compte des contraintes technico-économiques, on aboutit à un scénario possible de développement de 1 200 à 1 400 MWe de capacité de Power-to-Gas installée en 2030, pouvant valoriser entre 2,5 et 3 TWh d'électricité et produire entre 1,8 et 2 TWh de gaz de synthèse.

En 2050, la capacité installée pourrait atteindre de 7 700 à 24 000 MWe, avec une valorisation de 21 à 72 TWh d'électricité (6 à 24% de la consommation nationale d'électricité) et une production de 14 à 46 TWh<sub>PCS</sub> de gaz de synthèse. La filière hydrogène représentant entre 5 et 10% de la capacité installée, le reste étant réalisée par la filière méthanation. L'étude montre que les besoins de CO<sub>2</sub> pourraient être entièrement satisfaits par des sources de CO<sub>2</sub> renouvelables (méthanisation et gazéification de biomasse).

Par la même occasion, ces installations de Power-to-Gas pourraient également permettre de co-produire en 2050 entre 5 et 18 TWh de chaleur et entre 3 400 et 11 700 kt d'oxygène<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> Les excédents résiduels sont les excédents bruts moins ceux valorisés par les STEP.

<sup>6</sup> En 2011 la production française d'oxygène est estimée à 4 700 kt selon EUROSTAT

## 5. Un cadre législatif et économique à construire

---

### 5.1. Quelle répartition entre secteur marchand et secteur régulé ?

Sans en faire un préalable absolu à son développement, la question du positionnement du Power-to-Gas dans le système énergétique dans son ensemble sera sans nul doute un élément déterminant de la contribution qu'il sera en mesure d'apporter à la transition énergétique.

Deux visions différentes induisent des solutions techniques adaptées et des modèles économiques qui découleront des choix qui seront faits :

- la première consiste à considérer que le Power-to-Gas n'est qu'un nouveau moyen de produire de l'hydrogène ou du méthane et qu'il doit s'intégrer à ces marchés selon les modalités existantes et en suivant les règles habituelles de la concurrence ;
- la seconde considère prioritairement le caractère systémique du Power-to-Gas vis-à-vis du modèle énergétique dans son ensemble, auquel il apporte une solution d'équilibrage qui le désigne comme un élément faisant intrinsèquement partie du secteur régulé (au même titre que le réseau par exemple).

Même si une hybridation entre ces deux visions est possible, un cadre législatif, réglementaire et fiscal devra être établi en temps utile sur la base de choix dûment éclairés notamment par des critères d'efficacité économique mais aussi de capacité à garantir dans la durée une réponse adaptée à la fois aux contraintes techniques d'équilibrage des réseaux et aux objectifs de développement des énergies renouvelables.

### 5.2. Le besoin de définir un modèle économique stable

En revanche, le besoin de visibilité et de stabilité du modèle économique dans lequel les opérateurs pourront inscrire leur activité future est une condition préalable pour l'industrie si l'on veut qu'elle engage concrètement les efforts nécessaires de R&D puis de démonstration des solutions techniques qui devront ensuite être industrialisées de façon à pouvoir être au rendez-vous des échéances de déploiement massif.

En particulier, il sera nécessaire de connaître les perspectives d'évolution de l'organisation du marché de l'électricité qui montre aujourd'hui des limites conjoncturelles avec la fermeture des moyens de production les plus modernes et les moins émetteurs de GES.

Ceci dépendra également en partie du devenir des mécanismes de soutien au développement de l'électricité renouvelable, et de l'évolution des instruments de régulation des émissions de GES, notamment le marché ETS et le devenir de la taxe carbone.

### 5.3. Commencer rapidement à adapter le cadre réglementaire

Bien que les perspectives de déploiement à grande échelle du Power-to-Gas en France se situent à un horizon de 10 ans (pour l'hydrogène) à 15 ans (pour le méthane), certains aspects de la réglementation actuelle constituent des freins au développement de projets de démonstration<sup>7</sup> qui sont indispensables pour acquérir rapidement du retour d'expérience et pouvoir orienter les travaux de développement de manière pertinente. Il serait à cet égard judicieux d'ouvrir ou d'accélérer certaines réflexions ou certains travaux déjà engagés autour de l'évolution du cadre réglementaire de certaines briques du Power-to-Gas – on pense notamment à l'encadrement peu adapté de la production et du stockage d'hydrogène, conçu avant tout pour les usages industriels de ce gaz.

---

<sup>7</sup> Projets qui émergent aujourd'hui au Danemark ou en Allemagne



## 5.4. La nécessaire collaboration entre électriciens et gaziers

Le Power-to-Gas interagit nécessairement de manière transverse entre les infrastructures et les marchés électriques et gaziers. Il est donc mal adapté à la structure actuelle du secteur français de l'énergie hérité d'une longue histoire et encore marqué par des cloisonnements entre électricité et gaz dans l'organisation des acteurs et par des visions concurrentes dans l'imaginaire collectif des décideurs politiques et de la population qui constituent potentiellement autant de freins à son avènement.

Par contraste, l'exemple danois d'un gestionnaire unique des réseaux de transport d'électricité et de gaz (Energinet.dk) est frappant. La concurrence souvent stérile entre ces deux vecteurs n'a pas cours dans ce pays où elle est remplacée par l'évidence de leur complémentarité (ainsi d'ailleurs qu'avec les réseaux de chaleur qui alimentent plus de la moitié des bâtiments). De ce fait, l'émergence du Power-to-Gas s'inscrit sinon dans une culture technique totalement commune entre électriciens et gaziers, du moins dans une pratique permanente du dialogue et une culture de la coopération qui forment le socle indispensable de toute solution techniquement et économiquement optimisée.

La question d'un rapprochement entre les entreprises gestionnaires des réseaux de transport électriques et gaziers français n'est pas l'objet de cette étude, mais la collaboration entre eux, ainsi d'ailleurs qu'entre GRD (Gestionnaires de Réseaux de Distribution) à des échelles géographiques pertinentes de l'ordre la région, devrait être renforcée et mise à l'ordre du jour des réflexions et des travaux actuels et futurs autour de la transition énergétique

## 6. Recommandations

---

Schématiquement, le déploiement du Power to Gas peut se résumer dans trois phases-clés.

A court / moyen terme, l'hydrogène se présente, en incorporation dans le réseau de gaz dans des proportions maîtrisées (quelques %) et en usage direct sur des marchés de niche (*via* des piles à combustible notamment), comme une voie de valorisation d'excédents de productions d'électricité renouvelable conséquents.

A plus long terme, une transition vers la production de méthane de synthèse permettrait de lever toutes les limites techniques liées à l'injection et de donner ainsi accès aux stockages souterrains de très grande capacité. En permettant par ailleurs de valoriser le CO<sub>2</sub> issu entre autre de la purification du biogaz obtenu par méthanisation, la méthanation peut également apporter une contribution significative au déploiement massif du gaz renouvelable vers des usages tels que la mobilité ou la chaleur qui apparaissent difficiles à décarboner.

En parallèle de ces développements dans le domaine énergétique, et dès à présent, des potentialités de substitution existent dans les usages industriels de l'hydrogène qui représentent environ 1 million de tonnes par an. En particulier, des usages diffus, de faibles volumes (industrie agro-alimentaire, électronique, etc.) pourraient d'ores et déjà être alimentés par de l'hydrogène produit par électrolyse. Ces potentiels de substitution représentent un enjeu technique et économique pour le Power-to-Gas en développant certaines briques, mais également des enjeux en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre (la production d'hydrogène, essentiellement par vapo-reformage du gaz naturel, génère en France de l'ordre de 10 MtCO<sub>2</sub>/an).

Ces étapes ne sont pas tant des paliers techniques, dont le passage de l'un à l'autre nécessiterait l'achèvement complet du premier, mais une manière de présenter un développement de plus en plus intégré et systémique du PtG. En pratique, les usages décrits ci-dessus seront amenés à se côtoyer et à se développer au moins pour partie en parallèle.

À l'appui de cette vision, les recommandations ci-dessous s'adressent aux pouvoirs publics et aux acteurs industriels et économiques en tenant compte des enseignements évoqués précédemment et en s'inscrivant dans la volonté de créer une dynamique permettant *a minima* l'expérimentation et la caractérisation technique et économique des solutions de Power-to-gas dans le système français,

- **R&D (court terme – 5 ans)**
  - Mener une analyse comparative complète en ACV (ressources, bilan GES, infrastructures, usage des sols, ...) des alternatives aux produits pétroliers dans les transports automobiles : biocarburants de 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> génération, biométhane, H<sub>2</sub>, GNV, véhicule électrique et/ou hybride, Power-to-Liquid<sup>8</sup>,
  - Développer des démonstrateurs en grandeur réelle intégrant la dimension de service au système électrique en coordination avec les GRT et GRD gaz et électricité
  - Lancer un programme de R&D à moyen – long terme (en coordination avec l'Allemagne et d'autres pays avancés sur le sujet) intégrant les dimensions techniques mais aussi les dimensions économiques et financières à des échelles micro-économiques détaillées (modèles d'affaires)
- **Organisation de la filière – démarche collective (moyen terme – 5-10 ans)**
  - Mise en place d'un Groupe de Travail multi-acteurs, similaire à celui œuvrant sur l'injection de biométhane depuis 2008 (sous pilotage DGEC) ou 2009 (co-pilotage Ademe-GrDF) pour proposer le cadre réglementaire, économique et technique
  - Définir des objectifs de développement (roadmap)
  -
- **Information sensibilisation (moyen terme – 5-10 ans)**
  - Information des décideurs économiques et du public par des sources neutres et indépendantes (pas seulement l'industrie)
  - Programme de formation professionnelle
- **Cadre réglementaire (à moyen terme – 10 ans)**
  - Établir les conditions de la reconnaissance du caractère renouvelable et décarboné du Power-to-Gas (H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>) dans les textes législatifs, réglementaires et fiscaux en UE et en France
  - Faire évoluer la réglementation (production, stockage et utilisation H<sub>2</sub>, injection CH<sub>4</sub>, ...) en fonction des résultats des études d'évaluation des risques réels en tenant compte du contexte (usages industriels ou grand public)
  - Harmoniser et adapter les réglementations, codes et normes au niveau européen
- **Exemples de mécanismes de soutien (moyen terme - 10-15 ans)**
  - **Fiscalité environnementale - carbone sur les énergies fossiles (dès à présent)**
  - Exonération du Power-to-Gas (H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>) de toute taxation (combustible ou carburant) en différenciant l'origine du CO<sub>2</sub> selon le bilan GES
  - Application d'un super-bonus écologique aux véhicules H<sub>2</sub> et GNV approvisionnés en P-to-G
  - Tout en donnant la priorité à l'injection dans le réseau, rendre possible l'exploitation des niches de marché de l'H<sub>2</sub> hors réseau dans l'industrie (raffineries, production d'ammoniac, ...) et les transports (stations H<sub>2</sub>, Power-to-Liquid)...

---

<sup>8</sup> Production de carburant de synthèse liquide à partir d'électricité, comme par exemple le méthanol.

---

# Executive summary

---

## 1. What is “Power-to-Gas” ?

---

### 1.1. Concept

The purpose of this study is to examine the use of technologies that allow converting power into gas as ways of providing added value to power surpluses. In the Anglo-Saxon world, and in numerous other countries, this concept is known as Power-to-Gas (PtG or P2G): for convenience, we will use this denomination.

The massive integration of fluctuating renewable energy sources ((wind and photovoltaics principally) into electricity systems implies more and more time periods during which production will exceed consumption. The volumes at stake could surpass the conventional capacities of flexibility and storage of the electricity system: the conversion into another energy carrier therefore appears as a solution for giving value to these surpluses.

As the basic technology of Power-to-Gas, electrolysis converts electrical energy into chemical energy in the form of hydrogen gas (H<sub>2</sub>), by separating molecules of water (H<sub>2</sub>O). The gas produced can be used on-site in different manners, for example by a manufacturer for its own process needs or by a filling station for hydrogen-fuelled vehicles (fuel-cell motorisation), or it can be stored locally for being later converted back into power through a fuel-cell.

However it can also be directly injected into the gas distribution or transmission networks, thus creating a coupling of various energy networks and carriers : in this way the possibilities to create added-value from power surpluses are significantly increased and diversified both in terms of final use as well as across a scope of time and space.

The possibility to inject hydrogen into gas networks provides access to huge storage and transmission capacities - in France alone, the gas storage capacities are 300 times bigger than those of electricity (137 TWh vs 0.4). However the quantity of hydrogen that can actually be injected is limited today to a few percents (around 2% in energy content) for several reasons (safety, leakage, suitability with final use or with pipe configuration,...) Even if the proportion considered as acceptable by networks operators is likely to increase in the coming years, it seems hardly possible that it could exceed 20 to 30% in volume (i.e. 15 to 20% in energy content) – and that is indeed a limiting factor in the medium- to long-term.

With this in mind, the so-called « methanation reaction » offers an additional possible step through which hydrogen atoms are combined with some carbon atoms extracted from carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) to produce synthetic methane (CH<sub>4</sub>), which is 100% mixable with natural gas. There are many available sources of carbon dioxide: recovery of CO<sub>2</sub> from the purification process of biogas (from biomass methanisation) or syngas (from biomass gasification), CO<sub>2</sub> capture on industrial emission sources (cement or oil- based chemical processes, but also any kind of combustion facility), or even emission coming from power production.

While not totally ignoring the possibility of on-site direct exploitation of hydrogen or methane that is already subject of numerous studies and recommendations, the present study focuses on the « network-tied » version that offers a real synergy with existing infrastructures and a large panel of uses for the gas produced:

- heat (for residential and offices space heating, industry, processes, domestic hot water, cooking,...)
- raw material for chemical industry
- mobility via conventional combustion engine vehicles (gasoline or Diesel) adapted for running with methane (Natural Gas Vehicles, NGV), as around 15 millions are doing today worldwide <sup>9</sup> ;

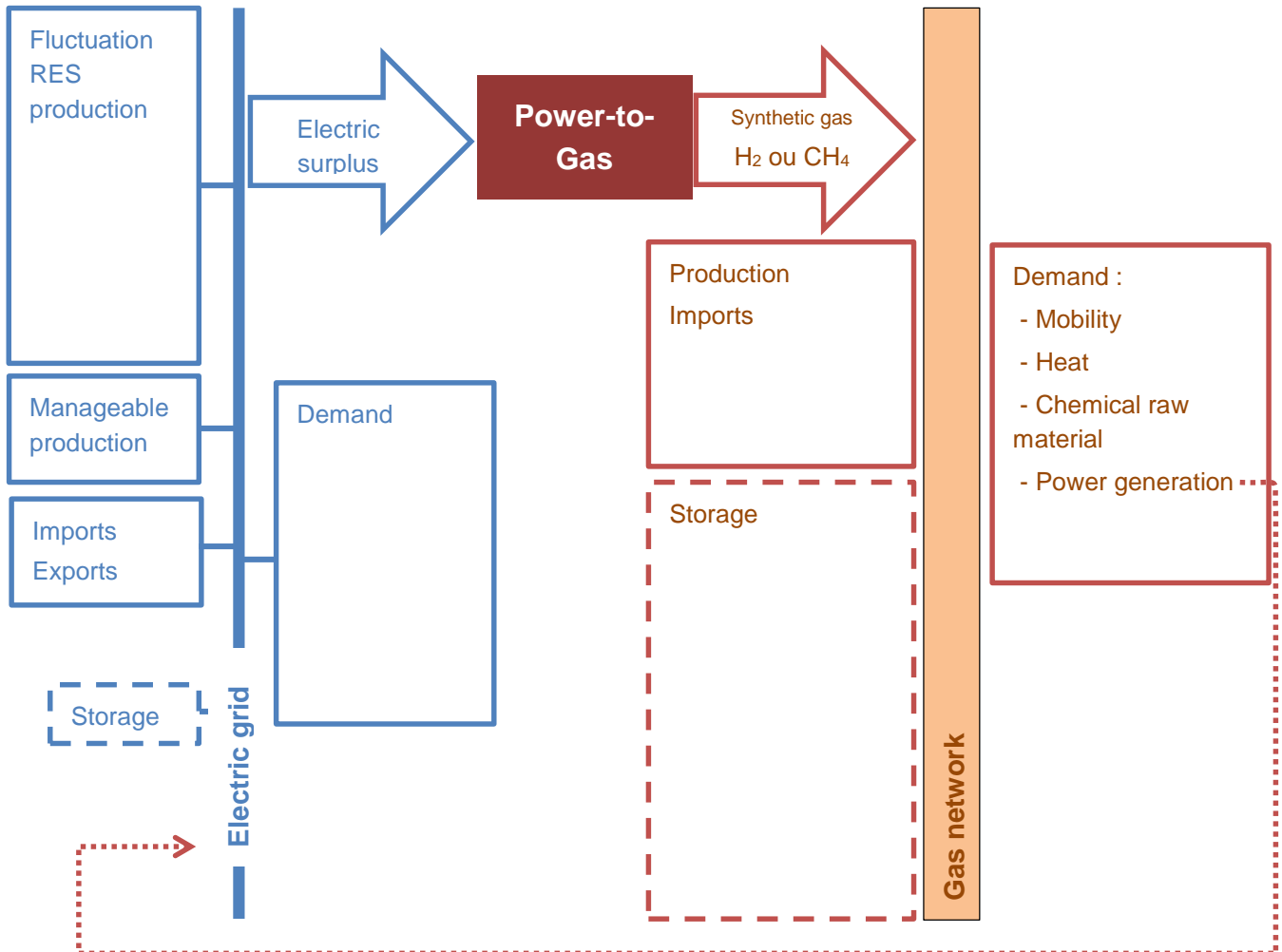
---

<sup>9</sup> Unlike electrical or hydrogen vehicles, it does not require a deep reconversion of both automobile manufacturing and fuel distribution.

- power production

Figure 10 summarizes the concept of Power-to-Gas as defined in this study.

Figure 5 – Schematic layout of Power-to-Gas



## 2. What role for Power-to-Gas in European scenarios?

An in depth analysis of 24 recent European energy scenarios as undertaken in the framework of this study identified the main lessons to be learnt concerning Power-to-Gas:

5. **A strong link to the massive penetration of fluctuating renewable sources is important.** A high share of fluctuating renewable electricity actually triggers a need for the switch to conversion technologies for absorbing the surpluses, using them directly or eventually storing them from one season to another. Power-to-Gas therefore appears essentially in scenarios with an ambitious share of renewables, and only from 2030 onwards, when they become significant or even dominant, or at least strongly influential to the electricity system's operation.
6. **The need for conversion between energy carriers depends on the scope of the scenario.** Those scenarios that address only the electricity system do not identify many benefits from Power-to-Gas. Since the issue in that case is only to achieve short-term conversions from production to consumption, synthetic methane or even hydrogen on it's own needs high investments and engenders high yield losses. Taking into account the needs of industry and, even more, of the

transport sector, where gas is a highly valuable substitute to oil products profoundly changes the landscape and considerably increases the interest of energy carriers conversions

7. **Only Hydrogen and / or synthetic methane?** Some scenarios only investigate one of these options but imagine a possible evolution, depending on future observed technological progress. Others exploit both options simultaneously, but within a different time frame, CH<sub>4</sub> being generally used for higher shares of renewables in the energy mix. Some scenarios exclusively exploit synthetic methane so as to minimize the need for technology leaps for end uses and reap the highest benefits from existing infrastructures (network and storage facilities), and from those technologies proven within industry (gas motors).
8. The **energy mix of different renewable sources affects the attractiveness of Power-to-Gas.** Several scenarios make reference to Power-to-Gas (especially hydrogen) without integrating it: these cases are always for countries equipped with, or neighbouring a large hydropower portfolio feeding their own electricity mix. Other scenarios rely on a significant share of biomass in transport, eventually for balancing the electricity system, thus reducing the need for Power-to-Gas.

### 3. Efficiency, environment and economic balance

---

A preliminary assessment of energy, environment and economic performance has been achieved, based on today's current technological level but also on expected future improvements.

#### 3.1. Technology

The electrolyser is the central component of Power-to-Gas, as it enables the conversion of electrical energy into chemical energy contained in hydrogen from water separation. Nowadays, there are three main electrolyser technologies: alkaline, PEM (Proton Exchange Membrane) and SOEC (Solid Oxide Electrolyser Cell).

The first one is mature technology that is well known and used in industry. The second one, more recent and derived from fuel cells is used in small facilities. The last one (SOEC), operating at high temperature, is still at the laboratory stage; it differs mainly by the substitution of a part of the electricity needed for water dissociation by heat, thus improving the conversion of electricity to chemical energy efficiency..

In the case of synthetic methane production, a methanation reactor is used in series for converting hydrogen into methane through a reaction with CO<sub>2</sub>. Two technologies exist for this:

- the catalytic path using catalyser bed reactors (i.e. : nickel), quite similar to the monoxide carbon (CO) *methanation* process that has been used on an industrial scale for half a century at least.
- the biological path that uses microorganisms to achieve this conversion, in a manner quite close to *methanisation* that produces biogas through anaerobic fermentation, even if the microorganisms used and the reaction conditions are different.

Either way, there is no need for a technological leap: all the basic components of the technology are already available, even if each of these "bricks" is improvable or even replaceable by some future promising variant. Assembling and using these "bricks" for balancing the electricity grid represent *per se* a novelty that calls for adaptation and optimisation, especially considering intermittent operation.

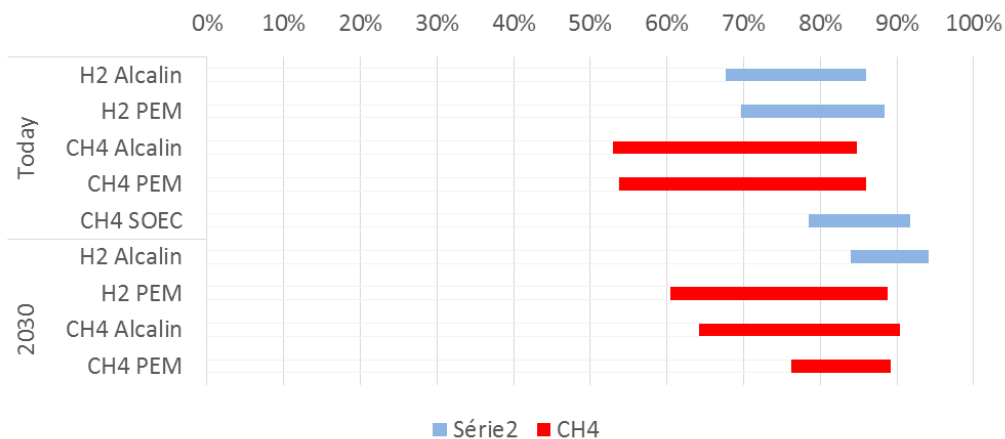
Significant improvements in the technical, economical and environmental performances are expected from the numerous developments that are presently on-track. The reduction in production costs will largely depend on the increasing facilities and equipment size, but above all on their manufacturing in larger series.

## 3.2. Performances

### 3.2.1. Energy performances

The Figure 2 below shows the energy performance currently expected in 2030. Today, the conversion yields from electricity to synthetic gas are around 70%<sub>HHV</sub> for hydrogen and 55%<sub>HHV</sub> for methane, but if the high and low temperature heat released by each of these processes is recovered and used, these yields can increase to over 85%. In the mid to long term, these performances without heat recovery could be significantly increased with a yield of 80-85%<sub>HHV</sub> for electrolysis and between 65 and 70% for methane, the highest yield being reached with the synergy of the SOEC electrolysis coupled with a catalytic methanation reactor whose high temperature heat (at 350 °C) can feed the electrolyser.

Figure 6 – Conversion efficiency according to technologies (based on HHV)



NB: The lower end of the spread refers only to synthetic gas-related value creation (H<sub>2</sub> or CH<sub>4</sub>), the higher one also takes into account heat recovery.

Source: E&E Consultant<sup>10</sup>

### 6.1.1. Environmental performances

There is a lack of life-cycle assessment studies on this topic.

Concerning greenhouse gases (GHG), there are no direct emissions, and one study concludes to a life-cycle emission of 25 g<sub>eqCO2</sub>/kWh<sub>HHV</sub> for hydrogen and another one at 37 g<sub>eqCO2</sub>/kWh<sub>HHV</sub> for synthetic methane.

Concerning water, the gross consumption can be evaluated at around 0,45 m<sup>3</sup>/MWh<sub>HHV</sub> for hydrogen and 0.6 to 1.1 m<sup>3</sup>/MWh<sub>GVC</sub> for methane depending where the CO<sub>2</sub> is obtained. It is important to understand that in both cases, and particularly for methane, a significant proportion of the water used in the process can be returned to its source or recycled after treatment<sup>11</sup>.

### 6.1.2. Economical performances

Currently, the production cost of hydrogen of around 100 €/MWh<sup>12</sup> is consistent with the levels of French feed-in-tariffs for biogas (between 45 and 125 €/MWh depending on facility capacity and the type of raw materials used). Its cost is however almost 3 times higher than natural gas wholesale prices.

The cost of methanation is today clearly far above levels that would allow for a competitive entry to the energy market, but it could approach the higher end of biogas feed-in-tariffs (i.e. 125 €/MWh) as of 2020 if

<sup>10</sup> From a technical sourced review of the different components, see full report, parts 2 & 3

<sup>11</sup> by reference to two different studies whose hypothesis are not all published : the comparison must therefore be taken with reservations. See details in the full report.

<sup>12</sup> The higher end of the spread shown in Figure 77 relates to a PEM électrolyser, today much more expensive than an alkaline one.

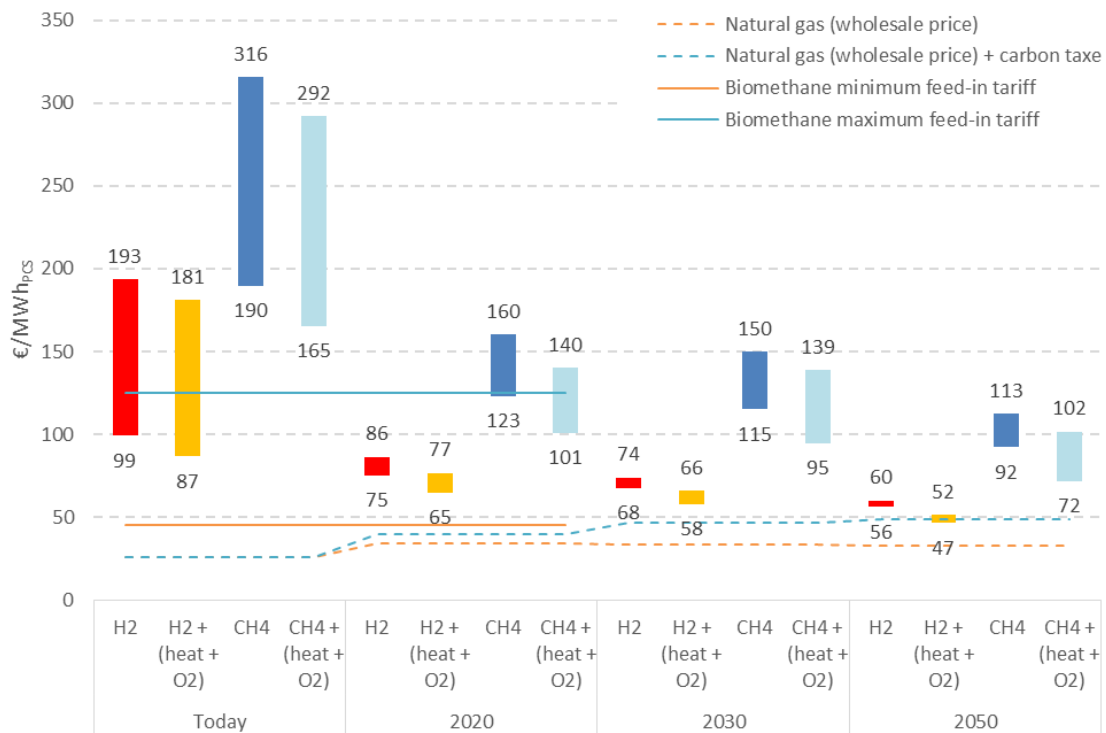
co-products such as O<sub>2</sub> and heat are recovered and valued or, in the case of biological methanation, if the technology confirms its relatively low cost.

In 2030, the cost of hydrogen could remain around twice that of natural gas wholesale prices according to the price evolution expected by the IEA ((34 €/MWh<sub>HHV</sub>), and the cost of methane between 2.8 and 4 time higher, depending on the technology used and on the rate of by-products value recovery.

In 2050, production costs of hydrogen could fall to be around 1.7 higher than fossil natural gas wholesale prices, (taking into account all uncertainties at such a distant date), but could be competitive assuming a carbon tax at 90 €/tCO<sub>2</sub>, as the IEA actually does in its « 450 ppm scenario »

The cost of synthetic methane could be in the range between 2 and 3.5 times higher than fossil natural gas wholesale prices at this date. In these conditions, a carbon tax at 220 €/tCO<sub>2</sub> would be necessary to compensate with the higher production costs including co-products value recovery, and 330 €/tCO<sub>2</sub> without.

Figure 7 – Summary of production costs of H<sub>2</sub> & CH<sub>4</sub> paths and sales prices according to uses



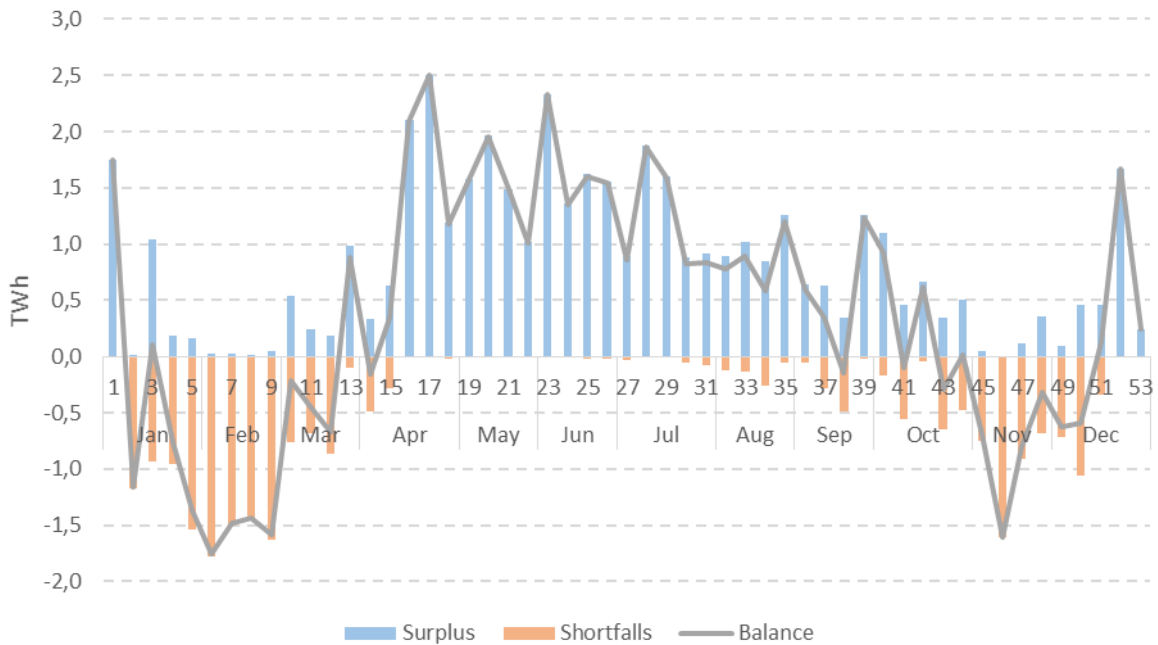
NB : production costs of each technology path are differentiated according to the estimated value of by-products.

Source: E&E Consultant

## 4. A possible development scenario

To assess the need for Power-to-Gas, a simplified model of surpluses and shortfalls between electricity demand and offer has been achieved, based on hypothesis from the ADEME « Vision 2030-2050 » study for the reference scenario and from the négaWatt 2011 study for the higher scenario.

Figure 8 – Weekly production surpluses and shortfalls for 2050 in the reference scenario



*Main hypothesis:*

- Hourly demand
- Fluctuating RES profiles based on 2012 weather records
- Nuclear power : technical minimum / seasonal availability / +/-5%/h load variation constraint
- Technical minimum share for other RES
- No power exchange at interconnections
- PPSP included (5.4 GWe of pumping – lower tank 100 GWh)
- Local grid constraints not considered

Source: E&E Consultant

Building on these scenarios, residual surpluses account for 15 TWh in 2030 and between 44 and 91 TWh in 2050 depending on the scenario variants. If the surpluses that can be balanced on a weekly basis are deducted, then the figures are 13 TWh and between 34 and 67 TWh, respectively. Such large surpluses cannot be absorbed by any specific power storage system and must therefore be converted otherwise they would be lost.

A recovery of value as heat (Power-to-Heat or PtH) is possible but limited: most high surpluses peaks take place in summer when the need for heat is low and seasonal storage capacity is expected to remain limited in capacity. The recovery of value as synthetic gas provides the highest potential, specifically with regards to its advantages in terms of flexibility resulting from the very large storage capacity and its ability to replace oil products in the transport sector which is hard to decarbonise.

Considering this range of surpluses and taking into account technical and economical constraints, a credible development scenario for 2030 appears to be in the range from 1 200 to 1 400 MWe of installed Power-to-Gas capacity, able to convert between 2.5 and 3 TWh of electricity (and produce between 1.8 and 2 TWh of synthetic gas).

In 2050, the installed capacity could reach between 7 700 and 24 000 MWe, converting between 21 and 72 TWh of electricity i.e. between 6 and 24 % of the national power consumption) and producing between 14 and 46 TWh<sub>HHV</sub> of synthetic gas, hydrogen processes accounting for 5 to 10% and methanation processes for the rest. The study shows that the CO<sub>2</sub> needed for producing methane could be entirely covered by renewable sources through methanisation and gasification of biomass as developed in the corresponding scenarios.



Finally, these Power-to-Gas facilities would also be able to produce altogether between 5 and 18 TWh of valuable heat, and between 3 400 and 11 700 kt of oxygen usable by the industry or health sectors<sup>13</sup>.

## **5. A legal and economic framework to be built**

---

### **5.1. What shares for market and regulated sectors?**

Without being an absolute pre-requisite for its development, the issue of the place of Power-to-Gas in the energy system as a whole will undoubtedly be a decisive element for the actual contribution it will be able to bring to the energy transition.

Two contrasting visions induce specific technical solutions and economical models that will depend on the approach chosen:

- the first one considers that Power-to-Gas is just a new way of producing hydrogen or methane and must therefore be integrated in the corresponding markets as they currently operate and follow the usual market rules ;
- the second one takes into consideration the systemic character of Power-to-Gas regarding the energy system as a whole, and its capacity to provide a balancing solution that designates it as an intrinsic part of the regulated sector, in the same way as the transport or distribution grid, for instance.

Even if a hybrid vision is possible, a legal, regulatory and fiscal framework must be established, based on well informed choices, especially considering economical efficiency criteria but also considering the technologies capability to ensure, over the long term, a consistent answer both to the technical constraints of electric grid balancing and of the renewable energy sources development goals.

### **5.2. A need to define a stable economical model**

The need for visibility, and a certain stability of the economic model within which operators will have to integrate their future activity is a prerequisite for industry if it is to invest in the necessary R&D programmes required to bring the technologies through R&D to Demonstration and thence industrial deployment phases ready for a massive roll-out on time.

It will be particularly important to determine how and to what extent the electricity markets' design and functioning can be modified, specifically in light of the markets inability to keep the most modern and least polluting fossil fuel power stations on line.

It will also be necessary to evaluate the impact of changes to renewable electricity support mechanisms, as well as those to CO<sub>2</sub> and greenhouse gas emission regulatory instruments such as the ETS market and the carbon tax.

### **5.3. Adapt the current regulatory framework in the short term**

Although a widespread deployment of Power-to-Gas will not take place by any measure before 10 (for hydrogen) to 15 years (for methane), some aspects of the present regulatory framework seriously curtail the development of demonstration projects<sup>14</sup>, even though they are clearly necessary so that industry can acquire the experience necessary to correctly orientate their R&D activities. In light of this it would be pertinent to initiate and/or accelerate discussions and works involving the possible adaptation and evolution of the legal framework in several areas keys to Power-to-Gas – for example the strict regulatory framework

---

<sup>13</sup> In 2011 the production of oxygen was estimated at 4 700 kt by EUROSTAT

<sup>14</sup> Such projects are currently emerging in Denmark or Germany

of hydrogen production and storage that was specifically designed for industrial uses of the gas, but that is not really relevant for PtG production and uses.

#### **5.4. A need for collaboration between gas and power industries.**

Power-to-Gas necessarily interacts horizontally with electricity and gas infrastructure and markets. It does not adapt itself well to the present structure of the French energy sector that has a long history and still bears the marks of its inherited strict legal separation between gas and electricity, for example in the way actors are organised, or in the perception by the political body and ordinary citizens that electricity and gas are rival energy sources; these structural factors and misconceptions may be as many barriers to the development of PtG..

In contrast, the example of Denmark, where the electricity and gas transmission networks are operated by a single company (Energinet.dk), is striking. The generally sterile competition between these two energy vectors is not a subject in this country, where their complementarity characteristics are taken for granted – as is the complementary carrier of distributed heat from the district heat networks that supplies more than half of all buildings. Whilst electricians and gas operators do not have an entirely common culture, they nonetheless have a common practice of informed dialogue and open cooperation that are an indispensable base from which to reach any technically and economically optimised solution.

The issue of gas and electricity transmission networks operators coming closer together is not the topic of this study, but the collaboration between them, as well as between distribution network operators at relevant scales that could be in the range of the current Regions' areas, should be reinforced and put on the agenda of present and future discussions and working groups around energy transition.

## **6. Recommendations**

---

The development of Power-to-Gas can be summarized in three key steps.

In the short to mid-term, hydrogen represents, when incorporated into the gas network in limited proportions (a few %) and/or used directly in some niche markets (particularly via fuel cells) a way to provide added value to substantial renewable electricity surpluses. .

In the longer term, a transition toward synthetic methane production would allow to overcome all technical barriers linked with gas injection and would open access to the huge storage capacity provided by underground reservoirs. In addition, by adding value to CO<sub>2</sub> coming from the purification of biogas produced through methanisation process, methanation can also significantly contribute to the massive development of renewable gas for major uses such as mobility or heat that prove to be hard to decarbonise.

In parallel with these developments in the energy sector, and from now, possible substitutions can be identified for industrial uses of hydrogen, whose consumption accounts for around 1 million tons per year. In particular, diffuse low quantity uses (food-processing or electronic industries,...) could already be supplied by hydrogen produced through electrolysis. These substitution potentials represent an opportunity for Power-to-Gas through the technical and economical development of several elements, but also in terms of GHG emissions reduction since the production of hydrogen, essentially based on natural gas steam-reforming (cracking), causes emissions of around 10 MtCO<sub>2</sub> per year

These steps are not so much technical milestones, with each one needing the previous one to be fully completed before being implemented, but a way to plan a more deeply integrated and systemic development of Power-to-Gas technologies. In practice, the uses described above will to some extent develop simultaneously anyway.

Encompassing this vision, the recommendations below are directed to public authorities and to industrial and economical stakeholders and take into account the lessons learnt previously mentioned and clearly intend to

create a dynamic movement towards at least full scale testing and technical and economical characterization of Power-to-Gas technologies in the French energy system.

- **R&D (short term – 5 years)**
  - To undertake a complete life-cycle assessment (resources, GHG balance, infrastructures, land uses, ...) of available alternatives to oil products in road transports : 2<sup>nd</sup> and 3<sup>rd</sup> generation biofuels, bio-methane, H<sub>2</sub>, NGV, electric and/or hybrid vehicles, Power-to-Liquid,<sup>15</sup>,
  - To develop large scale demonstrators that include services provided to the electric system in coordination with transmission and distribution power and gas networks operators
  - To launch a mid to long term R&D program (in coordination with Germany and other countries more advanced on the topic) including technical but also economical and financial aspects at a detailed micro-economic scale (business plans)
  
- **Coordination of stakeholders – participative working groups (medium term 5 to 10 years)**
  - To establish a multi-stakeholder working group to elaborating a regulatory, technical and economical framework, similar to the workgroups on bio-methane injection created by the State Administration in 2008 and successfully managed by ADEME and GrDF since 2009.
  - To define development goals (Roadmap)
  
- **Information and awareness-raising (mid-term – 5-10 years)**
  - To inform economic decision-makers and the general public through neutral and independent media (i.e. not only the industry)
  - To develop a professional training program
  
- **Regulatory framework (mid-term – 10 years)**
  - To define in which conditions the renewable and decarbonised character of Power-to-Gas (H<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub>) could be recognized in legal, regulatory and fiscal texts in France and in the European Union.
  - To update the regulatory framework, firstly on H<sub>2</sub> production, storage and uses and on CH<sub>4</sub> injection, in accordance with the results of the actual risk evaluation studies taking into account the environment (industrial uses vs general public)
  - To adapt and standardise across Europe regulations, codes and standards
  
- **Examples of support mechanisms (mid term - 10-15 years)**
  - To implement an environmental and carbon taxation system (immediately)
  - To exempt Power-to-Gas (H<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub>) from any taxation (as heat or transport fuel) while taking into account the origin of CO<sub>2</sub> depending on the GHG emissions
  - To enforce a « super-ecological-Bonus » for the purchase of a vehicle fuelled by Power-to-Gas (H<sub>2</sub> and NGV)
  - To give priority to the injection in gas networks without forgetting the possibilities of (off grid) niche markets in industry such as refineries, ammonia production and in the transport sector (H<sub>2</sub> filling stations, Power-to-Liquid, ...)

---

<sup>15</sup> Production of liquid synthetic fuel for cars from electricity, for example methanol

---

# Partie 1      **Quelle place pour le Power-to-Gas dans les scénarios de transition vers les énergies renouvelables ?**

---

## 1. Contexte de l'étude

---

### **Le Power-to-Gas, une réponse au challenge des 100% renouvelables ?**

Depuis une décennie, les évolutions techniques, industrielles et économiques des moyens de production d'énergie à partir de sources renouvelables ont profondément modifié la vision que l'on peut avoir de la contribution possible de ces dernières au mix énergétique mondial.

Ainsi le rapport spécial du GIEC publié en mai 2011 « Sources d'énergie renouvelables et atténuation du changement climatique » montre que les ressources renouvelables suffisent largement à couvrir l'ensemble des besoins prévisibles de l'humanité.

Plusieurs pays ou régions du monde comme la Navarre, l'Ecosse, le Danemark ou Philippines se sont d'ores et déjà engagés dans un objectif d'approvisionnement à 100% en énergies renouvelables.

L'évolution est spectaculaire au niveau européen puisque la Commission prévoit dans tous les scénarios de sa « feuille de route »<sup>16</sup> une large prééminence des énergies renouvelables à l'horizon 2050, entre 55% à 75% selon les hypothèses.

Ceci est notamment vrai dans le secteur électrique, avec l'éolien d'abord terrestre puis maritime, qui devient la première ressource à cet horizon devant le photovoltaïque, la contribution de ce dernier dépassant alors celle de l'hydraulique, la doyenne des énergies renouvelables électriques qui a néanmoins encore de belles perspectives devant elle.

À plus court terme, le développement des énergies renouvelables, amorcé par les Directives de 2003 sur l'électricité et de 2009 sur l'ensemble des énergies consommées en Europe, est devenu un déterminant majeur des politiques nationales et européennes de lutte contre les changements climatiques, d'autant plus que les mécanismes de soutien mis en place au tournant du millénaire par une poignée de pays industrialisés ont largement porté leurs fruits en leur permettant de s'approcher en un temps record de leurs seuils de compétitivité et de commencer à les dépasser dans un certain nombre de situations.

Le lancement par l'ADEME d'une étude « CAP 100% ENRE 2050 » et la présence notable dans le Débat National sur la Transition Energétique au printemps 2013 de scénarios alliant efforts importants d'efficacité et contribution massive des énergies renouvelables montrent bien que le rôle central joué à l'avenir par ces dernières n'est plus un sujet marginal même en France.

On constate toutefois que ce type de vision bute rapidement sur le caractère variable, peu prévisible et non pilotable de l'éolien et du photovoltaïque qui est constamment et souvent de manière caricaturale mis en avant par les détracteurs de ces technologies qui sont pourtant les plus susceptibles d'augmenter considérablement leur poids dans l'approvisionnement électrique de demain.

Il est vrai que cette variabilité intrinsèque s'ajoute à celle, traditionnelle, de la consommation pour rendre à terme plus complexe le travail des gestionnaires de réseaux dont la première mission est d'assurer « à tout instant » l'équilibre entre l'offre et la demande – une condition non-négociable du fonctionnement du système électrique puisque basée sur une contrainte physique.

---

<sup>16</sup> COM(2011) 885 final. Commission des Communautés Européennes, Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050, Bruxelles, le 15.12.2011

Rompus de longue date à l'art de la prévision et de l'anticipation des fluctuations de la consommation en fonction de paramètres climatiques comme la durée du jour, la température extérieure ou la couverture nuageuse, mais aussi sociétaux comme les grandes migrations estivales, les jours fériés ou les grands événements sportifs, ils se sont néanmoins forgés des outils et une culture technique du pilotage qui reposent sur l'existence d'un parc de production presque entièrement prévisible et en grande partie « dispatchable », c'est-à-dire dont on peut faire varier quasiment à la demande la puissance injectée à la hausse comme à la baisse.

On comprend bien que l'irruption massive de moyens de production dispersés sur l'ensemble du territoire dont la puissance instantanée est déterminée par des éléments aussi incontrôlables que le soleil ou le vent vient perturber un monde relativement bien ordonné depuis plus d'un demi-siècle sur la base d'un système de production fortement centralisé autour duquel les infrastructures et les procédures de transport de l'électricité se sont bâties.

La réponse à cet enjeu central de la transition énergétique réside bien entendu dans l'augmentation de la flexibilité et des moyens dont les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité devront disposer pour pouvoir faire face à des fluctuations affectant aussi bien la production et la consommation et dont l'ampleur et la rapidité vont inéluctablement aller en grandissant.

Mais si l'on peut s'accorder rapidement pour dire que cette notion de flexibilité fait désormais l'unanimité comme besoin essentiel de l'évolution du système électrique, c'est pour constater immédiatement qu'il s'agit d'un « mot-valise » qui recouvre de nombreuses solutions techniques à des échelles spatiales et temporelles très différentes qui apparaissent complémentaires mais peuvent aussi être considérées par certains comme concurrentes les unes des autres.

Le choix de se polariser sur l'une ou l'autre de ces échelles et sur les technologies qu'elles sous-tendent est généralement révélateur soit d'un positionnement d'acteur spécifique qui intervient sur une partie seulement de la chaîne de valeur, soit d'un manque de vision systémique qui repose bien souvent sur une certaine méconnaissance des évolutions structurelles qui affectent depuis quelques années le secteur de l'énergie – et singulièrement celui de l'électricité – à la fois dans le champ institutionnel et opérationnel.

Ainsi, la vague historique de libéralisation du secteur de l'énergie prônant le développement à tout prix des échanges d'électricité a fait de la massification de ces derniers une réalité, entraînant un besoin de renforcement des interconnexions qui figure désormais en haut de l'agenda des investissements en Europe.

Dans le même temps, les pays les plus offensifs en matière de renouvelables électriques ont régulièrement repoussé les limites des taux de pénétration considérées a priori comme indépassables en combinant astucieusement la modulation de la demande, l'optimisation de l'exploitation et le renforcement si nécessaire des réseaux de distribution, un développement jusqu'à présent modéré des moyens de stockage, et enfin le découplage des moyens de production (« curtailment » en anglais) comme moyen de dernier recours.

En parallèle, des programmes très conséquents de recherche-développement et de démonstration ont émergé dans la plupart des pays industrialisés en vue de développer les technologies de stockage massif de l'énergie dont les premiers résultats permettent d'avoir aujourd'hui une vision à peu près claire des possibilités et des limites de chacune d'entre elles à la fois dans le court terme dominé par les contraintes économiques, sur le moyen terme où ce sont les questions techniques qui pèsent le plus, et pour le long terme qui doit rester guidé par les paramètres physiques.

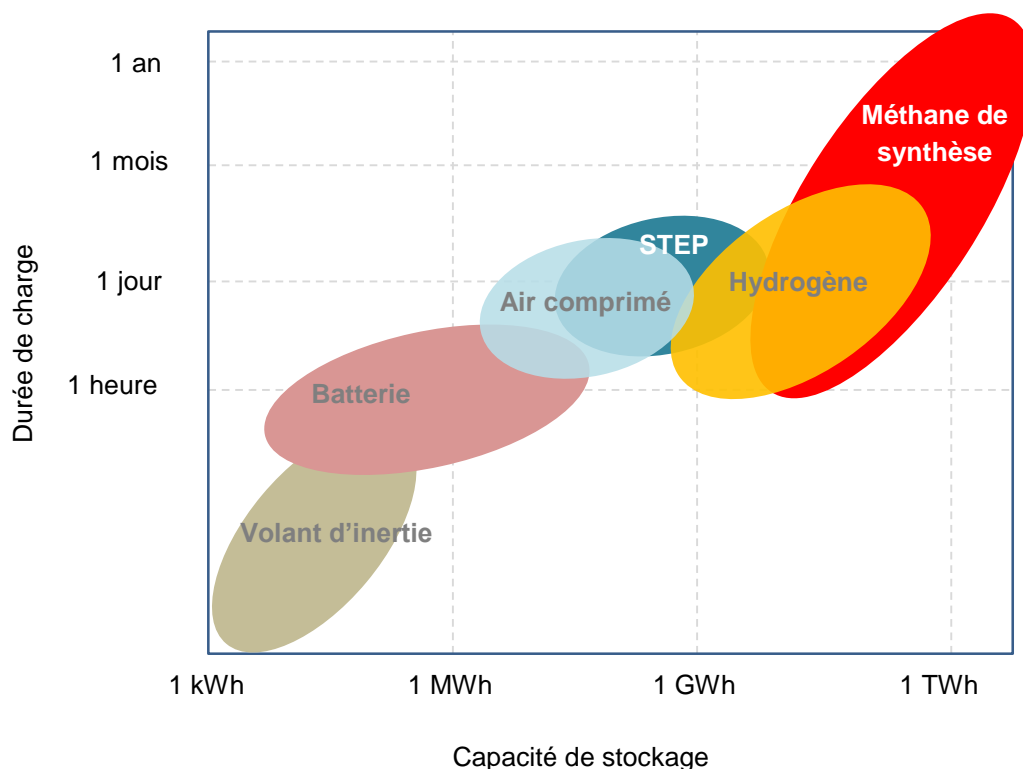
À cet égard, la conversion du courant électrique en gaz stockable si besoin sur une longue durée que permettent les technologies du Power-to-Gas – production d'hydrogène par électrolyse de l'eau d'abord, puis transformation éventuelle de ce dernier en méthane de synthèse par combinaison avec du dioxyde de carbone – engage une double rupture dans la conception des moyens de régulation du système électrique.

La première est d'introduire un rapport différent au temps dans un monde électrique structuré par nécessité autour de l'instantanéité : la technique du pompage-turbinage qui représente le moyen de stockage le plus massif disponible à ce jour répond à des besoins qui se comptent en heures, tout au plus en jours, et en GWh (millions de kWh). Ceci est suffisant pour assurer l'équilibre du système électrique actuel, mais sera loin de l'être dans la perspective du développement à grande échelle des sources renouvelables variables où les besoins se chiffrent plutôt en semaines voire en mois et en TWh (milliards de kWh).

Quant aux autres moyens de stockage comme les volants d'inertie, les batteries électrochimiques ou l'air comprimé qui présentent chacun un certain intérêt dans un contexte donné et disposent encore de marges importantes de progrès en termes techniques et économiques, ils sont et resteront loin d'être à la dimension des besoins d'équilibre du système électrique dans son ensemble.

La figure 1 ci-dessous montre bien où se situe le Power-to-Gas (qui intègre les étapes « hydrogène » et « méthane de synthèse ») parmi les différentes technologies de stockage de l'électricité en termes de capacité et de durée.

Figure 9 – Capacités et durées de stockage de l'électricité par différents moyens



Source : E&Econsultant, d'après Etogas

La seconde rupture est l'ouverture considérable du champ des possibles en termes d'usage de l'énergie transformée du fait que sa forme gazeuse la rende directement utilisable pour d'autres applications que la seule production d'électricité, notamment pour la mobilité à travers une motorisation de type pile à combustible (hydrogène) ou GNV (méthane).

En outre, l'énergie ainsi transformée devient facile à transporter *via* les réseaux gaziers existants, dans une certaine proportion pour l'hydrogène mais de manière quasiment illimitée<sup>17</sup> pour le méthane de synthèse dont les molécules sont impossibles à différentier de celles qui constituent principalement le gaz naturel.

Si l'on ajoute la production d'une chaleur en grande partie récupérable qui caractérise notamment la réaction de méthanation, on constate que le débat se déplace d'un objectif technique limité – le stockage de l'électricité – vers une logique beaucoup plus globale d'optimisation du système énergétique dans son ensemble combinant différentes réponses possibles à différentes échelles d'espace et de temps, et pouvant s'adapter à la mise en place nécessairement progressive de ces solutions à une échelle industrielle.

Cette approche pragmatique reste néanmoins freinée, particulièrement en France, par la confusion trop fréquente entre énergie et électricité. Cette dernière dispose certes d'une supériorité intrinsèque pour un

<sup>17</sup> Sauf éventuelle contrainte à certains points d'injection du fait d'une trop faible consommation estivale

grand nombre d'usages comme la force motrice, ou les usages spécifiques et captifs tel que l'audio-visuel, l'électro-ménager, l'informatique ou l'éclairage : vecteur par excellence de la société de la communication dans laquelle nous baignons, elle s'est imposée dans les esprits comme le « vecteur ultime », la forme d'énergie finale nécessairement dominante de la modernité et donc de la transition énergétique, y compris comme alternative aux produits pétroliers dans le secteur des transports.

Or, les transports électriques présentent des limites. Tout d'abord sur la mobilité elle-même avec une autonomie fortement limitée, problématique pour les transports longue distance de passagers comme de marchandises. Mais aussi en termes d'impacts sur le réseau électrique, et particulièrement celui de distribution qui devra subir un renforcement important pour accepter la multiplication des bornes de recharge. Enfin les questions de ressources matières se posent également, en particuliers pour les matériaux des batteries électrochimiques. Toutes ces raisons font penser que d'autres solutions complémentaires doivent être développées afin de permettre la décarbonisation du secteur des transports.

Ainsi, si le Power-to-Gas trouve sa justification première dans les services qu'il peut rendre au système électrique, il ouvre aussi la porte d'une réponse concrète et crédible au problème crucial jusqu'à présent insoluble de la substitution des produits pétroliers dans les transports.

Cette option conduit de fait à une confirmation du gaz comme vecteur énergétique essentiel de la transition énergétique, non pas contre ou à côté de l'électricité, mais en combinaison avec elle : la pertinence de cette vision systémique dont le Power-to-Gas est le symbole le plus fort, ressort clairement de l'analyse comparative des différents scénarios énergétiques détaillée dans le chapitre 3 ci-dessous.

## 2. Le Power-to-Gas : définition et intérêt.

---

### 2.1. Définition

L'objet de cette étude, l'utilisation de l'électrolyse et de la méthanation comme procédés de valorisation de l'électricité excédentaire, est un concept liant des technologies spécifiques (la conversion de l'électricité en gaz) pour un cas d'usage spécifique (la valorisation de l'électricité excédentaire). Dans le monde anglo-saxon, mais aussi dans de nombreux autres pays, ce concept est appelé Power-to-Gas (PtG). Par commodité, nous retiendrons cette appellation.

L'électrolyse est le procédé central, il permet d'extraire l'hydrogène contenu dans l'eau en le séparant de l'oxygène à l'aide d'un courant électrique. Si nécessaire, la réaction de méthanation constitue une étape supplémentaire qui permet de combiner l'hydrogène avec des atomes de carbone pour former du méthane de synthèse ( $\text{CH}_4$ ), 100% miscible avec le gaz naturel. Le carbone issu du dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) pourrait provenir de différentes sources : purification de biogaz, combustion (industrie, centrales thermiques...), procédés (cimenterie, pétrochimie...), air... Ces équipements peuvent éventuellement être complétés de système de stockage tampon de gaz ( $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ) selon les configurations.

Le gaz produit peut aussi être injecté dans le réseau public de distribution ou de transport de gaz, créant de fait un couplage entre les différents réseaux et vecteurs énergétiques: l'électricité excédentaire peut ainsi être valorisée pour tous les usages énergétiques ou industriels du gaz naturel.

Il peut également être valorisé sur place par un industriel pour ses propres besoins de process ou par une station-service de remplissage d'un véhicule fonctionnant à l'hydrogène (pile à combustible) ou au méthane ; il se substitue alors à des gaz d'origine fossile, qu'il s'agisse d'hydrogène produit par reformage du gaz naturel ou directement de gaz naturel véhicule (GNV).

Enfin, le gaz de synthèse produit ( $\text{H}_2$  ou  $\text{CH}_4$ ) peut être stocké in-situ pour être ensuite utilisé afin de produire de l'électricité à l'aide d'un moteur, d'une turbine ou d'une pile à combustible : il s'agit dans ce cas d'un simple système de stockage de l'électricité au service exclusif du réseau électrique, assimilable à une batterie puisque l'électricité excédentaire est transformée temporairement en gaz qui est lui-même transformé en électricité qui est finalement réinjectée dans le réseau.

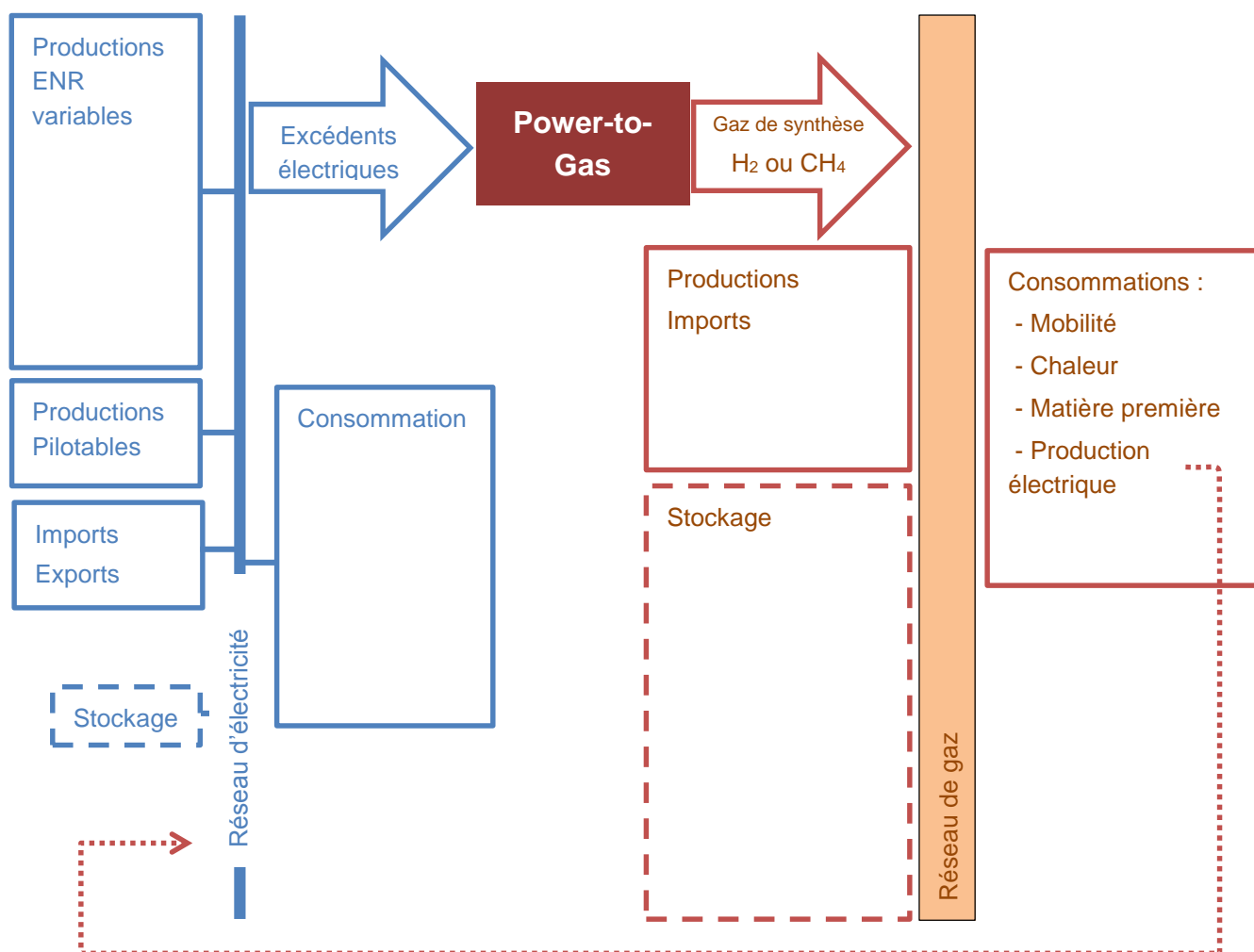
Au-delà d'une simple commodité, ces multiples possibilités donnent une tout autre dimension au concept de Power-to-Gas puisque ce couplage donne un accès direct aux très grandes capacités de transport mais surtout de stockage du réseau gazier, qui se chiffre en centaines de TWh : grâce à la transformation d'un flux immatériel en molécules gazeuses faciles à stocker, la valorisation de l'électricité excédentaire peut avoir lieu à un autre endroit et à un autre moment, ce qui permet de s'affranchir des contraintes des sources variables ou « fatales » d'électricité, notamment renouvelables.

Sans ignorer totalement l'hypothèse d'une valorisation directe de l'hydrogène ou du méthane qui est déjà l'objet de nombreuses études et de recommandations, la présente étude se concentre sur la version « raccordée aux réseaux » qui offre une réelle synergie entre les infrastructures existantes et un large éventail de diversification potentielle des usages.

La Figure 10 résume le principe du Power-to-Gas. Les services qu'il peut rendre sont décrits dans les paragraphes suivants.



Figure 10 – Schéma de principe du Power-to-Gas



## 2.2. Les services rendus par le Power-to-Gas

Le premier service rendu par le « Power-to-Gas » est la valorisation des excédents de production d'électricité qui autrement seraient perdus à cause de l'insuffisance des moyens de stockage disponibles et de l'obligation qui en découle de déconnecter des moyens de production pour préserver l'intégrité du fonctionnement réseau (curtailment), mais il est loin d'être le seul.

Outre la fourniture aux consommateurs finaux d'une source d'énergie renouvelable particulièrement flexible, il peut rendre de nombreux services au système énergétique dans son ensemble.

### 2.2.1. Stockage d'énergie

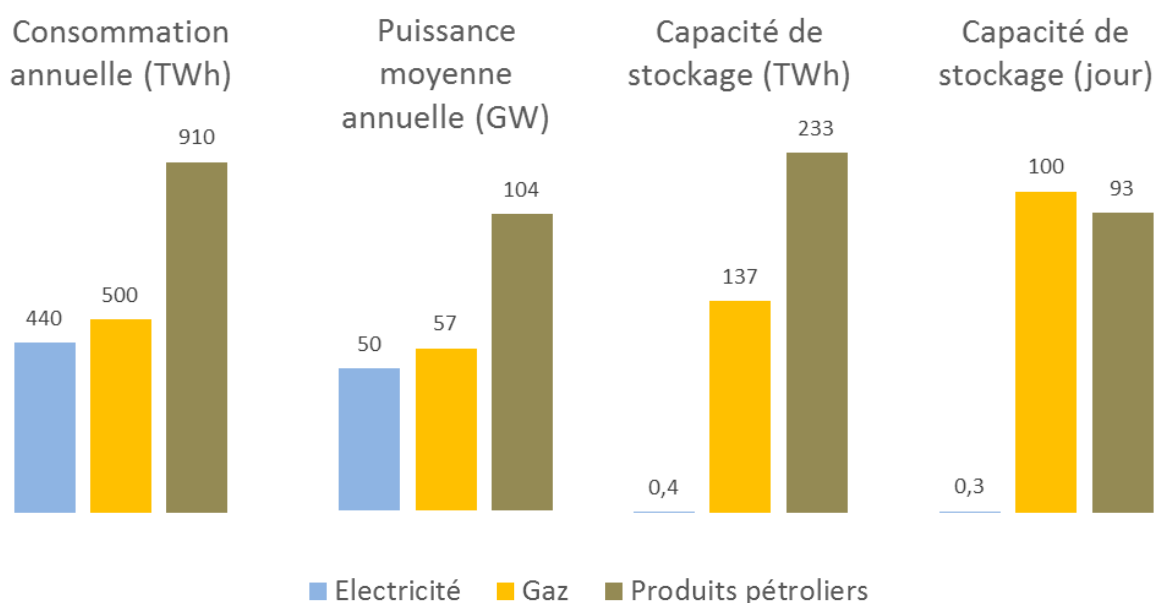
Comme évoqué précédemment le Power-to-Gas donne accès aux réseaux gaziers et à leurs grandes capacités de stockage, qui proviennent à la fois des centres de stockage souterrains dont les volumes sont

très importants et, quoique dans une moindre mesure, du volume intrinsèque des conduites du réseau de transport et distribution<sup>18</sup>.

La Figure montre, qu'alors que gaz et électricité sont consommés à parts à peu près égales en France (environ 500 TWh par an), les capacités gazières de stockage sont plus de 300 fois plus élevées en énergie que celles du réseau électrique (137 TWh contre 0,4). En terme de durée, en considérant la puissance moyenne soutirée, le système gazier dispose d'une réserve de près de 100 jours, soit plus de quatre mois de fonctionnement à puissance moyenne annuelle, alors que celle du système électrique ne dépasse pas 8 heures.

Le développement des véhicules électriques pourrait ajouter une flexibilité supplémentaire à ce dernier, mais elle resterait du même ordre de grandeur : un parc de 10 millions de véhicules équipés chacun de batteries de 25 kWh représenterait une capacité totale de stockage de l'ordre de 0,2 TWh, avec une flexibilité d'utilisation réduite en raison des contraintes induites par l'utilisation des véhicules (assurer un certain niveau de charge des batteries avant chaque trajet, cycles d'utilisation des véhicules indépendants des cycles de production d'ENR variables...). Il est par ailleurs intéressant de noter que la France dispose, avec près de 230 TWh, d'un stock de produits pétroliers encore plus important que ceux du gaz.

Figure 2 - Consommation énergétique et capacité de stockage en France (2012)



NB : la capacité de stockage en jours est estimée à puissance moyenne annuelle

Source : E&E consultant d'après (SOES, 2013), (DGEC, 2008), (DGEC, 2009), (DGEC, 2011)

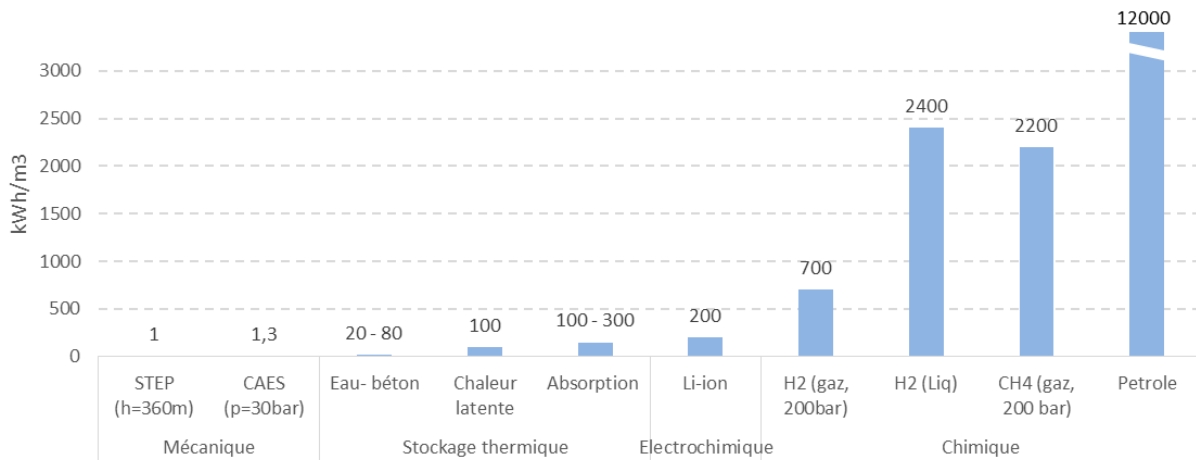
On notera à cette occasion que la domination des produits pétroliers dans le secteur des transports tient essentiellement à la conjugaison de deux avantages incontestables : leur forme liquide qui les rend particulièrement simples à l'usage et leur densité énergétique élevée qui limite la taille des réservoirs tout en disposant d'une autonomie confortable.

La forme gazeuse du méthane et de l'hydrogène rend certes leur stockage et leur distribution un peu plus délicate sans toutefois que cela soit rédhibitoire. Le premier a une densité énergétique plus qu'honorable (voir Figure 11) : un réservoir à 200 bar de 1 m<sup>3</sup> contient 2 200 fois plus d'énergie qu'un m<sup>3</sup> d'eau d'un réservoir d'une Station de transfert d'énergie par pompage (STEP) de 360 mètres de hauteur de chute, ou 11 fois plus qu'une batterie lithium-ion de 1 m<sup>3</sup>. L'hydrogène stocké dans les mêmes conditions a une densité énergétique volumique 3 fois plus faible mais qui reste largement plus élevée que celle des autres moyens

<sup>18</sup> Il s'agit plus exactement de la possibilité de faire varier le niveau de pression dans ces canalisations, ainsi un déstockage se traduira par une dépressurisation, et un stockage par une montée en pression.

de stockage : on peut donc affirmer que le vecteur gaz possède ici un avantage important vis-à-vis des autres solutions de stockage..

Figure 3 – Comparaison de différentes densités énergétiques volumiques



Source : Prof. Sauer, RWTH Aachen

### 2.2.2. Transport d'énergie

Au-delà des possibilités très importantes de stockage qu'il offre à coût marginal faible puisque les infrastructures existent déjà, le Power-to-Gas se différencie des autres solutions par le fait qu'il résout d'emblée et à coût marginal également faible toutes les problématiques liées au besoin de transport de l'énergie. Il permet de faire le lien sans contraintes de temps entre tous les points d'injection et tous les points de soutirage, pratiquement où qu'ils se situent et à quelque distance qu'ils soient l'un de l'autre, en France et même en Europe compte tenu du haut degré de développement des réseaux de transport et de distribution (80% des Français habitent dans une zone de desserte en gaz).

Il peut ainsi offrir indirectement à l'électricité de nouvelles capacités très importantes de transport à longue distance à travers des infrastructures déjà existantes et peut s'avérer une alternative à des besoins de renforcement ou d'extension d'autant plus intéressante que les réseaux de transport de gaz présentent deux avantages par rapport aux lignes THT du réseau de transport d'électricité :

- ils ont un impact local, notamment visuel, nettement plus faible et bénéficient d'une meilleure acceptation sociale ;
- ils ont un coût de transport nettement moins élevé en € par kWh/km (voir Figure 5)

Figure 4 – Comparaison de coût de développement de réseau

Gas transport is the cheapest and most efficient form of energy transport



Source : (Coenen, 2013)

### 2.2.3. Conversion d'énergie (changement de vecteur)

Quelle que soit la voie retenue, la conversion de l'électricité en gaz de synthèse permet d'accéder à de nouveaux marchés à travers l'infrastructure gazière déjà en place.

L'hydrogène H<sub>2</sub> valorisé par injection directe dans le réseau de gaz naturel (dans la limite de 2 à 20% en volume selon les caractéristiques des réseaux, voir explications dans la partie 3 de l'étude), est mélangé au gaz naturel et peut donc accéder à tous les usages du gaz avec les équipements et infrastructures actuels. C'est notamment le cas en matière de mobilité, que ce soit sous la forme d'hydrogène, avec une alimentation en stations-service et le déploiement de flottes de véhicules spécifiques équipés de piles à combustible, ou sous forme d'hythane (80% de gaz naturel, 20% d'H<sub>2</sub>) comme déjà opérationnel à Dunkerque.

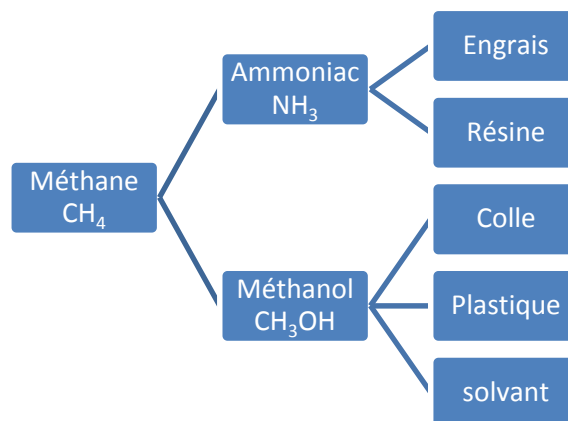
Cette première conversion peut aussi être complétée par une seconde, de l'hydrogène vers le méthane (CH<sub>4</sub>), principal composant du gaz naturel, qui peut être injecté dans le réseau sans limitation autre que l'équilibre offre/demande, modulo le stockage.

L'injection dans le réseau de gaz permet d'accéder aux marchés suivants :

- usage chaleur (chauffage résidentiel/tertiaire ou industriel, process, eau chaude sanitaire, cuisson,...)
- matière première de l'industrie chimique (le méthane est à la base de toute une partie de la chimie, voir Figure 11)
- la mobilité *via* des véhicules à moteurs à explosion classiques (essence ou Diesel) adaptés pour fonctionner au méthane (Gaz Naturel Véhicule, GNV) comme il en existe une quinzaine de millions en circulation à travers le monde <sup>19</sup>.

<sup>19</sup> Ce qui en fait un avantage important comparé aux véhicules électriques ou à piles à combustible qui nécessitent une reconversion à la fois de l'industrie automobile et de la distribution des carburants.

Figure 11 – Chimie du méthane



Source : E&E Consultant, d'après Société Chimique de France

#### **2.2.4. Services système**

Le fonctionnement physique du réseau électrique exige un équilibre « à tout instant » entre la puissance injectée et la puissance soutirée, ce qui impose de pouvoir ajuster en permanence et en temps réel l'offre (la production) à la demande (la consommation). Le gestionnaire de réseau de transport (RTE) assure cet équilibre en contractualisant des capacités de réserve avec des producteurs, et dans une moindre mesure des capacités d'effacement avec des consommateurs, ce qui lui permet de faire face à des erreurs de prévisions de la demande ou à des incidents sur les groupes de production.

Le Power-to-Gas a vocation à s'intégrer à ce mécanisme en offrant principalement des capacité de soutirage lors des pics de production d'électricité renouvelable qui ne correspondent pas à des besoins équivalents de consommation.

## 3. La place du Power-to-Gas dans les scénarios de transition énergétique

---

Si le Power-to-Gas est un sujet émergent en France où le concept n'est apparu dans le débat public que début 2011 avec la publication du scénario négaWatt mais n'a pas encore fait l'objet de prises de position très nettes des acteurs publics et privés, il n'en va pas tout à fait de même dans les autres pays européens, notamment ceux où la question de la transition énergétique est posée de manière plus nette et connaît parfois déjà un début de mise en œuvre à travers des décisions politiques.

Analyser les scénarios énergétiques les plus ambitieux en matière d'énergies renouvelables électriques qui ont été mis sur la table dans un certain nombre de pays est un bon moyen de comprendre où en est le débat sur la place future de cette nouvelle famille de technologies et de se faire une idée sur la pertinence des stratégies qui ont, ou n'ont pas, été mises en place.

À cet effet, une sélection de scénarios, limitée à l'espace européen, a été effectuée sous l'angle de la place explicite ou non du Power-to-Gas dans ces exercices, suivie d'une analyse synthétique et d'une comparaison puis d'un décryptage des scénarios quant à leur recours à l'hydrogène ou au méthane de synthèse pour convertir les excès d'électricité renouvelable, ou à l'inverse à leur absence.

### 3.1. Critères de choix des scénarios

L'objectif principal de l'analyse étant de mettre en évidence le besoin de trouver à travers le Power-to-Gas une réponse aux enjeux d'une pénétration massive des énergies renouvelables variables dans le mix électrique indépendamment de l'existence ou non dans les pays concernés de laboratoires de recherche ou de pilotes spécifiquement dédiés à l'hydrogène et/ou au méthane de synthèse, la recherche s'est orientée d'abord vers les scénarios les plus complets et les plus travaillés, notamment ceux incluant explicitement le recours au Power-to-Gas.

Elle s'est ensuite élargie afin de couvrir les principaux pays pour lesquels on dispose d'études de référence aussi complètes que possible s'intéressant *a minima* au devenir du système électrique en réponse à la pénétration massive d'énergies renouvelables variables de façon à pouvoir quantifier le potentiel de Power-to-Gas.

A cet effet les scénarios présentés, lorsqu'ils n'intégraient pas eux-mêmes une analyse de l'adéquation offre-demande sur une base horaire annuelle, ont été testés de façon plus ou moins sophistiquée sous cet angle : les conclusions formulées reposent donc sur des bases quantifiées lorsqu'elles suggèrent des limites ou des solutions à la variabilité de la production électrique.

Au total, ce sont pas moins de 24 scénarios qui ont été étudiés et comparés dans cette partie de l'étude. Chacun fait l'objet d'une fiche descriptive fournie en Annexe 1.

### 3.2. Présentation des scénarios

Conformément à l'approche décrite plus haut, le « premier cercle » des scénarios étudiés concerne les deux pays qui sont aujourd'hui à la pointe non seulement de la réflexion, mais aussi de l'action pour ce qui est du développement de la production d'électricité renouvelable et de son corollaire le Power-to-Gas, à savoir l'Allemagne et le Danemark.

Six scénarios pour la première et trois pour le second, émanant d'acteurs très différents, permettent de se faire une idée de la rapidité des avancées dans la recherche de solutions pratiques aux enjeux posés par des décisions stratégiques majeures, et de constater l'unanimité qui se fait jour sur le caractère de passage obligé du Power-to-Gas dans cette perspective.

Au-delà de l'existence de scénarios intégrant explicitement cette solution, ces deux pays ont en commun d'avoir d'ores et déjà adopté des objectifs et des stratégies de transition énergétique allant bien au-delà des obligations européennes dans le cadre du Paquet-Énergie-Climat.

Pour autant, les différences de structure et d'organisation de leurs systèmes énergétiques respectifs qui découlent de paramètres aussi bien géographiques qu'historiques ou sociologiques confèrent un intérêt particulier à une comparaison, même sommaire, de leurs approches : c'est l'objet du § 4 ci-dessous.

La France n'est pas en reste avec quatre scénarios étudiés, qui font tous partie des exercices à l'horizon 2050 versés au Débat National sur la Transition Énergétique de début 2013 : il s'agit des scénarios ADEME, GrDF, négaWatt et ANCRE.

Vient ensuite la vision au niveau de l'Union Européenne avec trois scénarios étudiés, dont celui de la Commission Européenne qui peut être considéré comme pouvant servir de référence.

Enfin, il a semblé important pour donner une vision stéréoscopique à l'exercice d'inclure dans l'échantillon un certain nombre de pays plus « périphériques » comme la Suisse (2 scénarios), la Belgique, les Pays-Bas, la Grande-Bretagne, l'Irlande et la Suède, plus un scénario concernant l'ensemble des pays nordiques.

Après une description sommaire de chaque scénario étudié, un tableau comparatif sur un nombre restreint de paramètres permet de disposer en un seul coup d'œil d'une synthèse de l'état actuel de prise en compte du Power-to-Gas dans les exercices prospectifs européens.

Ce panel suffisamment large pour être considéré comme représentatif donne au total un aperçu assez intéressant de la place dans les débats publics et dans la discussion collective des professionnels des moyens de flexibilité que sont le renforcement des réseaux de transport, le stockage sous ses différentes formes et la production d'hydrogène ou de méthane de synthèse ... ou leur absence.

En complément de la description sommaire et du tableau comparatif ci-dessous, les fiches fournies en Annexe 1 donnent les principales caractéristiques de chaque scénario : qui les a commandés ? Quel est leur périmètre ? À quels objectifs répondent-ils ? Comment traitent-ils la question de la variabilité de la production ? Font-ils appel à des moyens de stockage massif ? Si oui les décrivent-ils en détail ?

## **L'Allemagne**

Pour l'Allemagne, pays précurseur et principal moteur de la dynamique actuelle, six scénarios d'origines et de natures différentes ont été analysés :

- L'étude du Ministère de l'Environnement (Leitstudie-BMU, 2011) a été réalisée par trois instituts techniques pour servir de référence à la fois sur une maîtrise forte de la consommation d'énergie combinée à une électrification du transport, et sur une intégration massive d'énergies renouvelables électriques. L'hydrogène et le méthane de synthèse y jouent un rôle à partir de 2030 pour le stockage inter-saisonnier, à raison de 100 à 150 TWh d'électricité par an en « rythme de croisière ».
- L'étude de l'Institut de Potsdam (DVGW-PIK, 2013) se concentre sur les potentiels du méthane ex-hydrogène et a été commanditée par l'Association professionnelle des gaziers DVGW. La consommation d'énergie primaire est divisée par deux en 2050 et l'électricité devient massivement renouvelable. Le scénario suggère le caractère peu probable du stockage du carbone, par contre il aboutit à un Power-to-Gas rentable même dans les scénarios tendanciels en fin de période.
- Le scénario de Henning et Palzer du Fraunhofer-ISE (F-ISE, 2013) aboutit à valoriser fortement les énergies de flux en les utilisant pour les besoins de chaleur et de mobilité en plus de l'électricité, dans un contexte de division par deux de la demande d'énergie à 2050. La conversion vers l'hydrogène sert notamment aux usages mobilité, tandis que la méthanation n'intervient que dans les variantes allant au-delà d'une réduction de 80% des GES.
- Le scénario réalisé par le Fraunhofer IWES (Kombikraftwerk2, 2013) n'a pas encore été publié en détail. Cette lignée de travaux vise l'optimisation de la gestion des ressources et des demandes à un niveau local et régional. L'électricité 100% renouvelable est convertie par des pompes à chaleur et

des véhicules. Le stockage est décrit à court terme (flexibilités, batteries) et à l'échelle saisonnière (méthanation) *via* 13 GW d'électrolyseurs.

- La vision des professionnels de l'électricité et de la construction électrique (VDE, 2012) se limite au secteur électrique. Un point intéressant de l'étude est le fait que les solutions de flexibilité et de déconnexion sont jugées préférables car moins chères jusqu'à 40% d'énergies renouvelables, mais le Power-to-Gas (hydrogène et méthane) est considéré comme économiquement intéressant au-delà pour le stockage saisonnier avec une puissance totale pouvant aller jusqu'à 18 GW pour un coût de 3 milliards d'Euros, voire plus si l'on veut réduire encore les émissions de GES.
- Le scénario de l'agence fédérale de l'environnement « Germany 2050 » (UBA, 2013) propose un scénario ambitieux avec une réduction de 95% des gaz à effet de serre en intégrant un certain nombre de contraintes supplémentaires comme la préservation des matières premières non-renouvelables avec une réduction de leur consommation à hauteur de 90%, et des terres non-urbanisées. Le Power-to-Gas et le Power-to-Liquid<sup>20</sup> y sont développés massivement en particulier pour les besoins énergétiques du secteur des transports (voiture, avion, camion, bateau) ainsi que comme matières premières de l'industrie chimique. En 2050 1100 TWh de méthane et de carburant liquides renouvelables issus de l'électricité et de la biomasse sont produits annuellement. .

## Le Danemark

Les visions des différents acteurs danois de l'énergie sont représentées par trois scénarios :

- Le scénario réalisé pour le compte de la Commission Danoise du Climat (DCC, 2010), est le plus « officiel » des trois. Il acte une vision « 100% renouvelables » en 2050 qui s'est traduite depuis dans la feuille de route du gouvernement approuvée par le Parlement. La priorité est donnée à la flexibilité de la demande, au stockage de chaleur et à l'interconnexion des réseaux, des solutions considérées à l'époque comme moins chères que le passage par l'hydrogène. A noter que le scénario prévoit une déconnexion de l'éolien à un taux relativement élevé pouvant aller jusqu'à 5% de pertes de production.
- Le scénario "Sustainable Energy Vision 2030 for Denmark" (SEV, 2010) donne la vision du réseau des ONG danoises d'une évolution rapide de l'ensemble des sources et des usages de l'énergie vers un système « 100% renouvelables ». Comme les autres scénarios danois, il prévoit de stocker de la chaleur mais il envisage aussi la conversion des surplus via des pompes à chaleur. Ceci explique l'utilisation de modélisations combinées. Le scénario quantifie l'usage d'électrolyseurs.
- Le scénario "IDA Climate Plan 2050" (IDA, 2009) a été réalisé de manière collaborative grâce au concours d'un grand nombre de membres de l'association nationale des ingénieurs danois (IDA). Pour gérer 70% d'électricité éolienne en 2030, le scénario prévoit 15% de flexibilité de la demande, Le rapport détaille l'utilisation de stockage par hydrogène comprimé comme principal moyen de stockage.

## La France

Comme l'a montré dans une large mesure le déroulement du Débat National sur la Transition Énergétique, la vision française de l'avenir reste encore très polarisée, notamment à cause de la question de la place du nucléaire et, derrière elle, de l'électricité, dans le mix énergétique futur. L'échantillonnage examiné ici ne se veut pas représentatif des différents points de vue sur ces enjeux, mais découle de la présence massive de renouvelables variables et/ou de la prise en compte du stockage/valorisation par l'hydrogène et la méthanation dans les scénarios étudiés, au nombre de quatre parmi les onze qui ont été produits dans le cadre du Débat National sur la Transition Énergétique (DNTE) début 2013 : la vision ADEME, celle de GRDF, celle de négaWatt et celle de l'ANCRE.

---

<sup>20</sup> De manière similaire au Power-to-Gas, il s'agit de fabriquer des carburants liquides ou des produits de base de la chimie organique (par exemple le méthanol) à partir d'hydrogène produit par électrolyse et de CO<sub>2</sub>. .



« Vision 2030-2050 » de l'ADEME (ADEME, 2013) est un scénario toute énergie de réduction des GES de 80% entre 1990 et 2050. Pour le système électrique, une modélisation offre-demande au pas horaire est réalisée. Elle ne prend explicitement en compte que les STEP comme moyen de stockage de l'électricité. Pour 2030, aucune capacité de Power-to-Gas n'est identifiée, les échanges internationaux (interconnexions) ainsi que les centrales dispatchées permettant d'assurer le reste des besoins de flexibilité. Par contre, pour 2050, 23 TWh d'hydrogène sont injectés dans le réseau de gaz.

- Le gestionnaire des réseaux de distribution de gaz GrDF a produit un scénario « Objectif Facteur 4 » (GrDF, 2013) dont le cadrage général, notamment sur la demande, est proche de celui de l'ADEME, mais avec un taux d'électrification nettement moindre de la mobilité, compensée par une place importante du biogaz. Au-delà des capacités des STEP, les surplus d'électricité renouvelable sont valorisés par la production d'hydrogène (30 TWh en 2050), et possiblement de méthane, injectés dans le réseau.
- Le scénario négaWatt 2011-2050 (négaWatt, 2013) concerne l'ensemble des sources et des usages de l'énergie à l'horizon 2050 en insistant sur la maîtrise de l'énergie et son volet électricité d'ici à 2050 est particulièrement détaillé tant sur la demande que sur l'offre. La méthanation est décrite comme ultime étape de valorisation des excédents d'électricité renouvelable, qui apparaît aux environs de 2030 et permet de valoriser près de 92 TWh d'électricité en 2050. Les 47 TWh de méthane de synthèse produit représentent plus de 16 % de la consommation totale de gaz de réseau, dont près de la moitié (45 %) est utilisée comme carburant pour les véhicules.
- Les scénarios de l'Alliance Nationale de Coordination de Recherche pour l'Énergie (ANCRE, 2013) sont issus du travail de ses membres, les grands organismes publics de recherche, qui a été initié dans le cadre du DNTE. Ils considèrent de manière générale que les technologies de stockage sont stratégiques mais n'existent pas encore et leur contribution n'est pas chiffrée précisément. Les exportations d'électricité ont une place plus ou moins importante selon les scénarios, de même que les véhicules électriques. La production d'hydrogène par électrolyse est envisagée, essentiellement comme moyen de pur stockage d'électricité (électrolyse HT° réversible) ou pour des usages finaux, mais pas pour être injecté dans le réseau de gaz ou converti en méthane de synthèse.

## L'Union Européenne

Pour illustrer la situation à l'échelle européenne, trois exercices d'origines bien différentes ont été pris en compte.

- Le premier n'est pas un scénario à proprement parler mais peut servir de référence aux horizons 2030 et 2050 dans une logique de « laisser-faire » plus ou moins aménagé puisqu'il s'agit de la projection réalisée par la Commission Européenne des politiques déjà décidées par chacun des États-membres (EU Trends 2050, 2014) dont l'objectif principal est l'établissement de feuilles de route sectorielles tout en intégrant un cadrage macro-économique pour chaque pays.
- Les deux autres sont d'une part le scénario de la Fondation Européenne du Climat ECF (ECF Roadmap 2050, 2010), d'autre part le scénario Greenpeace « Battle of the Grids » GP Battle of the Grids, 2011) qui illustrent chacun à leur manière les débats sur la mise en place concrète des objectifs européens voire leurs prolongements vers une décarbonisation intégrale du secteur électrique, et mettent en œuvre des modélisations sophistiquées sur l'adéquation offre-demande. Par contre, ces deux scénarios ne font pas vraiment progresser la question du stockage/valorisation puisque l'intégration massive des énergies renouvelables se développe surtout grâce aux échanges de courant. Le scénario de l'ECF considère le stockage comme une variable de sensibilité, et étudie l'impact sur les coûts d'une flexibilité de 10%. Le scénario Greenpeace ne prend pas en compte pas la conversion en hydrogène.

## Les autres pays étudiés

En ce qui concerne les autres pays étudiés, l'échantillon a été choisi pour refléter autant que possible l'état du débat.

### Suisse

Plutôt proche de l'Allemagne dans son fonctionnement dominé par des ingénieurs mais aussi par un souci démocratique, la Suisse est représentée par deux scénarios issus de commandes du gouvernement fédéral d'une part, de l'association suisse d'autre part des électriciens :

- le scénario réalisé par le bureau d'études Prognos AG en 2012 a été commandé par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) suite à l'accident de Fukushima. Il se concentre surtout sur la rénovation de l'habitat et la sortie du nucléaire, mais détaille aussi l'évolution du reste du système. Le scénario ne tient compte que de moyens classiques de stockage (STEP) et montre leurs limites après 2045 avec une proportion élevée de renouvelables variables (OFEN, 2012).
- Le second scénario est celui de l'Association des Electriciens Suisses (AES), qui insiste tout d'abord sur le besoin de gaz à court et moyen terme, mais aussi de renforcement important des interconnexions et du réseau moyenne tension (+ 55 000 km). Le stockage dans les retenues des barrages, déjà important avec 20 TWh sur 65 environ, rend la question de la variabilité moins sensible, l'hydrogène ou le Power-to-Gas ne sont pas considérés comme des options viables économiquement.

### Belgique

- En Belgique, les autorités en charge de l'énergie (5 ministères) ont mandaté des laboratoires des trois régions pour simuler un scénario à 100% d'énergies renouvelables, en utilisant notamment le modèle TIMES-Markal. La fluctuation des énergies renouvelables est surtout gérée par les interconnexions. L'hydrogène produit sert directement comme combustible, notamment dans l'industrie *via* les pipelines existants, et pour compenser les fluctuations de court terme de la demande. La puissance des électrolyseurs atteint 35 GW (Vers 100% d'ER en Belgique, 2013).

### Pays-Bas

- Aux Pays-Bas, l'étude « Roadmap NL sustainable » a été menée par l'institut ECN. Il transforme le bilan actuel du pays, particulièrement dominé par les hydrocarbures, vers les renouvelables électriques. Sur le stockage il s'agit plutôt d'une feuille de route qui pèse les options entre réseaux électrique et gazier, injection d'hydrogène et stockage de méthanol (ECN Roadmap NL, 2013).

### Grande-Bretagne

- Pour la Grande Bretagne, le scénario ZeroCarbonBritain (ZCB) a été construit par le centre associatif CAT (Center for Alternative Technology) au Pays de Galles. C'est un scénario qui pousse radicalement la logique d'évaluation des besoins de l'efficacité, notamment dans les transports pour tenir les engagements de long terme du pays sur les émissions atmosphériques de GES afin de respecter la limite des 2°C d'augmentation de la température moyenne. La modélisation détaille l'utilisation d'hydrogène produit à terme par 35 GW d'électrolyseurs qui fournissent 27 TWh de gaz servant notamment au soutien du réseau électrique (ZCB, 2013)

### Irlande

- En Irlande, l'étude STORE menée dans le cadre de recherches européennes se concentre sur le système électrique peu interconnecté de l'île. Les fossiles sont substituées surtout par de l'éolien. Les stockages sont calculés pour une « technologie générique » non précisée, il s'agit donc avant tout d'une étude de sensibilité sur l'intérêt comparé des interconnexions et du stockage.

## **Suède**

- Pour la Suède, le scénario “Energy Scenario for Sweden 2050” publié en 2011 est porté par le WWF et par l’Institut suédois de recherche sur l’environnement IVL appartenant à une fondation privée. Ce scénario concerne l’ensemble de l’énergie sauf l’acier. Il comprend une forte électrification des transports et l’usage de pompes à chaleur sur réseaux pour absorber les surplus d’électricité variable soit 50% à terme. La situation suédoise permet de réguler ces variations en optimisant le parc hydraulique (50% de la production), en modulant les usages et en exploitant les échanges vis-à-vis de l’extérieur.

## **Scandinavie**

- Le scénario « Nordic-Scenario 2030 » a été commandité et publié par Greenpeace en 2006. Son intérêt est de prendre appui sur la forte flexibilité déjà existante au sein du groupe des pays scandinaves grâce à l’interconnexion et à l’intégration de leurs réseaux électriques ainsi qu’à un parc hydro-électrique très développé, tout en prévoyant une optimisation des flux via la production, le stockage et la conversion chimique d’hydrogène dans chaque pays pour un total 42 de TWh d’électricité transformée en 2030. La modélisation utilise un pas de 15 minutes. Le rapport estime le coût du système de conversion et stockage en hydrogène à 6% du total des investissements dans le secteur de l’énergie sur la période étudiée.

### 3.3. Vue globale

Tableau 1 – Synthèse des études de scénarios

Pays	Nom	Auteur(s)	Année	Champ	Objectif	Hydrogène ou méthane ?	Motorisation à terme	Quantification excédents ?
DE	Leitstudie BMU	DLR, Fraunhofer IWES, IFNE	2011	complet	GES -80 à -95%	H2 et CH4	elec 14% + H2 17% + hydrogène (dont bio)	Oui - détails
DE	DVGW - PIK	DVGW	2013	complet	GES -80%	H2 d'abord, CH4 ensuite	Hybride (70%) + CH4 (30%)	Oui - détails
DE	F-ISE	Fraunhofer ISE	2013	complet	GES -80%	CH4 seulement si ambiteux	100% ENR	Oui - détails
DE	Kombikraftwerk2	Fraunhofer IWES, Cube Engine	2013	elec	100% ENRe	CH4 seulement	-	Oui - détails
DE	VDE	VDE	2012	elec	100% ENRe	Non	-	Non
DE	UBA (UmweltBundesAmt)	UBA	2013	complet	GES-95%	PH2 et/ou PiCH4 et/ou Ptl	elec 20% + reste E-fuel	Oui - détails CH4
DK	DCC/Green Energy	Danish Climate Commission	2010	complet	100% ENR	Non	elec 60% + bio (gaz+liquid)	Non
DK	SEV 2030	OVE	2010	complet	100% ENR	H2 (pas référence à CH4)	elec 50% + bio (gaz) + H2	Oui - détails
DK	IDA 2050	Aalborg University et DTU	2009	complet	100% ENR	H2 et discussion CH4	elec 50% + H2 40%	Oui - détails
FR	ADEME - vision 2030-2050	ADEME	2013	complet	GES-75%	H2, CH4 possible	Hybrides (38%) et élec (28%)	Non
FR	NégaWatt	Association négaWatt	2011	complet	GES-95% - ENR 90%	CH4 seulement	20% elec reste biogaz et gaz	Oui
FR	GRDF	GrDF	2013	complet	GES-75%	H2 et discussion CH4	biogaz 73% elec 14%	Oui
FR	ANCRE	ANCRE	2013	complet	GES-75%	H2 et/ou CH4	pas détaillé	Non
EU	EU trends 2050	E3M-Lab, IIASA-GAINS, IIASA	2013	complet	80-100 % ENRe	Non	surtout électrique	Non
EU	ECF Roadmap 2050	Imperial College, KEMA, Mc-H	2010	elec	80% décarboné	Pas de choix technique	-	Non
EU	GP Battle of the Grids	Energynavics	2011	elec	100% ENRe	Non	-	Non
CH	OFEN	Prognos AG	2012	complet	GES 1/1hab.	Non	elec 35% + bio 30% + gaz 5%	Non
CH	AES	Association des Electriciens S	2012	elec	100% ENRe	Non	-	Non
BE	Vers 100% d'ER en Belgique	VITO, ICEDD, BFP	2013	complet	100% ENR	H2 et discussion CH4	pas détaillé	Oui - détails H2
NL	ECN Roadmap NL	ECN	2011	complet	GES-75%	Discussion ouverte	Elec + biomasse (sans détail)	Non
GB	ZCB	CAT	2013	complet	100% ENR	CH4	Elec et CH4, pas H2	Oui - détails CH4
IRL	STORE	UCC, HSU	2013	elec	80% ENRe	Non	-	Non
SE	Energy scenario for Sweden	IVL (Swedish Environmental R	2011	complet	100% ENR	Non	Elec + biomasse (sans détail)	Non
SCAN/Nordic	2006-2030	Aalborg University	2006	elec	GES-70% 2030	H2	elec + fuelcells + fossil	Oui - détails H2

Comparaison des scénarios E&E consultant, Hespul 2014

### 3.4. Analyse comparative

Les scénarios étudiés ont des objectifs et des fonctions qui peuvent être assez différents : démonstration à destination des décideurs politiques, détermination de priorités en matière de R&D., plaidoyer pour tel ou tel aspect de la transition...

C'est pour cette raison que, au-delà des éléments chiffrés qui présentent un grand intérêt, ils donnent aussi des indications précieuses sur l'état du débat, l'avancement de la réflexion et la maturité technique collective, ainsi que sur la nature et l'ambition des objectifs acceptés ou perçus comme acceptables par les acteurs concernés dans les différents pays.

Plusieurs tendances et conclusions se dégagent de cette comparaison des scénarios quant au stockage :

9. **L'option de valorisation des excédents d'électricité renouvelable par l'hydrogène et/ou méthanation apparaît tardivement.** Elle est dans tous les cas absente des travaux de scénarisation avant 2011. Ceci s'explique par le temps qui a été nécessaire pour que les conclusions de la thèse fondatrice de Michael Sterner publiée en 2009 <sup>21</sup> puissent être prises en compte dans les travaux de prospective et entraînent un reflux des visions jusqu'alors dominantes de méga-infrastructures de réseaux électriques de transport de type « Desertec » (reliant l'Europe à l'Afrique du Nord pour l'importation d'électricité produite par des centrales solaires) ou « Super-Grid » (reliant l'ensemble des pays riverains de la Mer du Nord pour assurer la collecte de l'électricité produite par les fermes éoliennes offshore géantes).
  
10. **Le débat avance très vite.** En deux ans à peine, une communauté entière de chercheurs et de professionnels est entrée de plain-pied dans un débat complexe visant à trouver le meilleur compromis technique et économique pour accompagner les deux évolutions majeures que sont la production massive d'électricité renouvelable variable d'une part, le développement des réseaux et de la flexibilité de la demande (smart grids) d'autre part. À ces deux lignes de forces centrales viennent se greffer des pratiques nouvelles comme la déconnexion de la production (curtailement), les solutions de stockage de court terme, les transferts d'usage entre vecteurs et entre réseaux, et enfin la production d'hydrogène et/ou de méthane de synthèse. Le besoin de stockage/valorisation grâce au Power-to-Gas est ainsi une grandeur dérivée, une fois posé un compromis déjà complexe de dimensionnement et de fonctionnement des trois principaux réseaux énergétiques (électricité, gaz et chaleur) : l'avancée des propositions collectives et des expérimentations portées par des ingénieurs et des sociétés allemandes et danoises est d'autant plus impressionnante.
  
11. **Un lien fort avec le caractère massif des EnR variables.** C'est la présence massive d'EnR électriques variables qui déclenche le besoin de passer à des techniques de conversion pour absorber les surplus, les stocker d'une saison à l'autre ou les valoriser. Ceci n'apparaît donc pas nécessaire pour les scénarios moins ambitieux dont les taux d'ENR sont plus limités. Par ailleurs la nécessité de la production d'hydrogène et plus encore de méthane de synthèse n'apparaît qu'en seconde période de modélisation, c'est-à-dire après 2030, précisément lorsque les énergies renouvelables deviennent prépondérantes dans le mix électrique : il semble donc logique que le Power-to-Gas ait peu d'intérêt pour les visions de court et moyen terme du simple fait qu'il ne travaille pas sur un pas de temps suffisamment long

---

<sup>21</sup> « Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems - Limiting global warming by transforming energy systems » – Michael Sterner – Presse Universitaire de Kassel, septembre 2009,

12. **Le besoin de conversion entre vecteurs énergétiques dépend du périmètre des scénarios.** Les scénarios limités au secteur électrique tirent finalement peu de bénéfice du Power-to-Gas. Dès lors qu'il s'agit uniquement de faire des allers-retours de court terme entre production et consommation électrique, le méthane de synthèse et même l'hydrogène seul exigent des investissements et occasionnent des pertes de rendement qui peuvent vite les rendre sans grand intérêt, d'autant plus si des solutions alternatives purement électriques STEP sont disponibles. La prise en compte des besoins de l'industrie et plus encore des transports change la donne et augmente l'intérêt des conversions énergétiques. Ainsi, les scénarios britannique (ZeroCarbonBritain) et belge (vers 100% d'énergie renouvelable) donnent force détail sur les conversions entre vecteurs et entre usages, très au-delà du système électrique, ce qui les conduit à décrire aussi le cycle de production, de stockage, de transport et d'usage de l'hydrogène ou du méthane de synthèse.
13. **Hydrogène seul et/ou méthane de synthèse ?** Plusieurs études détaillent une seule de ces voies de valorisation mais laissent ouverte la possibilité de changer en fonction des avancées futures : Leitstudie BMU 2011, UBA 2013, IDA 2009, Belgique, 2013. D'autres études ont recours simultanément aux deux voies, mais avec une temporalité différente, le CH<sub>4</sub> étant utilisé pour des taux de pénétration ENR globalement plus élevés : DVGW 2013, F-ISE 2013. Certains scénarios n'ont recours qu'au seul méthane de synthèse, pour une raison de minimalisation du saut technologique pour les usages : c'est le cas de négaWatt, 2011 et de ZeroCarbonBritain. Enfin plusieurs scénarios font l'impasse sur l'hydrogène en argumentant sur le fait que la technologie n'est pas encore disponible. Cette diversité des points de vue reflète les incertitudes qui existent encore sur le degré de maturité des différentes technologies aux différents horizons de temps.
14. **Le mix des différentes sources d'énergies renouvelables influence le poids du Power-to-Gas .** Plusieurs scénarios font référence au Power-to-Gas (hydrogène en particulier) sans le retenir : il s'agit à chaque fois de pays possédant une grande part d'hydroélectricité dans leur mix (Suède, Suisse), ou bien voisins de ce type de pays (Danemark). La présence de biomasse joue également sur le développement du stockage : certains scénarios (Belgique, Pays-Bas) hésitent ainsi sur la quantité de biomasse « soutenable » que l'on pourra importer, mais il s'agit d'un expédient. D'autres pays comptent sur une part importante de la biomasse pour le transport (Suède, France) voire pour l'équilibrage du système électrique (France), et limitent ainsi le recours au Power-to-Gas.
15. **Le Power-to-Gas est un facteur d'optimisation économique.** Il sert d'abord à limiter l'investissement dans le réseau, mais aussi à rendre économiquement possible le passage ultime au « tout renouvelables », au-delà de 80% et jusqu'à 100%. Les coûts sont alors plus élevés mais ils répondent à une exigence qui est également beaucoup plus élevée. Plusieurs scénarios intègrent des variantes avec et sans stockage/valorisation et montrent l'économie que cette option permet vis-à-vis des investissements dans les réseaux. L'hydrogène et le stockage inter-saisonnier ouvrent la possibilité d'importantes réductions supplémentaires des émissions de gaz à effet de serre, le cas échéant au détriment de l'optimisation économique de court terme.

En conclusion, c'est la perspective de l'arrivée massive des EnR électriques variables conjuguée à une approche systémique multi-sources - multi-usages pour organiser la nécessaire sortie des énergies fossiles qui justifie l'engouement récent pour le Power-to-Gas.

Une ambition plus faible sur les objectifs d'intégration de renouvelables ou les baisses d'émissions de GES, une vision plus court-termiste, un scepticisme plus grand sur la disponibilité des technologies, ou encore le choix de compenser les variabilités par un développement des échanges sont les principales raisons conduisant à ignorer ou négliger le Power-to-Gas dans les scénarios postérieurs à 2011.

## 4. Focus sur deux pays pionniers du Power-to-Gas: le Danemark et l'Allemagne

### 4.1. Le Danemark

#### 4.1.1. Contexte politique

Le Danemark est sans conteste le pays européen qui a adopté les objectifs les plus ambitieux en termes de transition vers un système énergétique totalement décarboné, intégrant d'ici 2050 une réduction de 50% de sa consommation totale d'énergie et une fourniture assurée à 100% par les énergies renouvelables<sup>22</sup>. Les principales étapes en matière de production sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 2 – Résumé des objectifs de transition énergétique danois

Année	Objectif	Validation politique
2020	50% de l'électricité couverte par l'éolien	objectif approuvé par 95% du Parlement
2030	100% de l'électricité et de la chaleur doivent être assurées par les énergies renouvelables	position du gouvernement
2050	toute l'énergie à 100% ENR	objectif approuvé par 95% du Parlement

Source : (Vittrup, 2013)

Il est intéressant de rappeler au passage que le Danemark, petit pays grand comme une région française (40 000 km<sup>2</sup>, 6 millions d'habitants) a renoncé par referendum au nucléaire dès les années 1970 et qu'il est par ailleurs producteur et même exportateur de gaz naturel grâce à ses gisements en Mer du Nord exploités depuis le début des années 1990

Touché de plein fouet par le premier choc pétrolier de 1973 puisqu'il dépendait à 95% de ses importations de pétrole, le Danemark a développé depuis cette époque une vision intégrée des questions énergétiques marquée des efforts importants de réduction des consommations à travers notamment une taxation très élevée des carburants et des campagnes d'isolation des bâtiments (au total chaque Danois consomme 30% d'énergie en moins que chaque Français tout en ayant un revenu supérieur de 30%), ainsi que le développement très important de la cogénération et des réseaux de chaleur, avec plus de 60% des bâtiments aujourd'hui raccordés, et même plus de 95 % dans les villes comme Copenhague ou Odense<sup>23</sup>, sans oublier bien entendu le développement massif de l'éolien dont le Danemark a été le pionnier et pendant longtemps le leader mondial.

#### 4.1.2. L'opérateur des réseaux de transport au cœur du système énergétique

Alors que la distribution est assurée par près d'une centaine d'opérateurs locaux dont les 6 plus importants desservent ensemble 60% des consommateurs, les réseaux de transport de gaz et d'électricité sont gérés par un seul et unique opérateur, Energinet.dk, qui en est à la fois propriétaire et exploitant, tout en jouant le rôle de responsable d'équilibre.

Energinet.dk est une entreprise à but non lucratif détenue par l'État danois et placée sous contrôle direct du ministère de l'énergie et du climat. Ses principales tâches sont :

- Assurer l'approvisionnement de court et long terme en gaz et électricité
- Planifier et développer les réseaux de transport de gaz et électricité

<sup>22</sup> Voir la brochure « Energy Strategy 2050 – from coal, oil and gas to green energy » éditée par le gouvernement danois - février 2011

<sup>23</sup> Source : Agence Danoise de l'Énergie

- Assurer le bon fonctionnement du marché libre de l'électricité et du gaz
- Aider le développement de l'électricité renouvelable
- Assurer le bon état du secteur énergétique

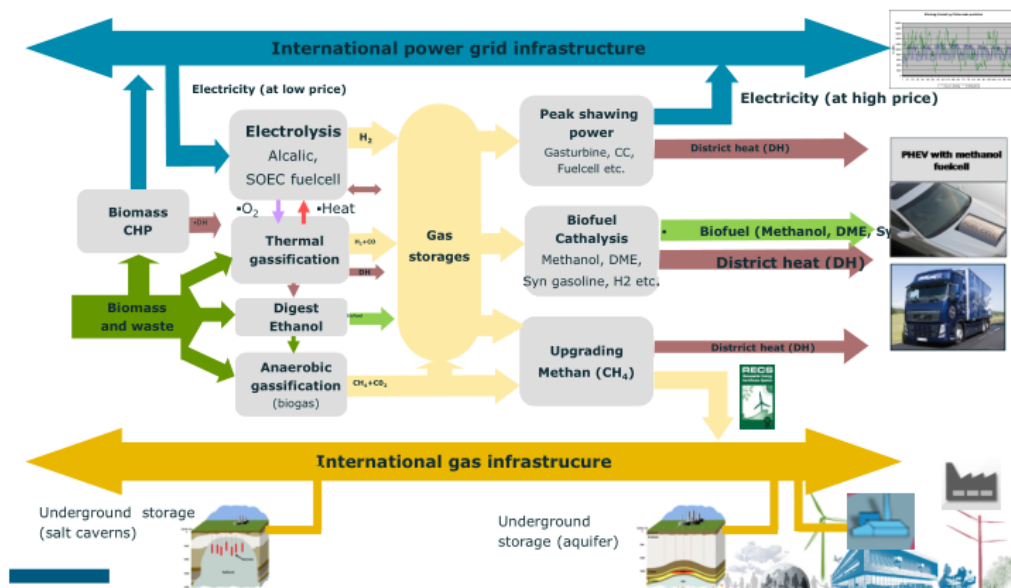
Dans le but d'éclairer les récents choix énergétiques du pays, Energinet.dk a testé quatre scénarios contrastés concernant l'ensemble des usages à l'horizon 2050, chacun étant caractérisé par une dominante technologique : éolien, biomasse, captage et stockage du carbone, sources conventionnelles. Plusieurs résultats importants en ressortent :

- entre une voie conventionnelle basée sur une part encore importante de fossile et une voie 100% ENR il y a peu de différence en termes de coût total, et donc de facture énergétique pour les consommateurs, à la condition que les choix soient faits dès aujourd'hui : un changement de voie à mi-parcours surenchérit fortement les coûts.
- pour atteindre l'objectif ambitieux de satisfaire tous les besoins énergétiques à partir des énergies renouvelables au Danemark, il faut une intégration forte des différents vecteurs énergétiques entre eux (électricité, gaz, réseaux de chaleur et carburants). Cette intégration doit permettre, en particulier, de faire un lien entre la valorisation du potentiel éolien (grande quantité d'électricité disponible mais variable) et la satisfaction de la demande énergétique du secteur du transport qui est la plus difficile à atteindre.

#### 4.1.3. Le rôle et la place du Power-to-Gas dans la transition énergétique danoise

La vision future du système énergétique intégré telle qu'elle ressort des travaux menés par Energinet.dk est résumée sur la Figure 12.

Figure 12 – Intégration de l'électricité, du gaz, de réseaux de chaleur et des carburants



Source : (Energinet.dk 2012)

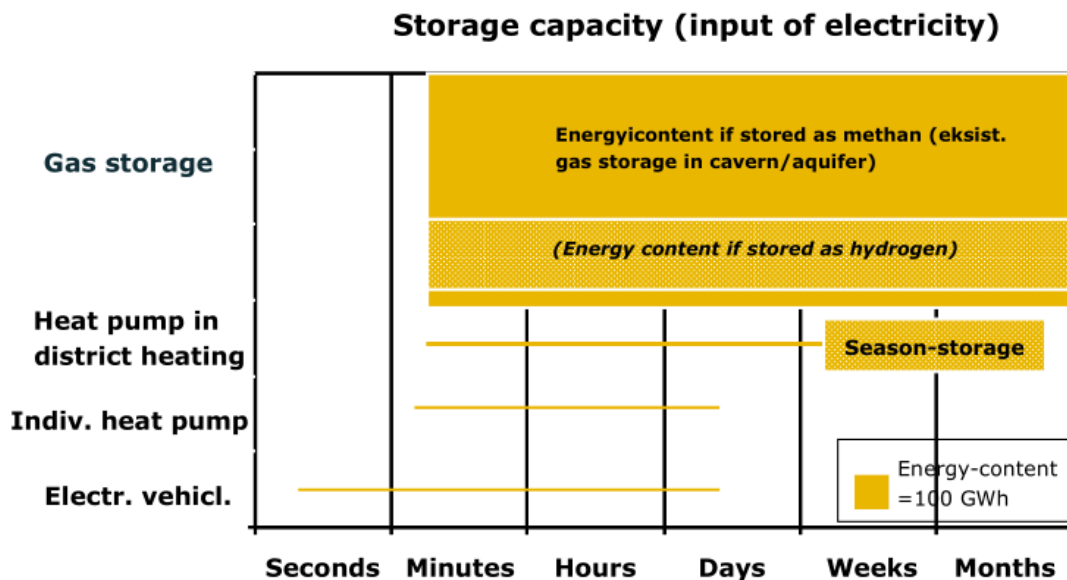
Les ressources en énergies renouvelables du Danemark reposent très fortement sur l'éolien pour l'électricité, et sur la biomasse pour la chaleur. Le potentiel éolien dépasse largement la consommation totale d'énergie actuelle et future du pays, mais cette importante ressource est caractérisée par de fortes fluctuations : son intégration nécessite donc d'augmenter la flexibilité du système énergétique :

- à court terme, les besoins de flexibilité peuvent être assurés par le recours au stockage hydroélectrique dans les pays voisins (Norvège en particulier)



- le stockage dans les véhicules électriques ou sous forme de chaleur *via* des pompes à chaleur individuelles (il y a une relative bonne corrélation entre les besoins de chaleur et les périodes ventées) ne permet de répondre qu'à des besoins de quelques heures
- le recours à du stockage de chaleur *via* des pompes à chaleur débitant dans les réseaux augmente nettement les capacités de stockage dont une partie en inter-saisonnier
- le Power-to-Gas, est la seule solution répondant aux besoins supplémentaires de flexibilité au-delà de la journée et aux exigences de sécurité d'approvisionnement

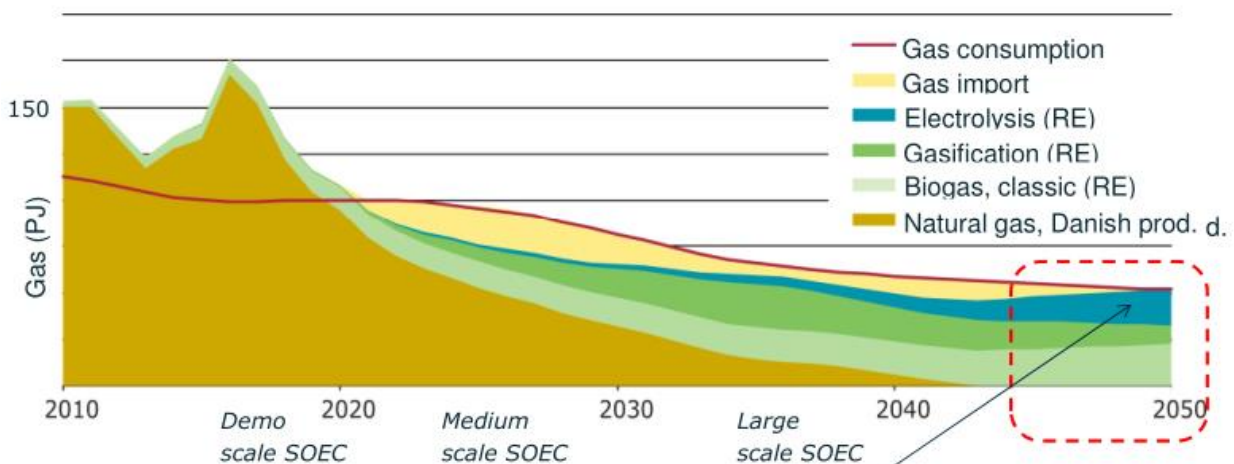
Figure 13 – Flexibilité du système énergétique pour intégrer la production éolienne (scenario 2050)



Source : (Energinet, 2013)

Sur le long terme, les besoins en gaz du Danemark pourraient, comme le montre le graphe suivant, être satisfaits à 100% par les énergies renouvelables, basée pour deux tiers sur la biomasse (biogaz et gazéification) et un tiers sur les gaz de synthèse produits à partir d'électricité renouvelable (H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>). Cette vision explique aussi les efforts actuels de R&D et de démonstration sur les synergies autour du CO<sub>2</sub> entre ces différentes filières (voir partie 2 de la présente étude)

Figure 14 – Une voie de développement possible de la production et consommation du gaz au Danemark



Source : (Energinet, 2013)

## 4.2. L'Allemagne

### 4.2.1. Contexte politique

Amorcée au début des années 2000 avec l'abandon progressif du nucléaire et la mise en place de la première loi « EEG » en faveur du développement des énergies renouvelables décidées par la coalition « Rouge-Verte » alors au pouvoir (SPD et Grünen), l'« Energiewende » (littéralement le « virage énergétique ») est aujourd'hui portée par l'ensemble de la classe politique allemande<sup>24</sup>.

Comme en atteste l'accord de « grande coalition » passé entre la CDU/CSU et le SPD en novembre 2013, ce sont d'abord des raisons économiques et sociales qui motivent ce choix, puisque cet axe stratégique occupe, sous l'intitulé « Comment faire de l'Energiewende une réussite ? », une section entière du chapitre 1 dont le titre est : « Croissance, innovation et prospérité »<sup>25</sup>.

Au-delà de la confirmation des orientations déjà prises comme la sortie du nucléaire en 2022, la réduction des émissions de GES de 40% à l'horizon 2030, ce document renforce les objectifs de moyen terme en matière d'énergies renouvelables électriques qui devront se situer dans un corridor de 40 à 45% à l'horizon 2025 et de 55 à 60 % en 2035, et ceci malgré la revue à la baisse des objectifs de l'éolien off-shore de 10 à 6,5 GW en 2020 (avec un objectif de 15 GW en 2030) devant le constat des grandes difficultés à la fois techniques et économique rencontrées pour la réalisation des projets.

Il engage également le gouvernement à « accélérer la construction de lignes THT transfrontalières et les interconnexions » afin « de faire évoluer l'intégration de l'approvisionnement électrique européen » et à « concevoir un cadre qui favorisera les investissements dans les réseaux de distribution » sur la base d'un rapport de l'Agence fédérale des réseaux (BNetzA) attendu pour 2014.

Les moyens de stockage sont également évoqués dans l'accord, en commençant par l'engagement du gouvernement à évaluer « dans les prochaines années » les potentiels des différentes solutions d'un point technique et économique, sans favoriser une technologie particulière. Si le pompage-turbinage est cité comme « devant continuer à apporter sa contribution à la stabilité du réseau », le Power-to-Gas est explicitement mentionné dans la perspective d'optimiser et d'accompagner la commercialisation des démonstrateurs actuels et futurs »

### 4.2.2. Des objectifs ambitieux qui tirent la prospective et mobilisent l'industrie

Du point de vue de la prospective en matière d'énergie, le paysage allemand est marqué par un foisonnement de travaux menés par un grand nombre d'organismes et d'instituts publics et privés, à commencer par l'État fédéral lui-même à travers notamment le BMU, le ministère de l'environnement qui a longtemps été en charge de la politique énergétique avant que cette dernière passe sous la coupe du ministère de l'économie confié au SPD à la suite des élections de septembre 2013.

On note également une grande capacité des producteurs de scénarios et des analystes à actualiser régulièrement leurs travaux pour tenir compte des évolutions et des nombreuses nouveautés dans les différents domaines techniques et économiques concernés par la transition énergétique, le cas échéant en remettant en cause si besoin certains aspects de leurs travaux antérieurs.

Réciproquement, les travaux de prospectives orientés prioritairement sur la recherche de solutions aux problèmes risquant de se poser à moyen ou long terme notamment dans le domaine de l'équilibre du système électrique constituent un stimulus extrêmement puissant pour le développement de nouvelles approches et de technologies par le monde de la recherche associé à l'industrie.

---

<sup>24</sup> à l'exception notable des libéraux du FDP, qui ont été pour la première fois depuis 1949 exclus du Bundesrat lors des élections législatives de septembre 2013

<sup>25</sup> source : traduction en français de l'accord de coalition assurée par l'Office Franco-Allemand des énergies renouvelables - OFAENR

L'émergence en quelques années à peine du Power-to-Gas d'abord comme objet de prospective puis d'expérimentation et même de début de mise en œuvre en grandeur réelle est de ce point de vue particulièrement édifiante : totalement absent en tant que tel de la version 2008 de la modélisation « Kombikraftwerk »<sup>26</sup> qui visait à démontrer, à la demande de la Chancelière Angela Merkel, la faisabilité d'un approvisionnement électrique à 100% renouvelable, il se trouve au cœur du « Kombikraftwerk2 » publié récemment, reflétant ainsi la crédibilité de la filière au vu des rapides progrès réalisés par les démonstrateurs qui ont fleuri depuis quelques années en Allemagne.

#### **4.2.3. Le rôle et la place du Power-to-Gas dans la transition énergétique allemande**

Tous les scénarios énergétiques produits aujourd'hui en Allemagne intègrent le Power-to-Gas avec des volumes de production allant de 10 à 90 TWh par an et une répartition variable entre hydrogène et méthane de synthèse : cette technologie apparaît de plus en plus comme une indispensable clé de voûte

L'agence allemande de l'énergie (dena GmbH, créée en 2000 sous un statut d'entreprise privée par le gouvernement fédéral associé à un pool de banques et d'assureurs<sup>27</sup>) qui anime une plateforme stratégique du Power-to-Gas n'a pas attendu l'accord de grande coalition pour identifier dès juin 2012 les points essentiels d'une feuille de route ayant pour objectif le déploiement à grande échelle de la filière grâce à des leviers économiques<sup>28</sup> :

- avant fin 2014 : définition des principes de gestion des excédents d'électricité renouvelable ;
- avant fin 2015 : programme d'accompagnement de la recherche technologique en faveur du Power-to-Gas
- avant fin 2020 :
  - o soutien aux projets de démonstrateurs et de pilotes pré-industriels
  - o définition des conditions techniques et réglementaires pour l'augmentation de la part d'hydrogène acceptable dans les réseaux
  - o définition et mise en place au niveau européen d'un cadre contractuel de marché pour le stockage de long terme
- au-delà de 2020 : mise en place d'instruments financiers pour le développement à grande échelle du Power-to-Gas.

Lors d'un entretien accordé dans le cadre de la présente étude, la directrice du département Systèmes énergétiques et services d'équilibre du réseau de la Dena a reconnu que le cadre réglementaire et fiscal actuel qui voit le Power-to-Gas comme un simple consommateur final soumis de ce fait à toutes les taxes et contributions devra clairement être adapté et considérer qu'il s'agit d'une technologie de conversion de l'énergie qui doit être intégrée aux infrastructures publiques au même titre par exemple que les stations de pompage-turbinage.

Bien qu'elle puisse sembler ne pas être urgente même en Allemagne compte tenu du développement très embryonnaire de la technologie, cette question cruciale est clairement au cœur des préoccupations des opérateurs et devra trouver rapidement une réponse claire et juridiquement solide pour que l'industrie puisse poursuivre ses efforts de développement technologique en s'appuyant sur une vision stratégique.

---

<sup>26</sup> Littéralement « centrale électrique combinée » : exercice de modélisation d'un système énergétique 100% renouvelable réalisé par un consortium de centres de recherche et d'industriels des énergies renouvelables sous l'égide du BMU, voir fiche détaillée plus loin

<sup>27</sup> Il s'agit de la KfW (la banque de la reconstruction aujourd'hui dédiée à la transition énergétique), Allianz, Deutsche Bank et DZ Bank

<sup>28</sup> « Eckpunkte einer Roadmap Power-to-Gas » publié le 13 juin 2012

# Partie 2 Description des différentes filières et briques technologiques

## 1. Introduction

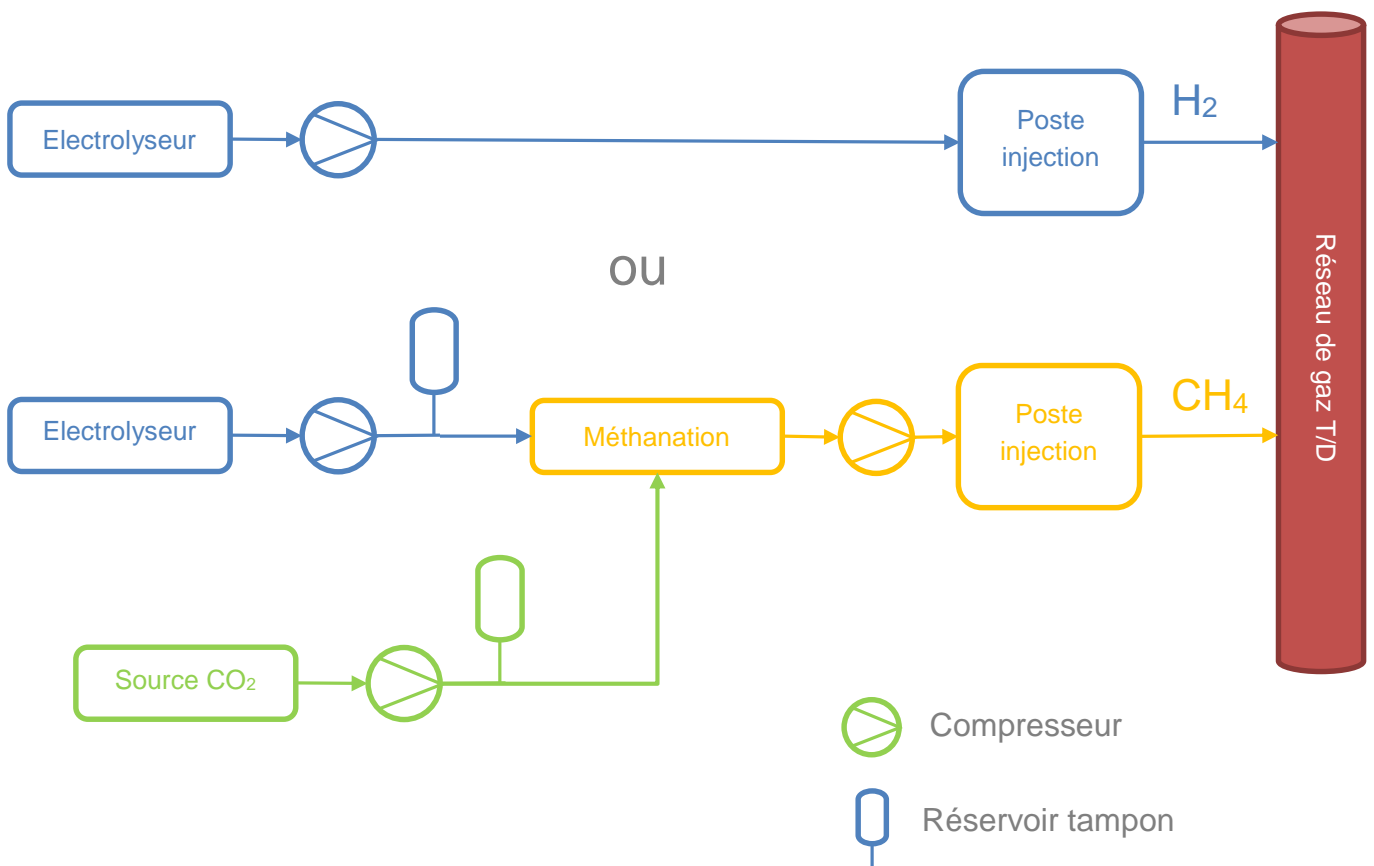
Cette partie présente les différentes briques technologiques sur lesquelles repose le concept de *Power-to-gas*, en particulier leurs coûts et performances actuels et futurs. Les données retenues servent d'hypothèses pour les études de cas en la partie 3.

La brique commune à tous les systèmes est celle de l'électrolyseur, permettant de convertir l'électricité en hydrogène, ou plus exactement l'énergie électrique en énergie chimique contenue dans l'hydrogène.

La brique supplémentaire de méthanation permet de combiner l'hydrogène et le dioxyde de carbone en méthane.

Le poste d'injection permet de vérifier la conformité du gaz, en réalisant un mélange si besoin, et de compter les quantités en vue de son introduction dans un réseau (de transport ou de distribution) de gaz naturel.

Figure 15 - Schéma type des installations modélisées



Source : E&E Consultant

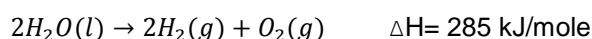
Remarque : les réservoirs tampon et compresseurs ne sont pas utilisés dans tous les cas. Pour les compresseurs, cela dépend des niveaux de pression du réseau et des électrolyseurs.

## 2. Electrolyseur

### 2.1. Principes généraux

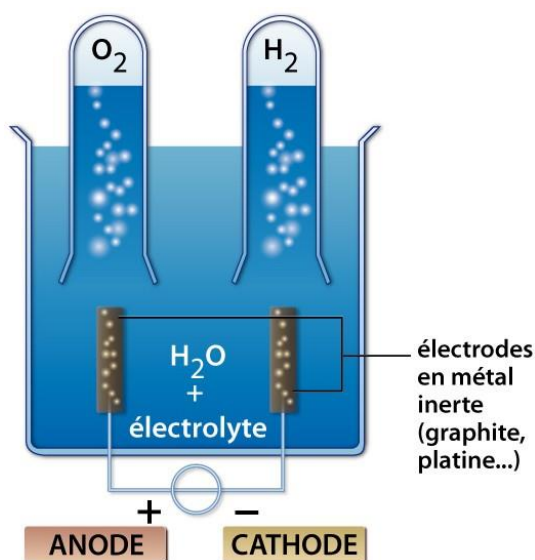
L'électrolyse de l'eau est un phénomène connu depuis plus de 200 ans et est développée industriellement depuis plus d'un siècle. Elle permet la décomposition de l'eau en hydrogène et oxygène sous l'effet d'un courant électrique. L'hydrogène est un élément très répandu dans l'univers et sur la terre, essentiellement en combinaison avec d'autres atomes<sup>29</sup>. Sur les 50 Mt d'H<sub>2</sub> produits annuellement dans le monde (CEA, 2004), seuls 5% sont produits par électrolyse. Pour des raisons économiques, la très grande majorité de la production (95%) se fait par le reformage de gaz naturel, procédé par lequel le méthane est décomposé en hydrogène (H<sub>2</sub>) et dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>).

L'électrolyse de l'eau suit l'équation générale suivante :



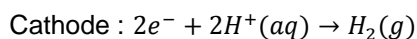
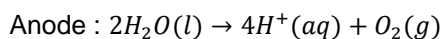
La méthode la plus simple consiste à plonger dans l'eau deux électrodes raccordées à une source électrique de courant continu.

Figure 16 – Electrolyse de l'eau



Source : Larousse

Les électrons circulent de la borne négative (*cathode*) vers la positive (*anode*). À la surface de l'anode, les molécules d'eau sont dissociées, ce qui permet de prélever les électrons et de produire de l'oxygène sous forme gazeuse ainsi que des ions hydrogène (H<sup>+</sup>) qui, eux, restent dans la solution aqueuse. L'apport d'électrons à la *cathode* permet la formation d'hydrogène gazeux (H<sub>2</sub>) à partir des ions hydrogène (H<sup>+</sup>). Les réactions ainsi obtenues sont :



L'efficacité de la réaction dépend principalement de la résistance électrique du système, que l'on peut décomposer entre d'une part la résistance électrique des électrodes, d'autre part celle du milieu qui se trouve entre les deux électrodes à travers lequel se réalise l'échange d'ions.

Les électrodes étant nécessairement composées de métaux conducteurs, c'est l'électrolyte qui offre la plus grande résistance, dont le niveau dépend de 3 paramètres principaux et peut être décrite par la relation :

<sup>29</sup> Plusieurs gisements naturels d'H<sub>2</sub> pur ont été découverts depuis les années 1970, tout d'abord sur les dorsales au fond des océans, et plus récemment sur terre et de manière plus diffuse, mais aucun projet d'exploitation n'a encore vu le jour. (IFPEN, 2013)

$$R = \frac{\rho \times l}{A}$$

Avec :

$\rho$  : la conductivité de l'électrolyte

$l$  : la distance entre les deux électrodes

$A$  : la section de passage de l'électrolyte entre les 2 électrodes

Dans le contexte d'une mise en œuvre industrielle, on cherche à réduire au maximum cette résistance en jouant sur les différents paramètres :

- Recherche d'un électrolyte le plus conducteur possible
- Réduction au minimum de l'espace entre les électrodes
- Augmentation de la section de passage du courant

Ces contraintes ont conduit au développement des électrolyseurs sous forme de cellules contenant les deux électrodes maintenues séparées. Ces cellules doivent être les plus fines et les plus larges possibles, mais leur taille est limitée par des raisons pratiques : risque de fragilité, alimentation en eau, extraction des produits...

Cette limite de taille impose de multiplier le nombre de cellules pour atteindre des puissances importantes. Pour optimiser les flux de matière, les flux de courant et la compacité, l'assemblage se fait par empilement de cellules et de plaques bipolaires, ces dernières assurant à la fois le passage du courant et l'étanchéité entre les gaz des deux cellules adjacentes. Le tout forme un « stack » (pile) : un électrolyseur peut ainsi être constitué de un à plusieurs stacks de manière modulaire.

Figure 17 - Stack de 60 kW constitué de 144 cellules de 0,5m<sup>2</sup>



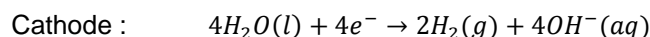
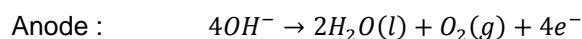
Source : Etogas

L'augmentation de la température est aussi un levier intéressant pour améliorer les performances de l'électrolyse car elle permet de réduire la tension (voltage) et donc la puissance électrique nécessaire pour réaliser la dissociation de l'eau.

Actuellement, il existe 3 principales technologies d'électrolyseurs : alcalines, PEM (Proton Exchange Membrane), et SOEC (Solid Oxyde Electrolyser Cell). Ces technologies sont décrites dans les fiches suivantes.

## 2.2. Technologies alcalines

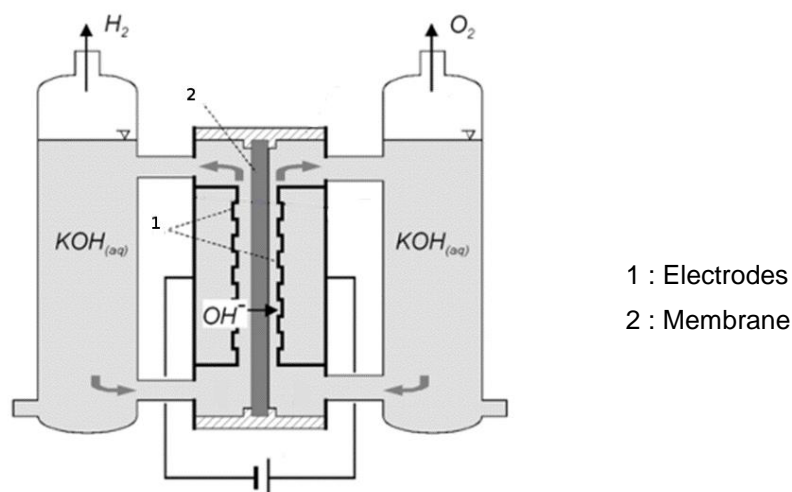
Avec des installations datant du début du XX<sup>ème</sup> siècle, c'est la plus ancienne technologie industrielle d'électrolyse, et aujourd'hui la plus répandue. Pour améliorer la conductivité de l'électrolyte, des ions sont ajoutés à l'eau de manière à favoriser le transfert ionique entre les électrodes. Dans la technologie alcaline on ajoute des ions basiques, dont le plus répandu est l'hydroxyde de potassium (KOH, qui se dissout en  $K^+$  +  $OH^-$ ). L'ion  $OH^-$  sert donc pour le transfert de charge entre les électrodes où se produisent les réactions suivantes :



Pour permettre la séparation des gaz hydrogène et oxygène, les deux électrodes sont séparées par un diaphragme (ou membrane). Le diaphragme doit permettre le passage de l'eau et des ions, mais pas des gaz.

L'hydroxyde de potassium étant une base forte, elle corrode bon nombre de matériaux, les électrodes sont généralement en nickel voire en cobalt (SGC, 2013).

Figure 18 - principe d'une cellule d'électrolyse alcaline



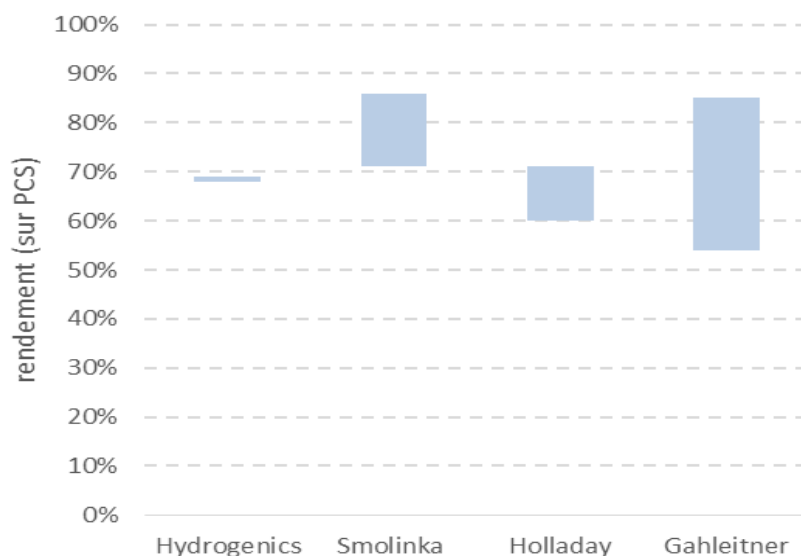
Source : (Smolinka et al., 2011)

Le niveau de pureté de l'eau est importante car les impuretés introduites dans le système y restent et se concentrent : c'est pourquoi l'électrolyseur est alimenté en eau déminéralisée par une unité de traitement de l'eau. Les gaz produits contiennent des impuretés qui proviennent de la solution alcaline et doivent donc être traités : l'hydrogène extrait de la mixture à la sortie de l'électrolyseur par des séparateurs, est donc lavé pour retirer les traces de KOH, puis épuré pour éliminer les traces d'oxygène et enfin séché. Au final les puretés obtenues se situent entre 99,5 et 99,9% (Müller-Syring et al., 2013).

Le croisement des différentes sources présentées dans la Figure 19 permet d'estimer que le rendement de conversion moyen des électrolyseurs alcalins qui correspond au rapport entre la puissance chimique délivrée par le débit d'hydrogène (en PCS) et la puissance électrique de l'électrolyseur complet <sup>30</sup> est de l'ordre de 70% PCS et peut être supérieur pour les grosses unités.

<sup>30</sup> Rendement = Débit H2 [Nm<sup>3</sup>/h] x PCS H2 (3,55 kWh/Nm<sup>3</sup>) / Puissance électrique [kW]

Figure 19 – Comparaison des rendements (PCS) actuels des électrolyseurs alcalins



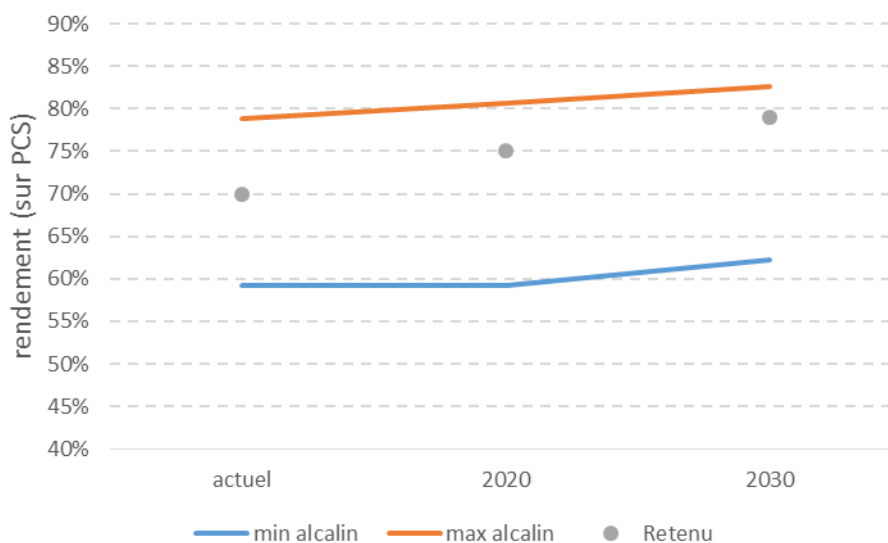
NB : Hydrogenics est un constructeur d'électrolyseur, les 3 autres font références à des études ou articles scientifiques, voir bibliographie

Sources : (Smeets and Verkoeyen, 2013), (Smolinka et al., 2011), (Holladay et al., 2009), (Gahleitner, 2013)

Les meilleurs rendements sont en général obtenus pour les plus grosses unités, et ils ont tendance à s'améliorer dans le temps grâce à l'évolution de la technologie. La Figure 20 ci-dessous montre les estimations faites par (Smolinka et al., 2011)

NB : les points représentent les valeurs de références retenues dans la présente étude).

Figure 20 – Evolution du rendement des électrolyseurs alcalins



Sources : (Smolinka et al., 2011) et E&E



Les électrolyseurs alcalins fonctionnent usuellement à la pression atmosphérique, l'hydrogène étant ensuite comprimé avant d'être injecté dans les réseaux de gaz à une pression de 5 bar pour la distribution et de 20 à 60 bar pour le transport.

Cette étape de compression est coûteuse, non seulement économiquement mais aussi énergétiquement (voir §5.2) : c'est pour éviter cet inconvénient et optimiser globalement le procédé que les fabricants ont développé des électrolyseurs pressurisés fonctionnant à une pression de 10 à 30 bars. Ainsi, la montée en pression des fluides se fait en phase liquide (sur l'eau), ce qui permet dans la majorité des cas d'éviter totalement ou partiellement le recours à un compresseur et de réduire en conséquence les coûts totaux de la production et de l'injection-réseau de l'hydrogène.

Les stacks actuellement disponibles sur le marché peuvent atteindre 750 Nm<sup>3</sup>/h de débit d'hydrogène nominal (environ 1,8 MWe), et certains électrolyseurs industriels, notamment raccordés à de grosses productions hydroélectriques en fonctionnement continu, dépassent les 30 000 Nm<sup>3</sup>/h (env 150 MWe) de capacité totale. Dans le cadre du développement du Power-to-Gas au service des énergies renouvelables fluctuantes, la plus grande unité reste l'installation d'Audi à Wertle de 6 MWe, réalisée avec 3 modules mono-stack de 2 MWe chacun (Rieke et al., 2013).

Historiquement l'électrolyse alcaline était exploitée en fonctionnement à puissance continue. Il semble néanmoins qu'elle puisse fonctionner convenablement en variation de charge avec typiquement une plage de fonctionnement de 20 à 100% de la puissance nominale, et certains développements actuels affichent même une plage de 5 à 110% (Rieke et al., 2013).

Seul le démarrage à froid nécessite un temps de stabilisation de 10 à 20 minutes, mais d'après Etogas ce problème peut être contourné d'abord par une bonne isolation permettant de maintenir pour les arrêts de courte durée une température de 30°C suffisante pour un démarrage de la production d'hydrogène en quelques secondes, puis si besoin en ayant recours à une source extérieure de chaleur à basse température pour faire face aux arrêts plus longs.

La durée de vie moyenne des électrolyseurs alcalins est de l'ordre de 50 000 (Smolinka et al., 2011) à 60 000 (Smeets and Verkoeyen, 2013) heures de fonctionnement. L'usure se fait principalement au niveau de la membrane (diaphragme) et des électrodes : une révision de la pile (stack) est donc possible en fin de vie pour prolonger l'utilisation de l'équipement. Les développements en cours devraient améliorer ce point, sachant en outre que des durées de vie plus longues pouvant aller jusqu'à 90 000 heures ont déjà été observées sur les grosses installations fonctionnant en régime continu (Smolinka et al., 2011).

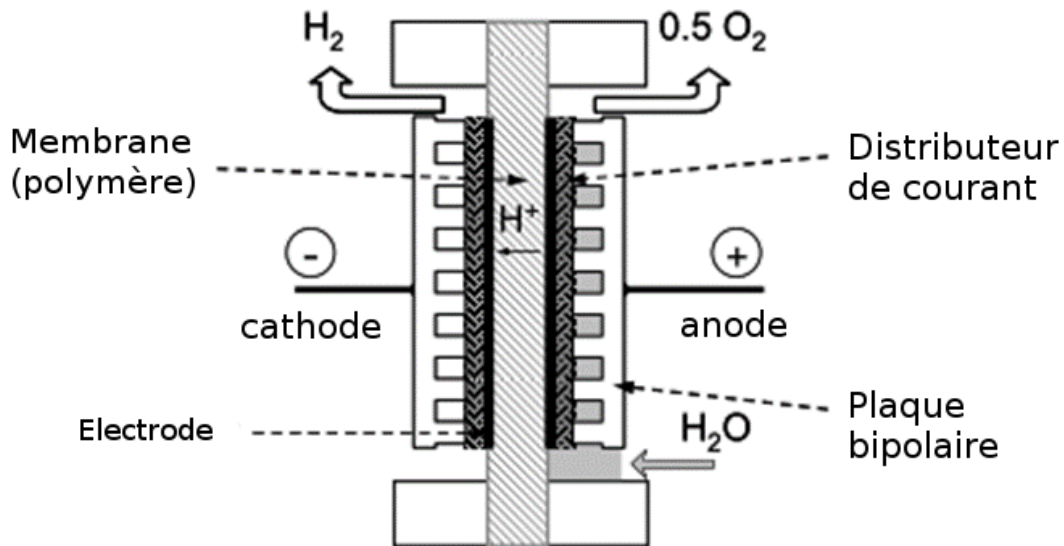
En ce qui concerne les coûts, plusieurs études ((Smolinka et al., 2011), (SGC, 2013)) ou entreprises ((Rieke et al., 2013), (Ville and McPhy, 2013)) montrent que des unités de l'ordre du MW ont des CAPEX d'environ 1000 €/kW. A moyen-long terme, les coûts pourraient baisser jusqu'à 400 €/kW ((EASE and EERA, 2013), (Rieke et al., 2013)).

Pour les coûts d'opération et maintenance (hors électricité et eau), les valeurs oscillent entre 4% du CAPEX/an (Smolinka et al., 2011), 5% (Smeets and Verkoeyen, 2013) et 5 à 7% (Ville and McPhy, 2013).

### **2.3. PEM (Proton Exchange Membrane)**

Le développement des électrolyseurs PEM est plus récent (le premier remonte à 1966), et si l'on en trouve déjà sur le marché, ils sont jusqu'à présent réservés à de petites capacités de production (Gahleitner, 2013). Leur spécificité réside dans l'utilisation d'une membrane servant à la fois à canaliser les deux flux de gaz, mais aussi d'électrolyte. Le courant électrique entre les électrodes est assuré par un transfert d'ions H<sup>+</sup> (on retrouve ainsi les équations décrites au §2.1.)

Figure 21 – Principe d'une cellule d'électrolyse PEM



Source : (Smolinka et al., 2011)

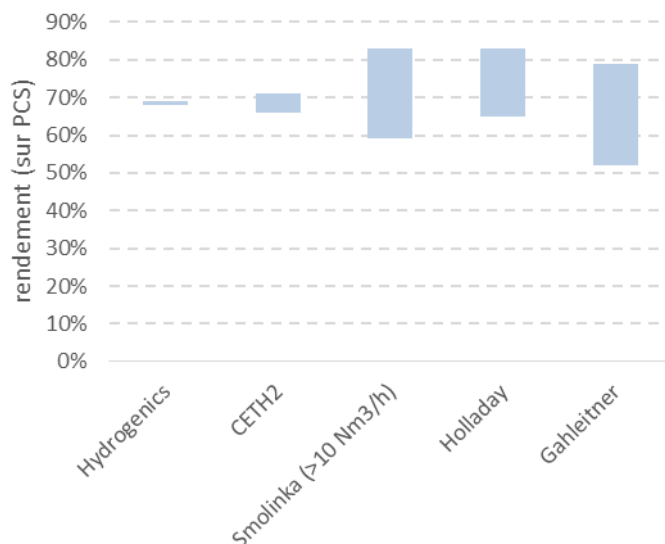
La membrane est constituée d'un polymère, souvent du Nafion® fabriqué par Du Pont de Nemours (% du marché ?). Les électrodes sont recouvertes de catalyseurs constitués des métaux rares de type platine ou iridium (EASE and EERA, 2013). Ces deux particularités rendent cette solution plus coûteuse actuellement, mais des gains importants de performance sont attendus, notamment une augmentation de la densité de courant, ce qui permettra d'augmenter la capacité des électrolyseurs à quantité de matériaux identique. Autrement dit, la priorité des recherches actuelles n'est pas forcément de remplacer ces matériaux, l'impact sur le rendement serait contreproductif, mais d'en utiliser le moins possible...

Par ailleurs, 99% des métaux des électrodes peuvent être recyclés en fin de vie, mais les procédés actuels imposent d'incinérer l'ensemble membrane+electrode : les métaux sont récupérés dans les résidus, mais le matériau de la membrane est détruit. Des recherches visant à trouver un procédé permettant de recycler aussi la membrane sont en cours (Auprêtre, 2014).

La technologie PEM s'est développée en raison de sa compacité et de la grande pureté de sa production (H<sub>2</sub> mais aussi O<sub>2</sub>) (Auprêtre, 2013) : le traitement des gaz produits se trouve donc simplifié comparé à la technologie alcaline, puisqu'il consiste essentiellement à retirer les traces d'oxygène et d'eau.

Les rendements de conversion sont théoriquement plus élevés que l'alcalin, mais en pratique il est difficile de le vérifier (Gahleitner, 2013). D'après diverses sources (Figure 22), on peut néanmoins considérer qu'actuellement on est à un même niveau de rendement d'environ 70% (PCS) ; ce qui reste une bonne performance étant donné qu'il s'agit d'électrolyseurs de faible capacité (maximum 60 Nm<sup>3</sup>/h soit 300 kWel).

Figure 22 – Comparaison des rendements (PCS) des électrolyseurs PEM



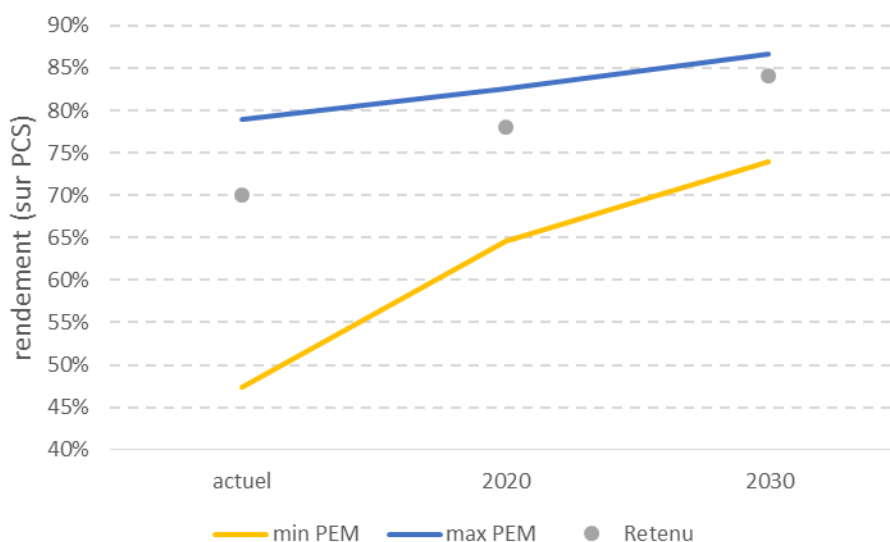
NB : Hydrogenics et CETH2 sont des constructeurs d'électrolyseur, les 3 autres font références à des études ou articles scientifiques, voir bibliographie

Sources : (Smeets and Verkoeyen, 2013), (Auprêtre, 2013), (Smolinka et al., 2011), (Holladay et al., 2009), (Gahleitner, 2013)

Cette technologie récente dispose encore de potentiels importants d'amélioration liés au perfectionnement de la technologie, mais aussi par effet d'échelle, étant donné que les unités actuellement vendues sont de petites capacités et fabriquées en petites séries. La Figure 23 montre les estimations d'évolution attendue des rendements, les meilleurs étant en général obtenus pour les plus grosses unités.

Figure 23 – Evolution du rendement des électrolyseurs PEM

(NB : les points représentent les valeurs de références retenues pour la présente étude)



Sources : (Smolinka et al., 2011) et E&E

Aujourd'hui, les plus gros électrolyseurs PEM en fonctionnement ont une capacité de 60 Nm<sup>3</sup>/h (env 300 kWe) avec des stacks d'une capacité maximale de 10 à 15 Nm<sup>3</sup>/h (Gahleitner, 2013), mais de plus grosses unités sont en cours de réalisation comme par exemple une unité de 1 MWe (env 200 Nm<sup>3</sup>/h) composée

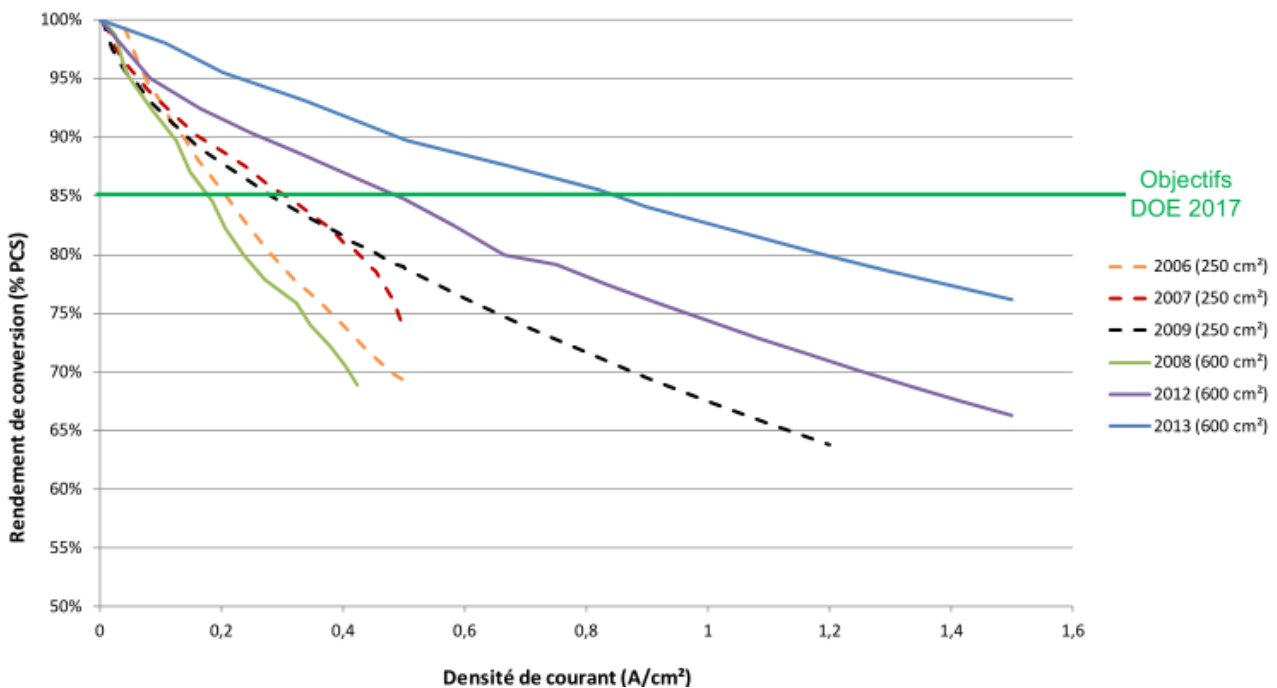
d'un seul stack (projet « Reitbrook Plant » Eon, Hamburg, fabricant Hydrogenics, commande 2013, réalisation prévue pour 2014)

La technologie PEM présente l'intérêt de pouvoir fonctionner sur une large plage de puissance, depuis un minimum technique de 5% jusqu'à une surcapacité ponctuelle de 110 à 300% (Reiner and SIEMENS AG, 2013). Cette capacité à accepter des pics de puissance concerne le stack qui représente actuellement environ 50% du prix d'investissement. Un dimensionnement pour fonctionnement à plus de 110 ou 120% nécessitera d'augmenter la capacité des autres équipements (convertisseur, auxiliaires, traitement des gaz...) et donc le coût global. Cette surcapacité se fait également au prix d'une chute de rendement, comme on le voit sur la Figure 24 ci-dessous : la courbe bleue en haut (2013) montre que si l'on passe d'une intensité de courant de 1 à 1,5 A/cm<sup>2</sup>, soit une augmentation de puissance de 50%, le rendement passe de 82% à 76%, soit une chute de 8%.

Néanmoins, plusieurs acteurs (SIEMENS AG, Eon, Hydrogenics, ITM Power, Airliquide) mettent en avant son aptitude à fonctionner en surcapacité durant de courtes périodes. Les cas dans lesquels les fonctionnements à forte surcapacité peuvent s'avérer intéressants doivent faire l'objet d'une étude détaillée : l'augmentation des coûts ainsi que la dégradation du rendement devront être suffisamment compensées par la quantité d'électricité supplémentaire valorisée. Ces cas détaillés ne sont pas analysés dans cette étude.

Les réponses dynamiques montrent par ailleurs que la PEM est mieux adaptée que l'alcalin à des variations rapides de charge (Gahleitner, 2013). Enfin, l'électrolyseur PEM présente un temps de démarrage à froid plus rapide que son concurrent alcalin.

Figure 24 – Evolution du rendement en fonction de la densité de courant, Stack PEM, CETH2



Source : (Auprêtre, 2013)

Le principal défaut de la technologie PEM est sa faible durée de vie, actuellement de l'ordre de 20 000 h (Smolinka et al., 2011) à 40 000 h (Smeets and Verkoeyen, 2013), les garanties constructeurs se situant entre 10 000 et 35 000 h (Auprêtre, 2013) et incluant une baisse de rendement maximum de 5 à 10%. Les retours d'expérience en fonctionnement réel ont tendance à être plus pessimistes (Gahleitner, 2013), mais là encore, les performances devraient évoluer. (EASE and EERA, 2013) et (Smolinka et al., 2011) envisagent des durées de vie de 50 000 h à 100 000 h à plus ou moins long terme.

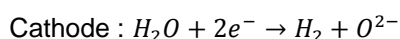
Les coûts d'investissement sont plus élevés que ceux de la technologie alcaline et peuvent largement dépasser les 2 000 €/kW (Smolinka et al., 2011), mais, pour les unités de l'ordre du MW on peut retenir aujourd'hui cet ordre de grandeur (valeur pour 2015 dans (ITM Power, 2013)). A long terme, les coûts pourraient baisser jusqu'à 500-800 €/kW (EASE and EERA, 2013).

Enfin les coûts annuels d'opération et maintenance (hors électricité et eau) oscillent entre 2 % (ITM Power, 2013) et 4% (Smolinka et al., 2011) du CAPEX.

## 2.4. SOEC (Solid Oxide Electrolyser Cell)

La technologie SOEC, qui en est aujourd'hui à un stade très embryonnaire de développement (empilement de quelques cellules) vise de hauts rendements de conversion d'électricité en hydrogène. La société allemande Sunfire (Dresde) construit actuellement un pilote « Power-to-Liquid » intégrant un électrolyseur SOEC de 200 kWe qui devrait démarrer fin 2014 (Olshausen, 2013), et un autre prototype de 40 kWe devrait être construit par Haldor Topsoe en 2015 (Wix, 2013), mais sa commercialisation ne se fera probablement pas avant 2025 voire 2030 (Baurens, 2013).

Le principe consiste à réaliser l'électrolyse à haute température (700 à 800°C), ce qui permet de réduire fortement la consommation d'électricité. Un apport de chaleur est nécessaire, mais la majorité de cette chaleur peut être récupérée sur les gaz produits. Une source chaude d'une température supérieure à 150°C est suffisante pour faire fonctionner l'électrolyseur (Bertier, 2012, p. 186). Toutefois, les hautes températures nécessitent l'utilisation de matériaux spécifiques : c'est pourquoi l'électrolyte et les électrodes sont conçus à base de céramiques. La vapeur d'eau est introduite à la cathode où sont produits l'hydrogène et les anions  $O^{2-}$  :



Les anions  $O^{2-}$  migrent à travers la membrane électrolytique vers l'anode et en se déchargeant forment de l'oxygène :

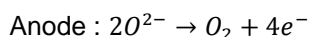
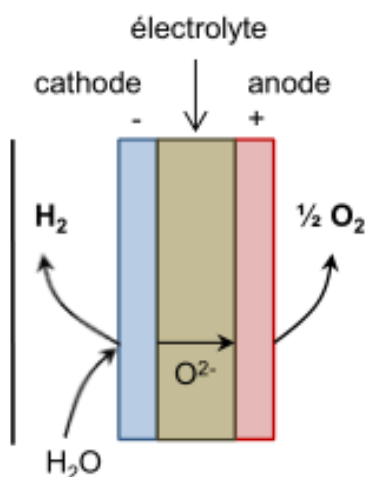


Figure 25 – Principe d'une cellule d'électrolyse SOEC



Source : (Petitpas, 2013)

Une spécificité de l'électrolyseur SOEC réside dans le fait qu'il est facilement réversible<sup>31</sup> et peut donc fonctionner en mode « pile à combustible ». Ainsi, le même système permet à la fois de convertir de l'électricité en hydrogène mais aussi, à d'autres moments, de produire de l'électricité à partir d'hydrogène. Cette fonctionnalité trouve son intérêt si l'on envisage le stockage de l'hydrogène (ce qui n'est pas l'objet de l'étude) et non son injection dans le réseau de gaz, ou alors l'ajout d'un réformeur pour convertir le méthane en hydrogène en amont.

En termes de performance, le rendement de conversion électricité => H<sub>2</sub> pourrait atteindre 100% (PCS), mais si l'on prend en compte la chaleur apportée, le rendement de conversion électricité + chaleur => H<sub>2</sub> serait de l'ordre de 85% PCS ((De Saint Jean, 2013),(Wix, 2013)).

En ce qui concerne les coûts d'investissement, il est très difficile de donner un chiffre en version commerciale étant donné le niveau très amont du développement de la technologie ; le seuil de 1000 €/kWe qui est retenu correspond à l'objectif que se fixe Haldor Topsoe (Wix, 2013).

La durée de vie liée en particulier à la fragilité des céramiques reste un défi majeur, le cyclage thermique dans le cas d'utilisations intermittentes sans système de maintien en température étant un facteur aggravant.

## 2.5. Synthèse

Chacune des trois grandes familles de technologie aujourd'hui identifiées comme susceptibles de répondre aux enjeux du Power-to-Gas dispose d'avantages et d'inconvénients qui lui sont propres en termes techniques, industriels et économiques, mais aussi en termes de perspectives d'évolution.

Le Tableau 3 résume les différentes caractéristiques des types d'électrolyseurs décrits précédemment.

Il est important de noter que les baisses de coûts envisagées proviennent principalement de trois éléments complémentaires dont les poids respectifs sont différents pour chaque technologie :

- amélioration de la technologie : emploi de matériaux moins chers (plastiques, polymères, ...), utilisation de moins de matière (augmentation de la densité de courant), ...
- augmentation de la taille des unités permettant des gains d'échelle et d'arrangement, ce qui permet aussi des gains de performance
- augmentation des volumes commercialisés, permettant une industrialisation et une baisse des coûts d'approvisionnement par effet d'échelle

Ce dernier point est souvent mis en valeur par les fabricants d'électrolyseurs ((Auprêtre, 2013), (Baurens, 2013), (Smeets and Verkoeyen, 2013), (Rieke et al., 2013)).

---

<sup>31</sup> A la différence de l'électrolyseur PEM qui peut également être utilisé en mode réversible, l'électrolyse haute température a deux avantages « facilitant » cette réversibilité qui sont liés à la haute température :

- Avantage « mécanique », en fonctionnant en haute température, tous les composants de la réaction (réactifs ou produits) sont sous forme gazeuse et n'ont pas de changement de phase quel que soit le sens de la réaction (Baurens, 2013) : les écoulements et les surfaces de contact restent optimums ;
- le saut d'énergie à franchir pour réaliser la réaction est moins important qu'à basse température (Baurens, 2013). Ainsi le rôle du catalyseur est beaucoup moins important et serait le même dans la conception d'un électrolyseur ou d'une pile à combustible. Dans le cas à basse température (PEM), le choix du catalyseur oriente le sens de la réaction, ainsi les catalyseurs ne sont pas les mêmes dans le cas d'un électrolyseur ou d'une pile à combustible, d'où la forte dégradation de rendement en mode réversible.(Auprêtre, 2014)

Tableau 3 – Résumé des caractéristiques des électrolyseurs

		Alcalin			PEM			SOEC		
		Actuel	2020	2030	Actuel	2020	2030	Actuel	2020	2030
Rendement de conversion Electricité -> H2 (PCS)	%	70%	75%	79%	70%	78%	84%			100%
Rendement de conversion Elec. + chal. -> H2 (PCS)	%	70%	75%	79%	70%	78%	84%			85%
CAPEX	€/kW	1000	700	400	2000	1250	700			1000
OPEX	%capex /an	5%	5%	5%	3%	3%	3%			3%
Pureté H2	%	99,50%	99,50%	99,50%	99,95%	99,95%	99,95%			
Plage de fonctionnement		20-100%	5-110%	5-110%	5-200%	5-200%	5-200%			
Démarrage froid		10-20 min, sauf si maintien à 30°C			<10 min					
Pression de fonctionnement	bar	15-30	60	60	60	80	100			
Avantages		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Technologie mature (100 ans)</li> <li>- Prix</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rendement de conversion (reste à vérifier)</li> <li>- Rapidité de variation de charge et démarrage froid</li> <li>- grande plage de fonctionnement</li> <li>- Compacité</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rendement élevé</li> </ul>		
Inconvénients		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réponse dynamique moins rapide mais amélioration en cours</li> <li>- Utilisation produit corrosif et dangereux NaOH</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Durée de vie limitée (en amélioration)</li> <li>- Technologie récente</li> <li>- Prix élevé</li> <li>- Recours à métaux rares (Platine et Iridium)</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Loin du stade commercial</li> <li>- durée de vie</li> <li>- peu adapté au fonctionnement intermittent</li> </ul>		
Principaux fabricants ou développeurs pour power-to-gas		Hydrogenics, Etogas, McPhy (HyTEC)			Hydrogenics, CETH2, SIEMENS industry, AREVA, CERAM-HYD			Haldor Topsoe, Sunfire, CEA		
Acteurs*		Audi, DB, Electrochaea, ELT, Energinet, Enertrag, EON, etogas (solarfuel), MAN Diesel&Turbo, ONTRAS-VNG, Swissgas AG, Total, Vattenfall			DNVKEMA, EON, Erdgas Schwaben, Mainova, RWE, Thüga			Energinet, HMN Naturgas, Naturgas Fyn		

NB : Les estimations sont valables pour des unités de capacité unitaire supérieure MWel pour 2020 et de 10MWel et + pour 2030 et au-delà.

## 2.6. Acteurs

Les principaux acteurs industriels de l'électrolyse sont listés dans les figures suivantes :

Figure 26 – Liste des acteurs de l'électrolyse alcaline et PEM



Source : E&E Consultant, principalement d'après (Smolinka, 2012)



Figure 27 – Liste des acteurs de l'électrolyse haut température (SOEC)



Source : (Petitpas, 2013)

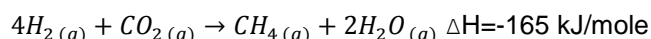
## 3. Réacteur de méthanation

### 3.1. Principes généraux

La méthanation est la réaction d'hydrogénation du monoxyde de carbone (CO) ou du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) en méthane (CH<sub>4</sub>). C'est Paul Sabatier (1854-1941), chimiste français, qui est à la base des découvertes des réactions catalytiques et en particulier de celle d'hydrogénation du CO<sub>2</sub> ; il a d'ailleurs obtenu le prix Nobel de chimie en 1912 pour ces travaux.

La méthanation du CO a été développée industriellement durant le XX<sup>ème</sup> siècle tout d'abord dans le procédé de fabrication de l'ammoniac pour l'épuration des gaz contenant du CO, puis dans les années 1970 pour la conversion de charbon en gaz de synthèse pour la recherche d'autonomie énergétique des pays riches en charbon, notamment les USA. Les efforts de R&D se sont fortement réduits dans la foulée des contre-chocs pétroliers à la fin des années 80, mais cette technique a connu récemment un regain d'intérêt, toujours pour la conversion du charbon en gaz de synthèse, aux USA, en Chine et en Inde, ainsi que pour la conversion de la biomasse en gaz de synthèse en Europe.

Dans tous ces développements, il s'agit de la méthanation du CO obtenue lors de la gazéification des combustibles solides. La méthanation du CO<sub>2</sub>, utilisée dans le Power-to-Gas, est similaire à celle du CO et peut donc s'appuyer sur cette base historique de développement. Elle est régie par la réaction de Sabatier :



Cette réaction est exothermique c'est-à-dire qu'elle dégage de la chaleur à plus ou moins haute température selon la voie employée (voir plus bas).

Si la réaction est complète, c'est-à-dire si l'hydrogène est intégralement converti en méthane, on obtient un rendement de conversion énergétique gaz de synthèse/hydrogène de 78% en PCS (83% en PCI)<sup>32</sup>. A noter que si la réaction n'est pas complète, ce rendement de conversion énergie chimique (H<sub>2</sub> => CH<sub>4</sub>)

<sup>32</sup> Les rendements sont calculés à partir des données physico-chimiques des molécules de la réaction. Les valeurs utilisées sont en Annexe 1 Annexe 2

augmente : si 90% seulement de l'hydrogène est converti, on obtient un rendement de conversion de 80%, mais le gaz produit est moins concentré en CH<sub>4</sub>. Un système de purification est alors nécessaire pour atteindre une teneur en CH<sub>4</sub> correspondant aux spécifications requises pour l'injection dans le réseau public ou pour d'autres usages (GNV). Dans ce cas, l'H<sub>2</sub> et le CO<sub>2</sub> peuvent être récupérés et recyclés en entrée du réacteur, ce qui induit un surdimensionnement de ce dernier.

Le CO<sub>2</sub> peut provenir de différentes sources qui sont détaillées dans le chapitre 4. Dans le cas spécifique du mélange de CH<sub>4</sub> et de CO<sub>2</sub> qui constitue le biogaz brut, il est intéressant de noter que ce dernier peut alimenter directement le réacteur de méthanation qui convertira le CO<sub>2</sub> résiduel en CH<sub>4</sub> en le faisant réagir avec l'H<sub>2</sub>. Il est ainsi possible d'éviter sous certaines conditions le recours à un système d'épuration du biogaz (voir partie 3). C'est d'ailleurs cette synergie qui constitue la porte d'entrée principale des acteurs danois du Power-to-Gas qui s'intéressent quasiment exclusivement à cette source de CO<sub>2</sub> ((Wix, 2013), (Gunnarsson, 2013), (Electrochaea, 2013)).

Cette solution peut être mise en œuvre par les deux voies, catalytique et biologiques. L'étude (SGC, 2013) indique que la solution où le biogaz brut est directement introduit ne présente pas de surcoûts significatifs par rapport à celle qui utilise un flux de CO<sub>2</sub> pur.

### 3.2. Voie thermochimique ou catalytique

La voie thermochimique ou catalytique est celle qui a été mise en œuvre historiquement dans la méthanation du CO (voir paragraphe précédent). Pour le CO<sub>2</sub>, le même type d'équipement est utilisé. La réaction prend place dans un réacteur en présence d'un catalyseur comme le nickel, le rhodium ou le ruthénium (Bengaouer, 2013), le nickel étant plus fréquemment utilisé en raison de son faible coût (Rieke et al., 2013).

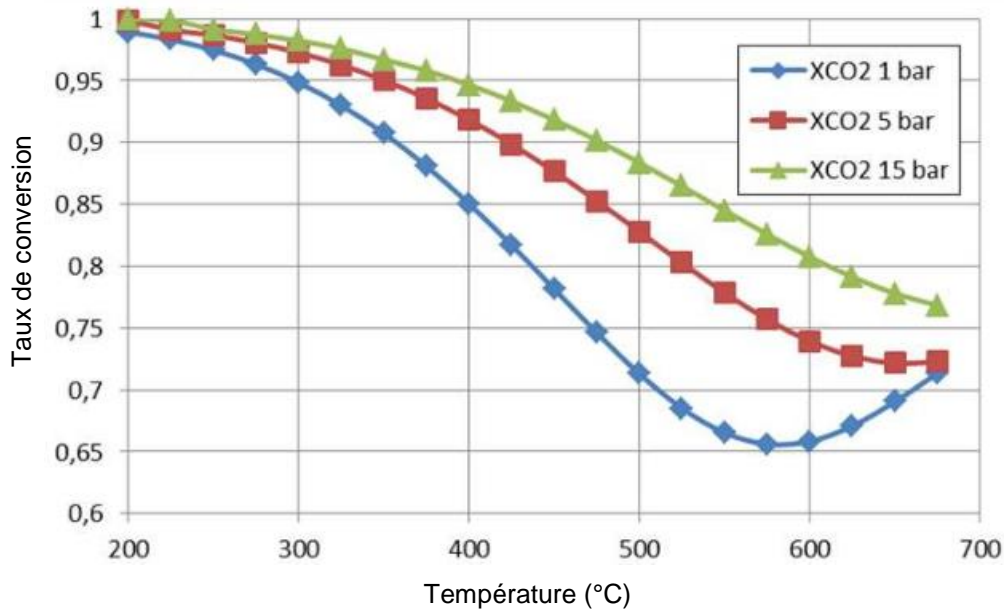
Deux grands types de réacteurs peuvent être utilisés :

- le **réacteur « adiabatique »**, le plus simple, aucun échange de chaleur n'est réalisé avec les fluides en réaction. La température augmente donc en raison du caractère exothermique de la réaction de méthanation (voir §3.1). Une hausse trop importante de la température - elle peut atteindre plus de 700°C- serait préjudiciable au taux de conversion de la réaction (voir Figure 28). Pour éviter ce problème, la réaction peut être étagée dans plusieurs réacteurs en série entre lesquels sont intercalés un système de refroidissement des gaz.
- le **réacteur « isotherme »**, dans ce type de réacteur, le système de refroidissement intégré (échangeur) permet d'évacuer la chaleur dégagée et de contrôler la température de réaction. Dans le cadre du Power-to-Gas, seuls les réacteurs isothermes sont actuellement développés : les échangeurs adiabatiques sont économiquement plus compétitifs pour des grosses puissances (plusieurs centaines de MW comme pour les usines de gazéification du charbon par exemple (Wix, 2013)).

Le contrôle de température est important (Baurens, 2013) :

- d'une part pour assurer le meilleur taux de conversion possible : celui-ci est favorisé par des températures basses et des pressions élevées (Figure 28).
- d'autre part pour assurer l'activation du catalyseur qui permet d'augmenter la cinétique de la réaction mais nécessite une température suffisamment élevée.

Figure 28 – taux de conversion du CO<sub>2</sub>



Source : (Bengauer, 2013)

La température de contrôle résulte donc du compromis entre ces deux paramètres qui agissent contradictoirement, ceci afin d'assurer un pourcentage élevé de conversion avec un temps de séjour le plus court possible de façon à réduire la taille du réacteur et donc les coûts.

Le choix d'une température la plus faible possible apporte d'autres avantages (Baurens, 2013) :

- la limitation des volumes de gaz, puisque la masse volumique est plus grande à faible température, ce qui autorise le recours à des équipements plus compacts (et donc moins chers) et simplifie les questions liées à la sécurité et à la réglementation (par exemple l'autorisation type ICPE dont certaines contraintes dépendent des volumes de gaz dangereux dans les réacteurs)
- le ralentissement de la dégradation du catalyseur, dont le renouvellement périodique qui se réalise en ouvrant le réacteur et en vidant et rechargeant le lit de matière constitue le principal poste de coûts d'exploitation, même si la charge extraite peut être retraitée pour récupérer le nickel (Rieke et al., 2013).

. Les réacteurs utilisés sont généralement de type à lit fixe, c'est-à-dire que les gaz traversent un lit de « granules » recouvert de catalyseur. Durant la durée de vie de l'équipement, le catalyseur doit être renouvelé.

Plusieurs éléments peuvent limiter la durée de vie du catalyseur, notamment :

- les impuretés présentes dans les gaz, particulièrement le soufre qui peut provoquer un « empoisonnement » irréversible du catalyseur
- des températures trop élevées (au-delà de 500-600°C) qui peuvent provoquer une corrosion du nickel (Rieke et al., 2013)

Même s'il est difficile d'avoir un retour d'expérience sur les performances réelles de ces équipements, les réacteurs de méthanation actuels à fonctionnement continu peuvent atteindre une durée de vie de 60 000 h, mais, dans le cas d'un fonctionnement discontinu tel que l'impose la valorisation des excédents d'électricité renouvelable, on ne peut guère espérer plus de 20 000 à 25 000 h (Rieke et al., 2013) en raison du cyclage thermique.

Actuellement, les coûts d'investissement (CAPEX) sont de l'ordre de 1 500 €/kWCH<sub>4</sub>PCS. Sur le long terme et pour de grosses unités ces coûts pourraient se réduire à 500 €/kWCH<sub>4</sub>PCS ((DNV-KEMA, 2013), (Schmidt, 2013)). Les coûts d'opération et de maintenance (OPEX) sont estimés entre 3 et 10% du CAPEX selon les sources (10% (DNV-KEMA, 2013), 3% (Müller-Syring et al., 2013), 3,5% (Rieke et al., 2013)) : la valeur de 5% est retenue pour les besoins de la présente étude.

Aujourd'hui, les pilotes atteignent un taux de 92% de méthane dans le gaz de synthèse en sortie de réacteur (Zuberbühler and Specht, 2013) avec un rendement de conversion énergétique gaz de synthèse/hydrogène sur PCS de 79%. Il est possible d'améliorer ce rendement en récupérant la chaleur haute température (>200°C) qui est dégagée par la réaction. On estime qu'environ 90% est récupérable et peut être valorisée, dans ce cas le rendement global atteint 98%.

Les améliorations à venir devraient permettre d'augmenter le taux de conversion et d'approcher les 100% : dans ce cas le rendement énergétique, peu impacté, se rapprochera des 78% sur PCS. Cependant, il n'est pas nécessaire d'atteindre un taux de conversion de 100% puisque l'objectif principal est d'atteindre la conformité pour l'injection dans le réseau de gaz naturel (93 à 95% de CH<sub>4</sub> suffit).

En termes de comportement dynamique, les temps de réponse sont plus longs que ceux des électrolyseurs, de l'ordre de la minute. Aussi, afin d'être en capacité de suivre les variations de charge qui peuvent être très rapides, il est nécessaire d'ajouter un réservoir tampon d'hydrogène, dont le dimensionnement dépend des caractéristiques dynamiques recherchées (Rieke et al., 2013).

### 3.3. Voie biologique

Cette voie, beaucoup plus récente, est encore au stade de développement. À l'origine, elle trouve son application et sa justification dans la purification du biogaz issu de la fermentation anaérobie des matières organiques dans un digesteur (méthanisation). En effet, dans ce processus biologique, l'hydrogène est déficitaire, ce qui ne permet pas d'hydrogéner la totalité du carbone dont la part résiduelle se retrouve sous la forme de CO<sub>2</sub> mélangé au CH<sub>4</sub> dans le gaz effluent (le biogaz), dans une proportion CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> se situant entre 60/40 et 50/50.

Après élimination des impuretés, notamment le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), le biogaz peut être brûlé directement dans une chaudière ou un moteur de cogénération, mais son injection dans le réseau ou son utilisation dans le secteur du transport (GNV) exige une pureté supérieure à 95% de CH<sub>4</sub>. Actuellement la solution utilisée revient à épurer le biogaz à l'aide de diverses techniques permettant de retirer le CO<sub>2</sub> (voir §4.2). C'est une étape supplémentaire dans le procédé, coûteuse et plus ou moins énergivore.

Une autre solution consiste à produire directement un gaz sans CO<sub>2</sub> : il ne s'agit plus de retirer le CO<sub>2</sub> mais de le convertir en CH<sub>4</sub> et permettre ainsi de « doubler » la production. C'est dans ce contexte de recherche d'une voie alternative à la purification du biogaz que la méthanation par voie biologique a d'abord été explorée, notamment au Danemark.

Une première solution consiste à ajouter directement de l'hydrogène dans le digesteur (méthode *in-situ*) afin d'augmenter la proportion de CH<sub>4</sub> grâce au travail des microorganismes déjà présents dans le digesteur, mais il est difficile d'atteindre une conversion complète du CO<sub>2</sub> résiduel. En effet, d'une part l'ajout d'hydrogène augmente le pH, ce qui peut perturber le fonctionnement du réacteur et inhiber la production de méthane, d'autre part l'hydrogène injecté dans la phase liquide a du mal à se dissoudre et donc à entièrement réagir.

Plusieurs techniques sont testées pour tenter de contourner ces limites (Gunnarsson, 2013) :

- ajout de produits pour contrôler le pH (acide chlorhydrique, lactosérum, ...)
- injection de H<sub>2</sub> à travers des membranes afin d'améliorer le transfert dans la phase liquide

Différents essais en laboratoire menés par l'Université Danoise de Technologie (DTU) ou MicrobEnergy ont permis d'atteindre 90 à 98% de CH<sub>4</sub> en sortie de digesteur (Gunnarsson, 2013) (Reuter, 2013), et un premier pilote de 110 kWel (20 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub>) construit par MicrobEnergy GmbH, la filiale spécialisée du groupe Viessmann est en fonctionnement en Allemagne (Reuter, 2013).

Une autre solution consiste à réaliser la réaction de méthanation biologique dans un réacteur spécifique (voie *ex-situ*), qui permet de traiter du biogaz ainsi que n'importe quelle source de CO<sub>2</sub>. Le réacteur est rempli d'une solution d'eau contenant des microorganismes dûment sélectionnés pour leur aptitude à produire du méthane, mais aussi à supporter des variations importantes d'activité ou de caractéristiques du milieu. Le mélange de gaz (H<sub>2</sub> + CO<sub>2</sub>) est ensuite injecté dans le réacteur pour alimenter les microorganismes.

La société américaine Electrochaea, qui a choisi de s'implanter au Danemark, en raison de sa production importante de biogaz et de ses infrastructures de recherche, afin de pouvoir réaliser des tests en grandeur nature à l'aide des microorganismes unicellulaires (archées) qu'elle a identifiés et sélectionnés, a fait fonctionner un premier pilote de 150 kWel au sein du centre de recherche dépendant du Ministère de l'agriculture à Foulum dans le Jutland, ce qui lui a permis d'obtenir des résultats sur un certain nombre de points (Electrochaea, 2013) :

- les conditions de transport et de reproduction des microorganismes
- le maintien du développement des microorganismes dans un réacteur de 3 000 litres,
- la mesure des performances réelles (encore limitées en termes de taux de conversion, à cause semble-t-il d'une dissolution insuffisante de l'hydrogène)
- une production effective de méthane pendant 3 000 heures dans un réacteur d'essai non optimisé

Forte de ces premiers résultats encourageants, Electrochaea a déjà planifié la construction d'un démonstrateur à l'échelle 1 MWel pour 2014-2015, financé par le gestionnaire des réseaux danois de transport de gaz et d'électricité Energinet.dk.

La méthanation par voie biologique présente les caractéristiques suivantes :

- 1,2% du CO<sub>2</sub> est utilisé par les microorganismes pour se nourrir, donc seul 98,8 % du carbone va dans le combustible selon Electrochaea (ce paramètre peut dépendre des microorganismes utilisés)
- les températures optimales se situent aux environs de 35 °C, ou entre 60 et 65°C selon le type de microorganisme
- la réactivité du procédé dépend de la capacité des microorganismes à effectuer une transition rapide entre sommeil et activité (confirmé par (Reuter, 2013))
- une bonne tolérance aux impuretés telles que le soufre, l'oxygène et les particules, ce qui rend inutile un prétraitement des gaz (confirmé par (Reuter, 2013))

Il reste cependant à valider le fonctionnement à grande échelle avec un taux de conversion élevé, ce qui sera l'objectif du démonstrateur mentionné plus haut.

Il n'existe pas encore aujourd'hui d'offre commerciale pour la méthanation par voie biologique ; cependant, (Krassowski, 2012) a réalisé des estimations de coûts qui sont résumées dans le tableau suivant. On remarque une dégression rapide des coûts d'investissement unitaires en fonction de la puissance. Entre les

tailles industrielles correspondant à des puissances électriques de 2 MWe et 18 MWe, les prix estimés sont divisés par plus de deux, Néanmoins cette tendance forte n'est pas confirmée par (SGC, 2013) qui indique pas ou peu d'effet de taille sur le prix d'investissement du réacteur biologique développé par MicrobEnergy.

*Tableau 4 – Capex et Opex d'un réacteur de méthanation biologique*

Puissance électrique équivalente avec électrolyseur 72% rendement PCS	MWeI	0,25	2	18
Puissance CH <sub>4</sub>	MW <sub>PCS</sub>	0,13	1,08	9,69
Capex	€/kW <sub>PCS</sub> CH <sub>4</sub>	1 112	232	98

*Source : d'après (Krassowski, 2012)*

On voit donc que, sous réserve de validation définitive du procédé au regard des paramètres techniques mentionnés ci-dessus, la méthanation par voie biologique offre des perspectives tout à fait intéressantes d'un point de vue économique, d'autant plus qu'elle permet de répondre en même temps et de manière *a priori* peu coûteuse au besoin d'approvisionnement en CO<sub>2</sub>.

Pour atteindre des performances équivalentes pour la méthanation biologique « in-situ », il semble qu'il faille développer un digesteur spécifique, le surcoût étant proche de celui d'un réacteur « ex-situ » (SGC, 2013).

### 3.4. Synthèse

Le Tableau 5 résume les différentes caractéristiques des réacteurs de méthanation décrits précédemment. Ces données servent notamment aux calculs technico-économiques réalisés dans la partie 3 de l'étude. Il est important de rappeler que les hypothèses retenues, en particulier économiques, manquent de robustesse en raison à la fois des carences des sources de données et des incertitudes sur les innovations futures. Cette dernière raison incite également à ne pas détailler les évolutions sur la période 2030-2050.

Tableau 5 – Résumé des caractéristiques des électrolyseurs

		Voie thermochimique / catalytique			Voie biologique		
		Actuel	2020	2030	Actuel	2020	2030
sur PCS	% PCS	80%	80%	80%	80%	80%	80%
CAPEX	€/kWC H <sub>4</sub> PCS	1500	1000	500	1000	200	100
OPEX	%capex /an	10%	10%	10%	12%	12%	15%
Récupération chaleur de réaction en chaleur HT	%	90%	90%	90%	0%	0%	0%
Récupération chaleur de réaction en chaleur BT	%	0%	0%	0%	90%	90%	90%
Démarrage froid		min			min		
Pression de fonctionnement	bar	4-80	4-80	4-80	60	80	100
Avantages		- Technologie basée sur technologie mature de méthanation CO (60 ans) - Récupération de chaleur à haute température			- insensible au trace de soufre - technologie simple - pas de catalyseur		
Inconvénients		- sensible aux impuretés (H <sub>2</sub> S<10ppm) - temps de réponse (min)			- Faible niveau de température de la chaleur rejetée - Fonctionnement en production industrielle encore à prouver		
Principaux fabricants ou développeurs pour power-to-gas		CEA Etogaz MAN Haldor Topsoe			Electrochaea MicobEnergy Krajete DTU		
Acteurs*		Audi, DNVKEMA, Energinet, etogas, HMN Naturgas, Naturgas Fyn			Energinet, EON, Erdgas Zürich, ewz, Nordjysk Elhandel		

NB : Les estimations sont valables pour des unités de capacité unitaire de l'ordre du MWel pour 2020 et de 10 MWel et + pour 2030 et au-delà.

## 4. Les sources de CO<sub>2</sub>

---

L'approvisionnement en CO<sub>2</sub> qui est indispensable à la méthanation de l'hydrogène peut être réalisé à partir de nombreuses sources, mais toutes ne présentent pas le même avantage ni la même valeur en fonction de l'origine, de la concentration et de la disponibilité de ce gaz.

On peut les classer en trois catégories principales :

- captage dans l'air
- transformation de matières organiques, dont la digestion anaérobie et la gazéification
- industrie, dont la combustion pour la production de chaleur et les procédés

### 4.1. Captage dans l'air

Utiliser le CO<sub>2</sub> de l'air offre l'avantage d'une totale indépendance de toute autre installation industrielle ou énergétique pour la fourniture de ce gaz. C'est aussi un moyen de capter le CO<sub>2</sub> émis par les sources diffuses : automobiles, poids-lourds, avions, chaudières individuelles, feux de forêts, ...

Toutefois, du fait de sa faible concentration dans l'air (390 ppm, soit 300 fois moins que dans les fumées d'une centrale au charbon), ce procédé est très énergivore et peu économique.

(McLaren, 2012) a effectué une revue de différentes études et articles sur le sujet. Plusieurs technologies sont envisagées dont les principales sont l'absorption (*via* NaOH) et l'adsorption (*via* amide solide). Les coûts annoncés varient de 8 \$/tCO<sub>2</sub> à plus de 1 000 \$/tCO<sub>2</sub>, avec une grande majorité de résultats d'études se situant dans la fourchette 40-250 \$/tCO<sub>2</sub>. Néanmoins l'auteur précise que la plupart des travaux ont été réalisés par les promoteurs des technologies concernées, ou bien utilisent les données de ces derniers, ce qui peut faire douter de la fiabilité des résultats.

Dans une étude approfondie, (American Physical Society, 2011) estime que le procédé basé sur l'absorption par hydroxyde de sodium consomme une énergie de 1,7 MWh<sub>th</sub> + 0,5 MWh<sub>el</sub> = 2,2 MWh/tCO<sub>2</sub>. Le coût s'élève entre 310 et 400 €/tCO<sub>2</sub> capté, mais entre 450 à 570 €/tCO<sub>2</sub> évité<sup>33</sup>. (Sterner, 2009) indique une consommation proche de 2,3 MWh/tCO<sub>2</sub> (a priori décomposé entre 1,7 MWh<sub>elec</sub> + 0,6 MWh<sub>th</sub>) via le procédé d'absorption mis en œuvre par ZSW<sup>34</sup>. Ces valeurs correspondent à plus de 2 fois la consommation d'énergie typique requise pour le captage de CO<sub>2</sub> sur fumées industrielles (voir §1.1.1.3)

Climeworks se positionne sur ce marché pour la production de carburant de synthèse. Un premier pilote de 200 tCO<sub>2</sub>/an est annoncé pour 2014 servant à alimenter le pilote de carburant liquide de synthèse de Sunfire. Leur roadmap annonce le projet d'un deuxième pilote de 5 000 t/an en 2016 (Wurzbacher, 2013).

Les coûts relativement élevés par rapport aux autres sources (liés notamment à la consommation d'énergie additionnelle) rendent cette option peu crédible à moyen terme.

### 4.2. Transformation de matières organiques

#### 4.2.1. Digestion anaérobie

Le biogaz produit par les digesteurs de méthanisation est composé de 50 à 60 % de méthane (CH<sub>4</sub>) et de 40 à 50% de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Ce CO<sub>2</sub> peut être utilisé pour la méthanation de trois façons différentes :

---

<sup>33</sup> Le prix à la tonne de CO<sub>2</sub> évité prend également en compte les nouvelles émissions induites par la mise en place du système de capture (principalement liées à la production d'énergie pour satisfaire les besoins du système de capture)

<sup>34</sup> Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg



- pur, en récupérant le flux rejeté lors de l'opération d'épuration qui permet de transformer le biogaz brut en biométhane en vue de son injection dans le réseau : les différentes technologies d'épuration sont résumées dans le Tableau 6 ci-dessous.
- en injectant le biogaz brut qui contient le CO<sub>2</sub> dans le réacteur de méthanation (s'il s'agit d'un réacteur catalytique, un prétraitement doit être effectué pour retirer les impuretés de H<sub>2</sub>S).
- à l'inverse en injectant l'H<sub>2</sub> dans le digesteur pour le faire réagir avec le CO<sub>2</sub> résiduel issu de la digestion anaérobie et augmenter ainsi le taux de CH<sub>4</sub> (cette solution n'est possible qu'avec la méthanation par voie biologique)

Les caractéristiques technico-économiques des épurateurs de biogaz sont résumées dans le Tableau 6. Il est intéressant de noter que certaines d'entre elles ont besoin de chaleur haute ou basse température, ce qui offre une opportunité de valorisation de la chaleur dégagée par la réaction de méthanation.

Tableau 6 – Caractéristiques des technologies de purification du biogaz

Paramètre	Lavage à l'eau	Absorption physique (solvant organique)	Absorption amine	Absorption par variation de pression (PSA)	Séparation par membrane
Consommation électrique (kWh/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> )	0,46	0,49-0,67	0,27	0,46	0,25-0,43
Besoin de chaleur	-	Moyen (70-80°C)	Elevé (120-160°C)	-	-
Nombre d'installations	Elevé	Faible	Moyen	Elevé	Faible
CAPEX (€/Nm <sup>3</sup> )					
- 100 Nm <sup>3</sup> /hCH <sub>4</sub>	10 100	9 500	9 500	10 400	7 500
- 250 Nm <sup>3</sup> /hCH <sub>4</sub>	5 500	5 000	5 000	5 400	4 800
- 500 Nm <sup>3</sup> /hCH <sub>4</sub>	3 500	3 500	3 500	3 700	3 600

Source : d'après (TUW and TVT, 2012)

#### 4.2.2. Gazéification

La gazéification est un processus consistant à convertir, dans certaines conditions de température et de pression, le cas échéant à l'aide d'un « agent de gazéification » (O<sub>2</sub>, eau), des matières carbonées ou organiques, notamment la biomasse solide ou ligno-cellulosique, en un gaz de synthèse pauvre appelé syngas.

Ce gaz, composé principalement de CO, CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>, peut être directement utilisé dans des chaudières ou des moteurs. Il peut également, en vue d'être injecté dans le réseau de gaz, subir un traitement supplémentaire qui se décompose en deux étapes principales (CRIGEN, 2013) :

- méthanation : il s'agit dans ce cas de combiner le CO et l'H<sub>2</sub> en CH<sub>4</sub>
- purification : il s'agit de retirer principalement le CO<sub>2</sub>, l'eau et certaines impuretés, puis d'ajuster les caractéristiques du syngas aux spécifications du réseau

Pour son utilisation comme source de CO<sub>2</sub> pour la fabrication de méthane de synthèse, le CO<sub>2</sub> capté dans la phase épuration peut servir de source pure de CO<sub>2</sub>.

Comme pour le biogaz, il pourrait s'avérer plus pertinent dans certains cas de valoriser l'ensemble du syngas dans une seule et même unité de méthanation de façon à traiter à la fois le CO et de CO<sub>2</sub>, mais aucune information permettant de détailler ce point n'a été identifiée dans la littérature.

### 4.3. Industries et centrales thermiques

#### 4.3.1. CO<sub>2</sub> pur ou quasi-pur

Une source importante de CO<sub>2</sub> pur ou quasi-pur se trouve sous forme de flux très concentrés dans les rejets des usines de production d'hydrogène par reformage de gaz naturel<sup>35</sup> ou de celles de production d'ammoniac qui intègrent généralement une étape de reformage dans leur procédé. (Lecomte et al., 2009).

Son exploitation pour la méthanation serait toutefois dénuée de sens puisque cette dernière peut être considérée comme la réaction inverse de celle du reformage : à cet égard, il serait plus pertinent de substituer la production d'H<sub>2</sub> par électrolyse à partir de sources d'électricité renouvelables non-émettrice de gaz à effet de serre à celle du reformage de gaz naturel qui est aujourd'hui dominante pour des raisons de coût.

**Avec plus de 900 000 tonnes produites et consommées annuellement en France, le marché de l'hydrogène industriel pourrait, sous réserve de compétitivité, représenter un premier débouché s'offrant à l'électrolyse pour valoriser les excédents de production d'électricité renouvelable et contribuer ainsi à réduire directement une source importante d'émissions de GES qui représente près de 2% des émissions françaises<sup>36</sup>**

#### 4.3.2. CO<sub>2</sub> dilué dans les fumées<sup>37</sup>

##### 1.1.1.1 Généralités

On parle ici aussi bien des centrales électriques que d'industries consommant une grande part d'énergie thermique, ou encore de chaufferies. Les concentrations de CO<sub>2</sub> dans les fumées peuvent varier de quelques pourcents à près de 30% comme le montre le Tableau 7.

Tableau 7 – Part de CO<sub>2</sub> dans les fumées (en %vol)

Type d'installation	%vol de CO <sub>2</sub> dans les fumées
Haut fourneau, cimenteries	15 – 30%
Chaudière charbon (centrale électrique, procédé, chaufferie)	10-15%
Chaudière gaz (centrale électrique, procédé, chaufferie)	7-10%
Turbine gaz	1-5%

Source : E&E consultant, GE, (Lecomte et al., 2009)

On notera d'emblée qu'il **semble peu pertinent de chercher à valoriser pour le Power-to-Gas le CO<sub>2</sub> émis par des centrales thermiques électriques qui, hormis quelques installations en service au régime minimum pour assurer les seuils de réserves, services systèmes etc... ou anticiper un besoin futur, sont sensées se trouver à l'arrêt en période d'excédents d'électricité renouvelable.** Ce sont donc les autres installations industrielles émettrices qui peuvent constituer un gisement de CO<sub>2</sub> intéressant.

<sup>35</sup> Même si actuellement les flux de CO<sub>2</sub> sont souvent mélangés avec des fumées de combustion par manque d'intérêt de sa valorisation.

<sup>36</sup> le ratio est de 10 tonnes de CO<sub>2</sub> émises pour chaque tonne d'H<sub>2</sub> produite (ADEME, 2013)

<sup>37</sup> sauf exception mentionnée explicitement, les données sont tirées de (Lecomte et al., 2009).

### 1.1.1.2 Les différentes techniques de capture

Il existe trois grandes familles de technologies de captage du CO<sub>2</sub> : la **précombustion**, la **postcombustion** et l'**oxycombustion**.

#### 4.3.2.1.1. La précombustion

Les procédés de précombustion visent à retirer du combustible sa partie carbonée. Ils consistent à gazéifier le combustible (charbon, bois, fioul...) qui se décompose ainsi en un mélange principalement de dihydrogène (H<sub>2</sub>) et de monoxyde de carbone (CO). Cette étape est ensuite complétée par une réaction de gaz à l'eau (Water-Gas Shift Reaction :  $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ ) qui permet de décarboner le combustible : l'eau injectée réagit avec le monoxyde de carbone (CO) pour former de l'hydrogène et du dioxyde de carbone. Le CO<sub>2</sub> est ensuite extrait du mélange tandis que l'hydrogène pur est utilisé comme combustible décarboné dans le procédé.

#### 4.3.2.1.2. La post combustion

La postcombustion consiste à traiter en aval de la combustion les effluents chargés en CO<sub>2</sub> pour en extraire ce dernier, ce qui fait qu'elle présente le grand avantage de pouvoir être ajoutée à une usine existante.

Plusieurs techniques permettent de réaliser cette séparation :

- **Procédés par absorption** : cette technique consiste à dissoudre un composé gazeux dans un solvant liquide qui est mis en contact avec les fumées dans un absorbeur (équipement dont la géométrie interne permet de faciliter le contact gaz / solvant liquide). Le solvant se charge en CO<sub>2</sub> lors de la phase d'absorption puis il est introduit dans un régénérateur où un changement de pression et/ou de température permet de libérer le CO<sub>2</sub>. Le solvant une fois libéré du CO<sub>2</sub> est renvoyé vers l'absorbeur pour traiter à nouveau des fumées et fonctionner ainsi en cycle. Divers solvants peuvent être employés :
  - o solvants chimiques : l'absorption/désorption se fait par réaction chimique avec le CO<sub>2</sub>, ils sont les plus utilisés aujourd'hui, et sont souvent composés d'amines. Les formes courantes sont assez sensibles et se dégradent avec les impuretés des fumées (O<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>...). Ils nécessitent en outre une énergie thermique importante pour leur régénération. Les recherches actuelles se concentrent particulièrement sur la réduction de ces deux verrous
  - o solvants physiques : dans ce cas la dissolution du CO<sub>2</sub> se fait sans réaction chimique. Ce procédé présente l'intérêt d'être moins sujet aux dégradations liées aux impuretés et d'être moins gourmand en énergie de régénération, un simple changement de pression pouvant parfois suffire. Néanmoins, ils ne sont actuellement pas privilégiés à cause d'une très faible réactivité pour capter le CO<sub>2</sub> dans les conditions de température et de pression typiques des fumées.
  - o solvant mixte : il s'agit d'un mélange des deux procédés précédents en vue de tirer parti des avantages de chacun.
- **Procédés par adsorption** : l'adsorption est la rétention d'atomes ou de molécules de gaz ou de liquide à la surface d'un solide. Ce procédé est utilisé dans de nombreux secteurs industriels pour la purification des gaz. Dans le cas du CO<sub>2</sub>, les fumées traversent un réacteur chargé de billes ou de granulés composés de zéolithes ou de charbon actif, qui sont les matériaux les mieux adaptés. Il est nécessaire de disposer de deux réacteurs fonctionnant en parallèle, l'un se chargeant en CO<sub>2</sub> pendant que le second est régénéré, généralement par changement de pression et de température. Les perspectives de développement de cette technique sont toutefois limitées du fait que les

matériaux utilisés ne sont pas assez sélectifs - ils captent aussi l'eau (H<sub>2</sub>O) ou le diazote (N<sub>2</sub>) contenus dans les fumées et ne possèdent pas assez de capacité dans les conditions opérationnelle. Les recherches actuelles portent principalement sur l'identification de matériaux alternatifs permettant de résoudre ces problèmes.

- **Procédés par membranes** : les fumées sont montées en pression à plusieurs dizaines de bars et mises au contact d'une membrane sélective à travers laquelle ne passent que les molécules de CO<sub>2</sub>. Cette technologie largement diffusée en chimie et industrie pétrolière présente l'avantage d'une grande simplicité par rapport aux procédés précédents, mais elle permet plus difficilement d'atteindre un taux élevé de séparation et elle a du mal à être compétitive du fait de l'obligation de monter les fumées en pression à un niveau important.
- **Procédés cryogéniques** : il s'agit de refroidir les fumées pour obtenir le changement de phase du CO<sub>2</sub> (en liquide ou solide). Ce procédé largement utilisé dans l'industrie pour des gaz fortement chargés en CO<sub>2</sub> nécessite la déshydratation préalable des fumées.

#### 4.3.2.1.3. L'oxycombustion

Cette méthode consiste à produire directement une fumée de combustion fortement chargée en CO<sub>2</sub>. Comme le montre le Tableau 7, le principal composant des fumées est le di-azote N<sub>2</sub>, qui est apporté par l'air de combustion<sup>38</sup>. En substituant de l'oxygène pur à l'air, il est possible d'augmenter très fortement la concentration en CO<sub>2</sub> des fumées qui se trouvent ainsi majoritairement composée de CO<sub>2</sub> et d'une partie d'eau, ainsi que d'impuretés. Il suffit alors de condenser l'eau pour obtenir un flux quasi pur de CO<sub>2</sub>.

La mise en œuvre de cette technique nécessite une modification du procédé. Deux voies sont principalement étudiées actuellement :

- La plus mature consiste simplement à brûler le combustible avec de l'oxygène, ce qui nécessite une production continue d'oxygène qui est coûteuse et consommatrice d'énergie, mais aussi une modification assez lourde du procédé étant données les différences importantes de caractéristiques de combustion entre les deux comburants : l'air et l'oxygène, ce dernier ayant notamment une température de flamme plus élevée.
- L'autre voie encore expérimentale consiste à apporter l'oxygène sous la forme d'un oxyde métallique solide (surtout Nickel, Cuivre, Manganèse et Fer). Il s'agit de la technologie dite de « boucle chimique » (Chemical Looping Combustion, ou CLC en anglais) qui permet notamment d'éliminer la production de NO<sub>x</sub> mais nécessite elle aussi deux réacteurs fonctionnant en parallèle et doit encore franchir des étapes décisives avant de pouvoir prétendre tenir ses promesses.

#### 1.1.1.3 Valeurs retenues

On n'observe actuellement aucun développement commercial du captage de CO<sub>2</sub> sur les unités industrielles ou sur les centrales thermiques à flamme, quelle que soit la technologie concernée, pour plusieurs raisons plus ou moins liées entre elles :

- des coûts très élevés à mettre en regard de l'absence d'incitation (marché du carbone très faible)
- pas ou peu de possibilité de valorisation du CO<sub>2</sub> capté
- un besoin de démonstration des technologies

Il est néanmoins possible d'estimer les coûts que l'on pourrait observer à relativement court terme en cas de développement commercial des principales technologies aujourd'hui disponibles à un stade de maturité suffisant (Tableau 8), et on peut en outre estimer réaliste un gain d'environ 20% sur ces coûts en cas d'industrialisation sur le moyen long terme.

---

<sup>38</sup> L'air est constitué principalement de 78% de N<sub>2</sub> et de 21% d'O<sub>2</sub>.

Il faut préciser que ces coûts concernent l'équipement d'installations thermiques de forte puissance fonctionnant de manière continue : appliquer ces technologies à des installations de quelques MW ou dizaines de MW entraînerait vraisemblablement un surcoût important, même s'il n'a pas été trouvé dans la littérature d'études chiffrant ce surcoût.

À l'inverse, on peut trouver des synergies entre certains procédés de captage du CO<sub>2</sub> et le Power-to-gas, par exemple la valorisation directe de l'oxygène produit par l'électrolyseur pour alimenter un procédé d'oxycombustion (SBC Energy Institute, 2014) ou celle de la chaleur produite par la réaction de méthanation voire par l'électrolyseur dans le cas de procédés nécessitant une source de chaleur BT° ou HT° comme l'absorption physique ou l'utilisation d'amines.

Tableau 8 – Coût de captage<sup>39</sup> du CO<sub>2</sub> (€/tCO<sub>2</sub> capté)

	€/tCO <sub>2</sub> capté (basse pression)
Centrale électrique, chaudière	35 -50
Haut-fourneau	35 - 40
Cimenterie	30 <sup>40</sup> - 65

Source : Estimation E&E consultant principalement d'après (Lecomte et al., 2009),

Les ordres de grandeur des performances pour un système de captage post-combustion sur chaudière sont résumés dans le Tableau 9 (cette technologie a été prise comme référence étant donnée son plus haut degré de maturité).

Tableau 9 – Coûts et performances de système de captage sur chaudière, basé sur technologie post-combustion amine MEA<sup>41</sup>

Consommations spécifiques	électricité	MWh/tCO <sub>2</sub> capté	0,03
	chaleur	MWh/tCO <sub>2</sub> capté	1,04
	eau	m <sup>3</sup> /tCO <sub>2</sub> capté	1,5
Investissement et coûts de maintenance	CAPEX	k€/tCO <sub>2</sub> /h	450
	OPEX	k€/tCO <sub>2</sub> /h/an	14

Remarque : estimé sur une chaudière de 1400 MWth

Source : Estimation E&E consultant principalement d'après (Lecomte et al., 2009),

<sup>39</sup> Hors mise sous pression ni liquéfaction du CO<sub>2</sub>, qui sont souvent prises en compte dans les coûts de capture, et peuvent compter typiquement pour 30% des coûts (Lecomte et al., 2009).

<sup>40</sup> D'après (ECRA, 2009)

<sup>41</sup> Sans mise sous pression ni liquéfaction du CO<sub>2</sub>

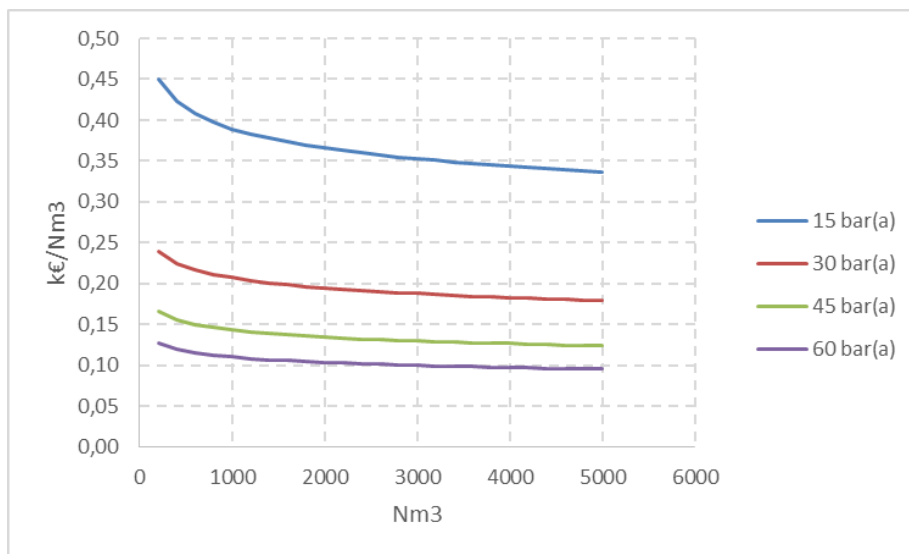
## 5. Équipements auxiliaires

### 5.1. Stockage tampon

Le stockage en réservoir des différents gaz (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, syngas, méthane de synthèse, ...) peut être nécessaire dans certaines configurations afin de pouvoir équilibrer le fonctionnement dans le temps (différents temps de réponse des équipements, durée de stabilisation après variation de charge ou démarrage, ...).

Les coûts de ces équipements présentés ci-dessous ont été estimés d'après les abaques réalisés à partir de (Beccali et al., 2013) et des informations fournies par les constructeurs.

Figure 29 – CAPEX réservoir tampon, selon la pression max



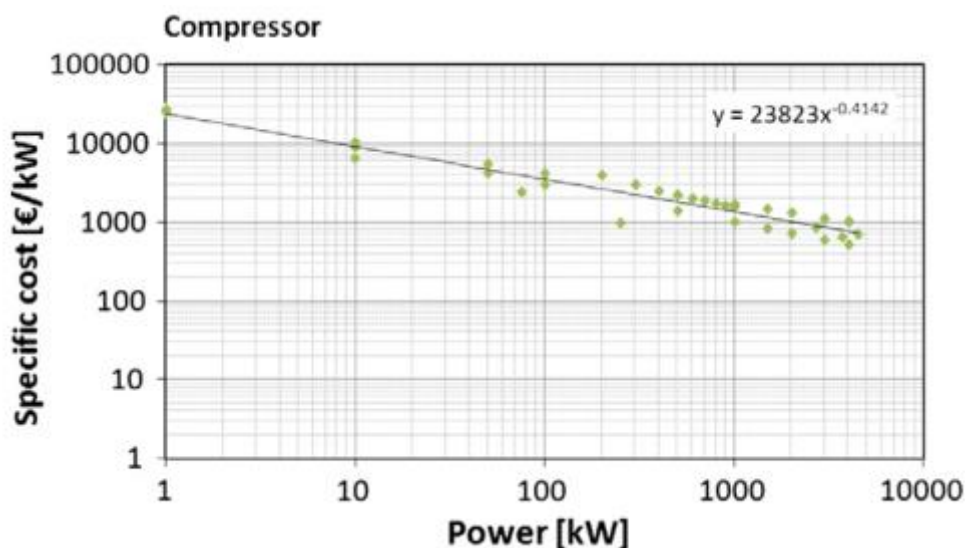
L'OPEX est estimé annuellement à 1% du CAPEX (Beccali et al., 2013)

### 5.2. Compression

Afin de pouvoir injecter le gaz dans les réseaux, il peut être nécessaire de monter le ou les gaz au niveau de pression requis (typiquement 5 bars(a) pour le réseau de distribution et entre 20 et 60 bars(a) pour le réseau de transport). Certaines configurations avec des électrolyseurs sous pression demanderont peu ou pas de compression des gaz.

Pour l'hydrogène, les coûts d'investissement des compresseurs peuvent être estimés d'après la Figure 30.

Figure 30 – Estimation du CAPEX d'un compresseur d'hydrogène



Source (Beccali et al., 2013)

L'OPEX est estimé annuellement à 4% du CAPEX (Beccali et al., 2013)

Pour le méthane ou le CO<sub>2</sub>, qui ont les mêmes caractéristiques de compression, la même formule de calcul est reprise mais en divisant les coûts par 1,5. Ce facteur a été ajusté sur plusieurs données constructeurs.

### 5.3. Raccordement réseau

Pour l'injection dans le réseau, un poste d'injection et un raccordement sont nécessaires. Dans l'étude nous avons considéré que les coûts pour ces deux éléments étaient similaires à ceux observés pour le biométhane issu de méthanisation<sup>42</sup> : les coûts ci-dessous sont ceux pratiqués actuellement (2013)

#### 5.3.1. Réseau de distribution

##### 5.3.1.1. Raccordement

Le raccordement fait référence à la canalisation à créer entre le réseau de gaz existant et le poste d'injection, qui peut être de plusieurs centaines de mètres et subir des contraintes particulières liées au tracé, comme des traversées de voiries, de lignes de chemin de fer ou de cours d'eau.

Le coût moyen observé sur les projets en cours d'étude est de 130 k€ pour 700 m (soit 190€/m).

##### 5.3.1.2. Poste d'injection

Le poste d'injection contient tous les organes de contrôles de la qualité, de comptage et d'odorisation du gaz. Il a également pour rôle de sécuriser et de réguler l'injection de biométhane dans le réseau.

Le principal gestionnaire de réseau de distribution, GrDF, a choisi d'être propriétaire du poste d'injection, qui est mis à disposition du producteur sous la forme d'une location annuelle comprise dans une prestation globale intégrant également la maintenance et le suivi, dont le montant se situe entre 67 et 75 k€/an.

A cette prestation d'injection, il est nécessaire d'ajouter des contrôles ponctuels de la qualité du gaz. Il faut compter 2 700 € par contrôle avec un contrôle mensuel la première année puis la fréquence peut être abaissée s'il n'y a pas d'anomalie constatée.

<sup>42</sup> Pour la filière H<sub>2</sub>, la station comporte des différences. Un approfondissement serait nécessaire pour affiner les hypothèses.

## **5.3.2. Réseau de transport**

### *5.3.2.1. Raccordement*

Le coût de raccordement sur le réseau de transport est plus élevé que pour le réseau de distribution car il s'agit ici de canalisations haute pression soumise à des exigences réglementaires spécifiques.

Le coût est constitué d'une part fixe de 200 k€ et d'une part variable en fonction de la longueur de la canalisation sur la base de 300 €/ml. Des traversées d'obstacles peuvent également engendrer un surcoût.

Il faut compter un coût de maintenance et d'exploitation de l'ordre de 2% des investissements.

### *5.3.2.2. Poste d'injection*

Le coût d'un poste d'injection pour une injection sur du réseau de transport est de l'ordre de 700 k€.

Il faut compter un coût de maintenance et d'exploitation de l'ordre de 6% des investissements, auquel peut s'ajouter un montant de 30 k€ pour des contrôles ponctuels.



## 6. Les démonstrateurs de Power-to-Gas

---

Seuls les projets qui injectent un gaz de synthèse dans le réseau ou qui produisent du méthane de synthèse sont retenus dans cette revue des démonstrateurs. Une grande partie des informations est issue du rapport « Global screening of projects and technologies for Power-to-Gas and Bio-SNG » (DGC, 2013). Il existe par contre une liste bien plus grande de projets de stockage d'énergie par l'hydrogène, mais il s'agit d'installation avec stockage local d'hydrogène et valorisation en électricité (via pile à combustible ou moteur) ou localement (industrie, station-service...) et non injection dans le réseau de gaz, ce qui sort du cadre de cette étude.

### 6.1. Filière hydrogène

En 2013 plusieurs démonstrateurs ont été mis en service.

Eon a démarré une installation de conversion d'excédents d'électricité renouvelable en hydrogène avec injection dans le réseau de gaz. Le site de Falkenhagen se situe à proximité de grands parcs éoliens qui saturent fréquemment le réseau. Il est équipé d'un électrolyseur alcalin de 2 MWe, et injecte dans le réseau de gaz local, qui accepte jusqu'à 5% d'hydrogène. Eon a lancé un second projet à Reitbrook utilisant cette fois-ci la technologie PEM avec un électrolyseur de PEM monostack record de 1MWe de chez Hydrogenics.

L'opérateur énergétique local Thüga (450 communes autour de Frankfurt) a mis en service un électrolyseur PEM de 320 MWe d'ITM Power en 2013. Il s'agit du plus gros électrolyseur PEM actuellement en service.

Depuis 2013, RWE exploite aussi un démonstrateur à Ibbenbüren en utilisant un électrolyseur de 100 kWe de technologie PEM conçu par CERAM Hyd, qui injecte l'hydrogène dans un réseau de distribution.

Le projet RH2-WKA produit depuis septembre 2013 de l'hydrogène à partir d'énergie éolienne. L'hydrogène est actuellement valorisé en cogénération, et devrait également être injecté dans le réseau de gaz dès que les autorisations seront délivrées.

En France, le projet GRHYD récemment lancé à Dunkerque vise en particulier la production d'hydrogène à partir d'électrolyse PEM et surtout à tester l'injection hydrogène en réseau de distribution. Une valorisation en carburant sous forme d'Hytane est aussi prévue.

En Italie, un projet Power-to-Gas hydrogène (INGRID) est aussi lancé dans la région des Pouilles. La valorisation de l'hydrogène sera étudiée sous toutes ses formes, dont l'injection réseau.

### 6.2. Filière méthane

Pour la filière méthane, 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>. Elle délivrait directement du GNV. La suivante  $\alpha$ -plus-plant de 250 kWe inaugurée en 2012 sert à tester les développements actuels de Etogas et en particulier le nouveau réacteur de méthanation (pour la future  $\gamma$ -plant). En parallèle, Audi a fait réaliser une installation de 6MWe réalisée par Etogas, équipée par 3 électrolyseurs alcalins d'Enertrag (filiale Hytec, désormais appartenant à McPhy) et d'un réacteur de méthanation de MAN. 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. Audi a mis en place son propre système de traçabilité avec un système de leasing de voiture GNV fournie avec une carte de crédit « méthane de synthèse ». Le total de crédits délivrés correspond à la production annuelle de l'installation de Power-to-Gas d'Audi.

RWE exploite aussi un pilote de méthanation sur son centre de recherche de Niederaußem. L'installation a été conçue pour permettre de produire du méthane mais aussi du méthanol. Le CO<sub>2</sub> est issu de captage sur centrale au charbon sur site.

En dehors de l'Allemagne, Haldor Topsoe développe actuellement un petit pilote de méthanation catalytique de 40 kWe au Danemark. Au-delà du fait d'utiliser la technologie d'Haldor Topsoe pour le réacteur de méthanation, la grande nouveauté est l'utilisation d'un électrolyseur de 40 kWe de technologie SOEC.

Au Danemark toujours, la méthanation par voie biologique a aussi été démontrée à une petite échelle. Electrochaea, société américaine, y développe ses activités et a fait fonctionner en 2013, à Foulum, un réacteur biologique alimenté directement avec du biogaz brut. L'hydrogène était approvisionné par bouteille, et correspondait à une unité d'électrolyse de 150 kWe. Le gaz produit n'était pas injecté mais utilisé dans le cogénérateur à biogaz du site. Les divers essais (taux de conversion, comportement dynamique, culture des microorganismes...) étant concluants, un nouveau démonstrateur (P2G-BioCat) de 1 MWe est en cours de développement. Il fonctionnera avec un électrolyseur alcalin d'Hydrogenics, et avec du biogaz brut. L'injection du gaz produit se fera dans le réseau local de distribution à 5 bar. Le projet vise aussi la valorisation des coproduits chaleur mais aussi oxygène dans une station de traitement des eaux usées adjacentes. L'installation devrait fonctionner pour mi 2015.

### 6.3. Résumé des installations pilotes

Tableau 10 – Liste des projets de Power-to-Gas

Projets	Projets	Année	MW	Lieu	Pays	Vecteur	Injection	Techno H2	Techno CH4	Source CO2	fabricant Electrolyseur	Fabricant Méthanation
alpha plant	alpha plant - Stuttgart	2009	0,03	Stuttgart	DE	CH4	o	Alcalin	Catalytique	biogaz	Etogas, ZSW	Etogas, ZSW
Falkenhagen	Falkenhagen - EON	2013	2	Falkenhagen	DE	H2	o	Alcalin			Hydrogenics	
RH2 - WKA	RH2 - WKA	2013	1	ckl.-Vorpomm	DE	H2	o	Alcalin	-	-	Hydrogenics	
alpha+ plant	alpha+ plant- Stuttgart	2012	0,25	Stuttgart	DE	CH4	o	Alcalin	Catalytique	CO2 bouteille		Etogas, ZSW
Rozenburg	Rozenburg - DNV Kema	2012	0,01	Rozenburg	NL	CH4	o	PEM	Catalytique			
AUDI	AUDI - Wertle	2013	6	Werlte	DE	CH4	o	Alcalin	Catalytique	divers	Hytec (McPhy)	MAN
El upgraded biogas	El upgraded biogas - Haldor Topsoe	2013	0,04		DK	CH4	o	SOEC	Catalytique	biogaz	Haldor Topsoe	Haldor Topsoe
Electrochaea 1	Electrochaea 1 - Foulum	2013	0,15	Foulum	DK	CH4	n	-	bio	biogaz	-	Electrochaea, aarhus univ.
INGRID	INGRID - Puglia	2013	1,2	Puglia	IT	H2	o				Hydrogenics	
RWE1	RWE1 - Niederrausse	2013	0,2	Niederrausse	DE	CH4	o	PEM		captage c.charbon	SIEMENS	SIEMENS
RWE2	RWE2 - Ibbenbüren	2013	0,1	Ibbenbüren	DE	H2	o	PEM			Ceram Hyd	
Thüga AG	Thüga AG - Frankfurt	2013	0,32	Frankfurt	DE	H2	o	PEM			ITM Power	ITM Power
Hambour-Reitbrook	Hambour-Reitbrook	2014	1	Hambourg	DE	H2	o	PEM			Hydrogenics	
P2G-BioCat	P2G-BioCat - Avedøtre	2014	1	Avedøtre	DK	CH4	o	Alcalin	bio	biogaz	Hydrogenics	Electrochaea
GRHYD	GRHYD - Dunkerque	2015		Dunkerque	FR	H2	o					
Eucolino	Eucolino - Schwandorf		0,12	Schwandorf	DE	CH4			bio	biogaz		Microenergy

---

# Partie 3      Analyse comparative des perspectives et des conditions de développement des différentes filières de production, transformation et valorisation

---

## 1. Le cadre de développement

---

### 1.1. Quel potentiel d'excédents d'électricité renouvelable, et à quel prix ?

#### 1.1.1. Principes de modélisation

Une modélisation simplifiée a été mise en œuvre afin d'avoir un ordre de grandeur des excédents valorisables par le Power-to-Gas. Il ne s'agit donc pas d'une modélisation offre-demande complète, mais seulement d'une comptabilisation des différences entre la demande et l'offre « fatale » : la répartition entre moyens de productions flexibles n'est pas modélisée. Des travaux de modélisation plus approfondis décrivant plus précisément le système électrique et surtout intégrant les pays européens voisins sont nécessaires pour préciser ces estimations<sup>1</sup>.

Le modèle est appliqué aux horizons 2030 et 2050. Le scénario central se base sur le scénario ADEME Vision 2030-2050 (ADEME, 2012a), mais, pour 2050, une variante haute basée sur le scénario négaWatt (négaWatt, 2013), est testée afin de prendre en compte un développement plus ambitieux des énergies renouvelables et du Power-to-Gas (plus d'excédents d'électricité renouvelable, mais aussi plus de gaz carburant).

La modélisation se base sur les principaux éléments suivants (les principales hypothèses chiffrées sont dans le Tableau 11, plus de détails sont en Annexe 1Annexe 3) :

- **Demande** : le profil de demande horaire est décomposé par secteur, avec en particulier une décomposition de la partie thermosensible. En projection, le profil est obtenu en sommant les différents profils sectoriels pondérés par les différents gains d'efficacité et de sobriété<sup>2</sup>. Pour le nouvel usage que constitue le véhicule électrique, les recharges sont considérées uniformément réparties. Les heures de charges des cumulus électriques ne sont pas modifiées et donc pas optimisées.
- **Energies renouvelables fluctuantes** : les profils de production respectifs de l'éolien terrestre et du solaire sont estimés à partir des historiques de l'année 2012 (RTE, Eco2mix) et mis à l'échelle en

---

<sup>1</sup> Au moins deux études en cours devraient pouvoir apporter des précisions : Cap 100%ENRe (ADEME) et la suite de l'étude PEPS (ADEME et al., 2013)

<sup>2</sup> La demande actuelle est décomposée par secteur « résidentiel », « tertiaire », « transport » et « industrie » selon un outil interne développé par E&E Consultant. Les secteurs résidentiel, tertiaire et industrie comportent chacun une partie thermosensible et une autre non thermosensible. Les évolutions de chacun de ces secteurs sont ensuite modélisées selon les hypothèses de ces scénarios (voir Annexe 1Annexe 3)

fonction des capacités installées en 2030 et 2050. L'hydroélectricité « fatale »<sup>1</sup> est également estimée à partir de l'historique 2012 en considérant qu'elle correspond au minimum de production sur 24 heures (le reste représentant la part flexible). Il n'a pas été considéré d'évolution du productible sur la période. L'énergie marine est considérée comme une production continue en base. Enfin l'éolien maritime est extrapolé à partir du profil de l'éolien terrestre qui est déformé pour atteindre 3000 heures-équivalent-pleine-puissance (HEPP).

- **Energies renouvelables « thermiques »** : il s'agit des cogénérations ex-biomasse (bois, biogaz) ou ex-déchets (incinération). Bien que ces moyens soient pilotables et prévisibles, ils présentent certaines rigidités en raison d'une part du couplage nécessaire avec les besoins de chaleur, d'autre part de l'obligation de maintenir un facteur de charge minimum pour assurer l'équilibre économique de l'équipement. Il existe cependant des solutions pour rendre plus flexibles ces équipements, en particulier *via* des stockages de chaleur, de façon à pouvoir réduire leur production d'électricité lors des pics des sources variables. Au final, seule une fraction de la capacité qui dépend des moyens de production (Annexe 1 Annexe 3) est considérée comme fatale dans le calcul des excédents de production.
- **Nucléaire** : Dans la vision ADEME 2030-2050 (ADEME, 2012a), le nucléaire est la principale énergie électrique non renouvelable. Etant donné son caractère peu flexible (nécessité d'un fonctionnement en base pour l'optimisation économique, faible taux de variation de charge, etc.), un minimum de production d'énergie nucléaire a été pris en compte. Le profil retenu respecte quatre types de contraintes :
  - o Minimum technique de 40% de la puissance nominale ;
  - o Maximum pondéré par les taux de disponibilité saisonniers (les maintenances sont réparties sur l'année avec une concentration sur la période estivale, concomitante à une faible demande électrique). Les taux de disponibilité sont basés sur ceux de 2011 (avec une variation de 70% en été à 95% en hiver) ;
  - o Taux maximum de variation de charge de  $\pm 5\%$  de la puissance par heure de fonctionnement ;
  - o Dans les périodes de déficit de production, le nucléaire est mobilisé si besoin jusqu'à sa capacité maximum (les autres moyens thermiques sont aussi au maximum). Cette contrainte augmente les excédents de production électrique car, durant certaines périodes, la production nucléaire remonte par anticipation d'un épisode de faible production d'énergie renouvelable fatale. Cette anticipation nécessaire est due à la contrainte imposée par le taux maximum de variation de charge.
- **Import/Export** : ils sont considérés comme nuls car leur estimation sans modélisation des pays voisins semble trop incertaine. On sait que le développement des énergies renouvelables va modifier le profil des échanges entre pays qui deviendront de plus en plus dépendants des variations d'ensoleillement et de vent, mais la prise en compte de ces évolutions sort du champ de la présente étude
- **STEP** : les STEP permettent de valoriser une partie des excédents de production selon le schéma de fonctionnement suivant :
  - o Pompage déclenché lors des excédents de production
  - o Turbinage déclenché lors des déficits de production
  - o Durées de pompage limitées par la quantité d'eau stockée dans les réservoirs inférieurs qui sont rechargés lors des turbinages
  - o Rendement du cycle estimé à 80% en 2030-2050

---

<sup>1</sup> Prend en compte les productions des centrales au fil de l'eau, mais aussi la part « fatale » des autres types de centrales hydroélectriques (lac, éclusées)

Tableau 11 – Principales hypothèses de modélisation

		(3)	Bas (3)	Haut (4)
ENR fluctuantes		2030	2050 bas	2050 haut
Eolien terrestre	GW	34	35	61
Eolien mer	GW	12	27	32
PV	GW	33	58	75
Energie marine	GW	1,5	10	2
Hydro - Fil de l'eau (1)	GW	8,4	8,4	8,4
Eolien terrestre	TWh	70	73	125
Eolien mer	TWh	37	82	99
PV	TWh	39	69	89
Energie marine	TWh	5	34	7
Hydro - Fil de l'eau (2)	TWh	43	43	43
ENR thermique				
Cogé bois ou autres	GW	0,5	0,5	4,0
Géothermie	GW	0,2	0,4	0,1
Biogaz	GW	1	1	0,6
UIOM	GW	0,43	0,43	0,0
Cogé chaleur fatale	GW	0,17	0,17	0,0
<b>total thermique</b>	<b>GW</b>	<b>2,3</b>	<b>2,5</b>	<b>4,7</b>
Minimum pris en compte				
Cogé bois	%	50%	50%	50%
Géothermie	%	50%	50%	50%
Biogaz	%	50%	50%	50%
UIOM	%	75%	75%	75%
Cogé chaleur fatale	%	100%	100%	100%
Total ENR en base	GW	1,3	1,4	2,4
Pompage	GW	5,4	5,4	5,4
Réservoir (bas)	GWh	100	100	100
Nucléaire	GW	32	20	0
mini technique	%	40%	40%	
var charge max	%capa/h	5%	5%	
Demande hors véhicule électrique (T°2012, pertes T&D incluses)	TWh	404	386	307
Véhicule électrique	TWh	5,2	27,5	10
	GW	0,6	3,1	1,1

(1) Capacité des centrales hydro type fil de l'eau

(2) Prend également en compte les productions fatales des autres types de centrale hydro

(3) Basé sur scénario Vision ADEME 2030-2050 Médian

(4) Basé sur scénario négaWatt 2011

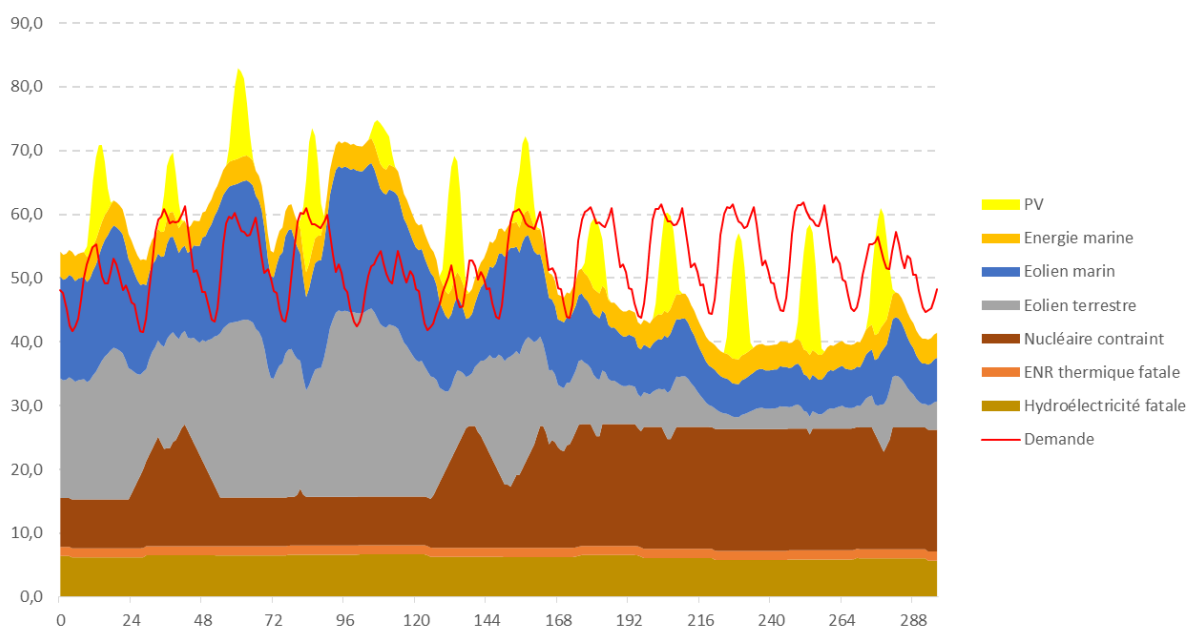
Source : E&E d'après (ADEME, 2012a) et (négaWatt, 2013)

Comme précisé en introduction, il s'agit d'une première estimation, le tableau suivant présente les principales améliorations qui pourraient être apportées à la modélisation, et leur impact qualitatif sur les excédents de production et donc sur le potentiel de Power-to-Gas :

Tableau 12 – Principaux compléments de modélisation et leur impact sur les excédents de production

Paramètres	Impact sur les excédents et donc le potentiel Power-to-Gas
Amélioration de la modélisation de l'éolien offshore et des énergies marines (modèles de production basés sur les conditions météo historiques)	+/-
Simulation d'autres années météo historiques	+/-
Prise en compte des moyens de flexibilité autre que STEP : <ul style="list-style-type: none"> <li>- pilotage de la demande (chauffe-eau, recharge VE, froid, stockage chaleur)</li> <li>- autres type de stockage (batteries...)</li> </ul>	-
Prise en compte des interconnexions avec les pays voisins (import/export)	--
Prise en compte des contraintes locales d'engorgement de réseau	+

Figure 31 – Illustration de la modélisation de productions fatales



Source : E&E Consultant

### 1.1.2. Résultats de la modélisation

La modélisation fait ressortir des excédents résiduels d'électricité renouvelable (hors STEP mais incluant la part contrainte du nucléaire) de l'ordre de 15 TWh en 2030 (voir Figure 32) et de 44 TWh à 91 TWh en 2050 selon le scénario. Par résiduel, on entend hors STEP, sachant que les 5,4 GW de STEP ont déjà permis de valoriser une partie des excédents bruts, de 6 à 11 TWh selon les scénarios. Relativement à la consommation annuelle d'électricité, ces excédents résiduels représentent en 2030 4% de la consommation annuelle et en 2050 11% pour le scénario de référence contre près de 30% pour le scénario haut.

Tableau 13 – Estimation des excédents de production annuels

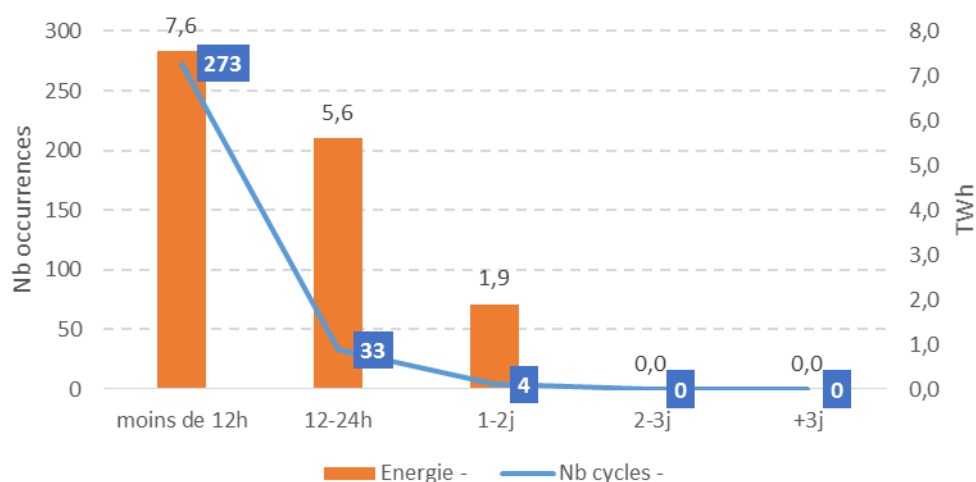
		2030	2050 ref	2050 haut
Consommation nationale	TWh	409	414	317
Excédents bruts	TWh	21	53	102
Valorisation STEP (Pompage)	TWh	6,1	8,7	11,0
Excédents résiduels	TWh	15	44	91
% de la demande	%	4%	11%	29%

Source : E&E Consultant

Il s'agit ensuite de qualifier quelle part de ces excédents peut être affectée au Power-to-Gas. Pour les excédents de courtes durées (quelques heures), le Power-to-Gas entre en concurrence avec d'autres moyens de flexibilité tels que le stockage de chaleur (pilotage des ballons d'eau chaude), batteries fixes ou recharges de véhicules électriques, etc. Mais pour les plus longues durées, de quelques jours<sup>1</sup> et au-delà jusqu'au stockage inter-saisonnier, le Power-to-Gas n'a pas ou peu de concurrence (voir partie 1 du rapport), hormis le découplage des moyens de production et donc la perte de ces productions.

La classification de ces excédents résiduels selon leur durée permet d'avoir une première idée.

Figure 32 – Volume d'énergie et occurrences des excédents résiduels selon leur durée - 2030



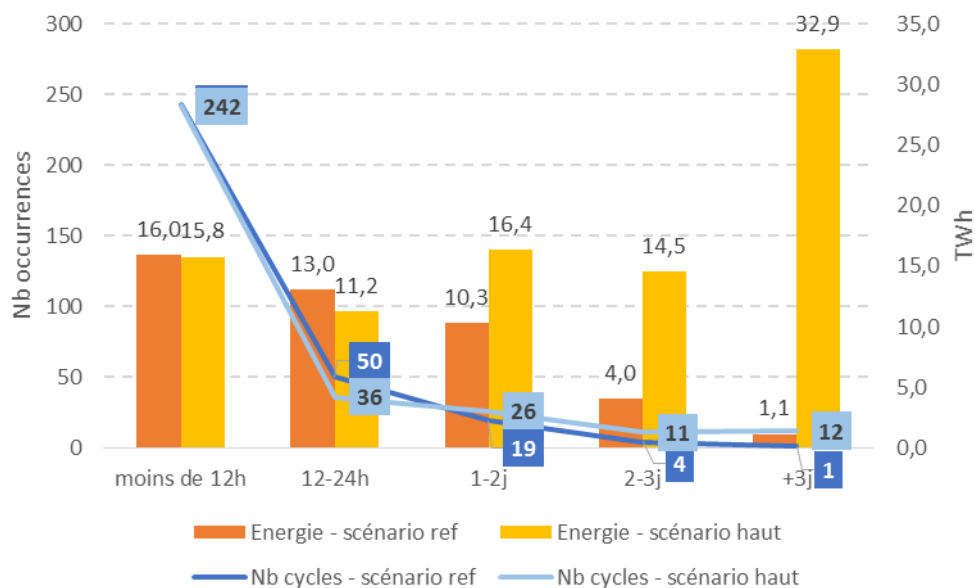
Source : E&E Consultant

Les événements de durée inférieure à 12 heures, assimilables à du stockage journalier, constituent près de la moitié des événements en 2030 (Figure 32) mais seulement 15 et 35% en 2050 (Figure 33).

<sup>1</sup> Pour des stockages de plusieurs jours voire semaines, les stockages de chaleur pourraient aussi être envisagés sur des réseaux de chaleur par exemple, comme développés au Danemark (Vittrup, 2013). De même, le stockage par air comprimé ou d'hydrogène dans des réservoirs souterrains pourrait également être en concurrence sur des stockages de quelques jours.



Figure 33 – Volume d'énergie et occurrence des excédents résiduels selon leur durée - 2050



Source : E&E Consultant

Ce classement des volumes d'excédents permet de dégager une première vision de la répartition entre les différents types de stockage, mais la prise en compte ce seul critère de durée d'excédents, qui correspond de fait à des durées de charge possible ne suffit pas : se pose en effet la question du cycle stockage/déstockage puisque le « stock » doit être déchargé entre 2 périodes de charge.

Ainsi, les moyens de flexibilité journaliers ne seront pas forcément disponibles pour valoriser toutes les périodes excédentaires de moins de 12h : deux événements de productions excédentaires de 12h séparés par seulement 2 heures de faible déficit ne permettront pas à bon nombre de systèmes de flexibilité d'être de nouveau disponibles, en tout cas pas avec une capacité de stockage entièrement disponible pour la seconde période de 12h. Inversement, les moyens journaliers pourront contribuer pour partie à valoriser les excédents longs, sur quelques heures tout au moins.

Une approche par bilan d'équilibrage excédents/déficits par période de temps a donc été réalisée pour compléter cette caractérisation des excédents résiduels.

Pour les systèmes de conversion vers d'autres vecteurs (chaleur, mobilité, gaz), les cycles de déstockage dépendent de la capacité de stockage au regard des puissances de déstockage. Par exemple, le stockage sous forme de chaleur se fait sur un cycle journalier par le biais du déclenchement des chauffe-eau chaque nuit, le dimensionnement du ballon visant le besoin journalier, tandis que pour le véhicule électrique, les capacités des batteries permettent typiquement de parcourir de 80 à 150 km selon les modèles. Les décharges se feront donc sur la journée ou sur quelques jours tout au plus. Ainsi pour quantifier ces types de fonctionnement, des bilans hebdomadaires et journaliers ont été effectués sur l'année-type modélisée<sup>1</sup>.

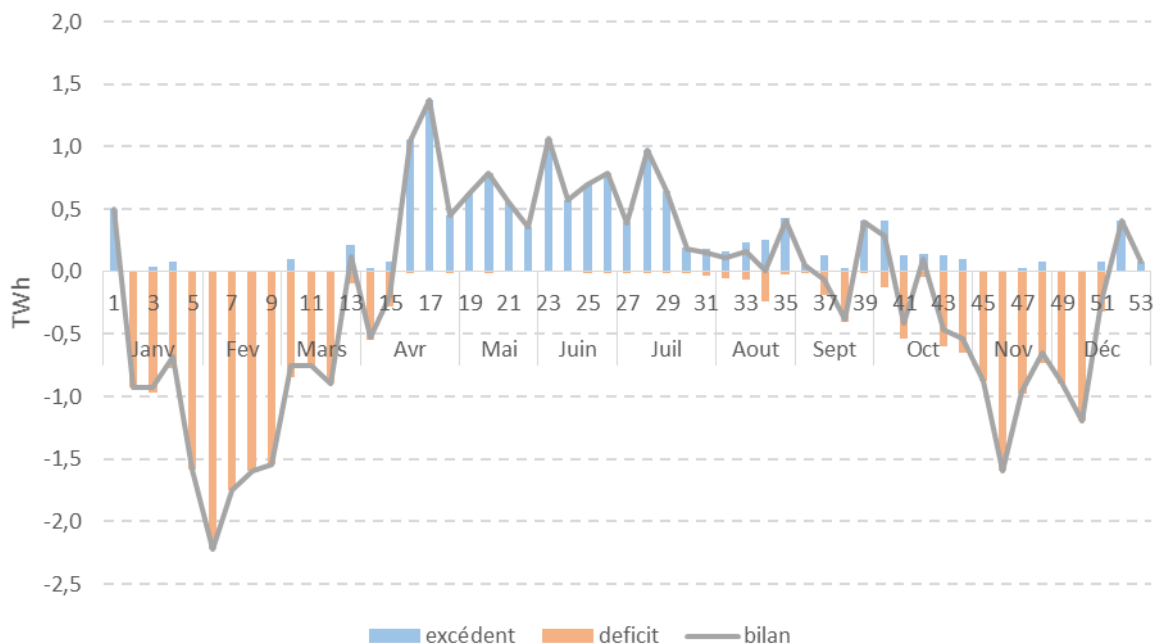
La Figure 34 représente les excédents et déficits résiduels hebdomadaires pour 2030, ainsi que leur bilan qui apparaît très déséquilibré d'une saison à l'autre, avec les mois d'Avril à Août exclusivement en excédents, et l'hiver majoritairement en déficit<sup>2</sup>. Ainsi, les possibilités de valorisation des excédents résiduels

<sup>1</sup> Pour rappel, pour les principales énergies renouvelables variables (PV et éoliens, hydroélectricité fatale) les productibles se basent sur les conditions météo de l'année 2012.

<sup>2</sup> Pour rappel, il s'agit des excédents et déficits résiduels, donc après « travail » des STEP. Celles-ci ont par exemple déjà réduit une part des excédents estivaux et comblé les petits déficits.

par des moyens de flexibilité journaliers se trouvent fortement limitées par le manque de périodes déficitaires pour décharger les moyens de stockage : il n'est notamment pas possible de concentrer les recharges de véhicules électriques et les recharges des chauffe-eau électriques lors des excédents estivaux en vue de réduire les déficits hivernaux. Seul le Power-to-Gas, *via* les capacités de stockage souterrain de gaz permet des déphasages de telles quantités sur de telles durées.

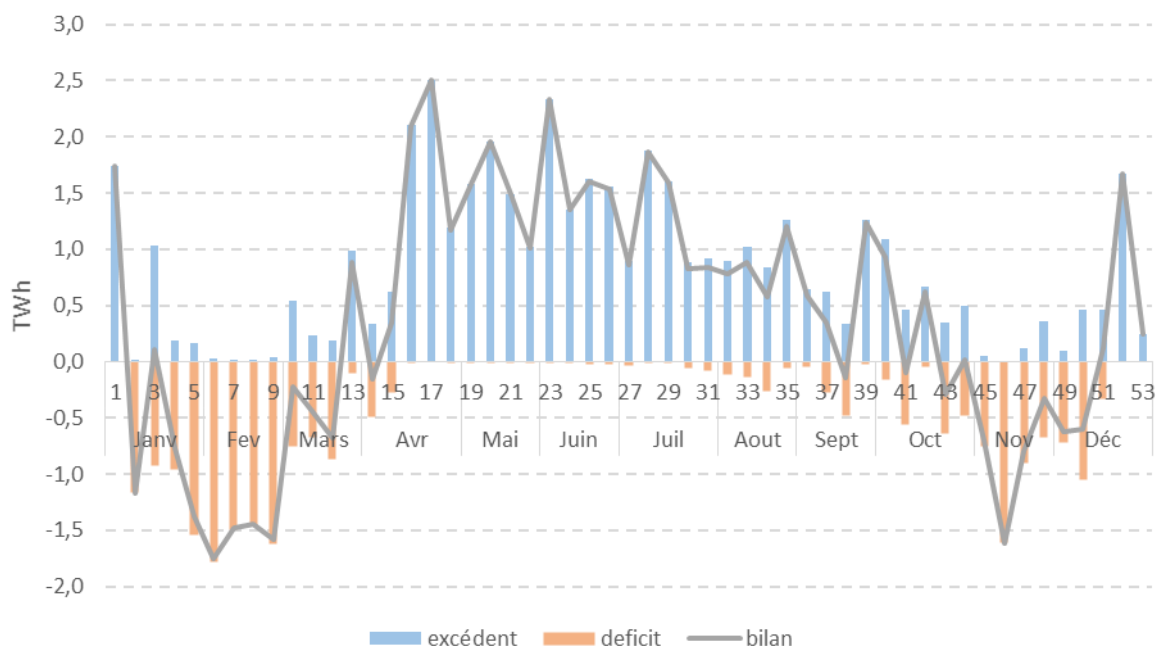
Figure 34 – Excédents et déficits de production hebdomadaires – 2030



Source : E&E Consultant

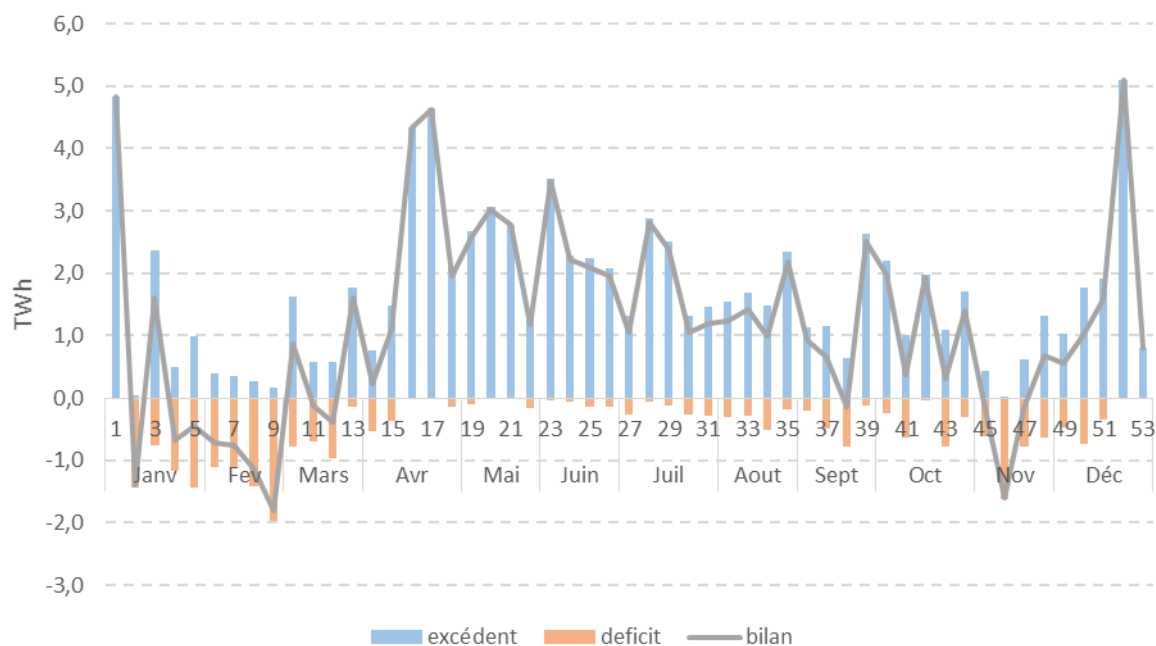
La Figure 35 montre que la situation en 2050 est assez similaire en terme de saisonnalité, mais les excédents sont renforcés et les déficits réduits en raison d'une part de la réduction des consommations, d'autre part de l'augmentation de la part des énergies renouvelables variables. Dans le scénario haut (Figure 36), les excédents sont toujours largement majoritaires sur la plus grande partie de l'année, mais la variabilité de la production est plus importante : les déficits sont plus répartis tout au long de l'année. Cette différence par rapport au scénario de référence est due à l'absence du talon de production nucléaire compensée par une plus grande part d'énergies renouvelables variables dans le mix énergétique.

Figure 35 – Excédents et déficits de production hebdomadaires – 2050 scénario référence



Source : E&E Consultant

Figure 36 – Excédents et déficits de production hebdomadaires – 2050 scénario haut



Source : E&E Consultant

Le même travail a été réalisé sur les bilans journaliers, et tous les résultats sont résumés dans le Tableau 14. Ainsi, on remarque que les déficits résiduels restent stables alors que les excédents augmentent largement avec la pénétration des énergies renouvelables. Les flexibilités journalières pourraient au mieux permettre de valoriser de l'ordre de 2% de ces excédents résiduels en 2030 et de 6 à 9% en 2050 selon les scénarios. Pour les moyens de flexibilité hebdomadaires ces taux montent à 12% en 2030 et 17-18% en

2050, Au final, il reste de 86% à 75% d'excédents qui ne peuvent être valorisés qu'avec des moyens de flexibilité fonctionnant sur des cycles supérieurs à la semaine.

En conclusion on considérera que cette valeur représente la fourchette basse du potentiel valorisable par le Power-to-Gas, l'ensemble des excédents correspondant à la fourchette haute<sup>1</sup>.

Tableau 14 – Résumés des possibilités d'équilibrage selon la durée de stockage

		2030	2050 ref	2050 haut
Excédents résiduels	TWh	15,0	44,5	90,8
Déficits résiduels	TWh	-24,4	-23,8	-25,8
Excédents valorisables en équilibrage journalier	TWh	0,4	2,7	7,7
<i>% des excédents résiduels</i>	%	2%	6%	9%
Excédents valorisables en équilibrage hebdomadaire	TWh	1,8	7,6	16,3
<i>% des excédents résiduels</i>	%	12%	17%	18%
Reste des excédents	TWh	12,9	34,2	66,8
<i>% des excédents résiduels</i>	%	86%	77%	74%

Remarque : les excédents « valorisables » représentent ici un maximum car il s'agit juste de vérification sur la répartition physique de volume d'énergie en excédent et en déficit, et non de la prise en compte des différentes contraintes techniques et économiques pour valoriser ces volumes.

Source : E&E Consultant

Si l'on répartit les excédents résiduels horaires de l'année modélisée en classant les puissances par ordre décroissant et non chronologique, on obtient la monotone représentée sur la Figure 38. Elle permet de décomposer les quantités d'excédents (énergie) selon les deux axes puissance et durée.

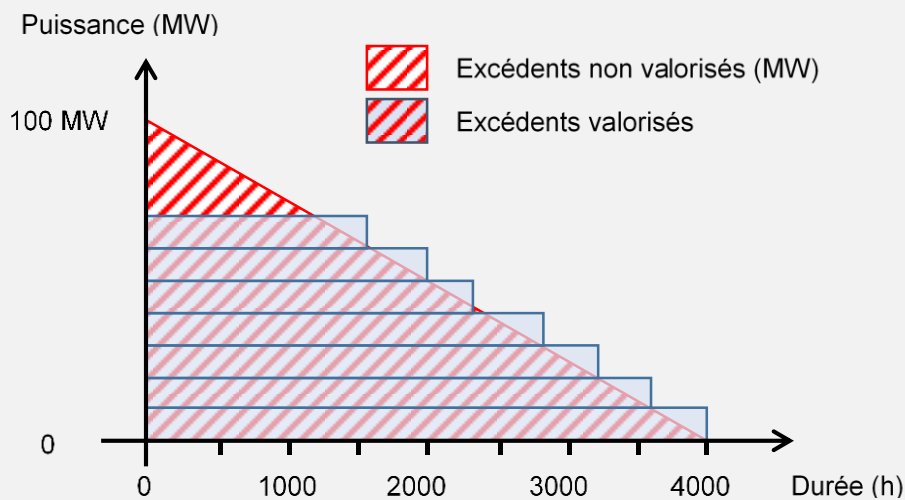
Ainsi, la courbe montre que les excédents résiduels ont lieu environ 2 500 heures par an en 2030 et 3 500 à 4 500 heures en 2050 selon le scénario, les 4 500 heures correspondent à plus de la moitié de l'année (8760 heures).

En termes de puissance, les excédents atteignent au maximum 30 GW en 2030 et de 50 à 75 GW en 2050. Pour chacune des monotones, la quantité d'énergie est représentée par la surface sous la courbe.

Cette représentation graphique permet d'estimer en première approche les durées de fonctionnement d'une capacité de Power-to-Gas déployée, ainsi que le volume d'énergie valorisé (surface sous la courbe : Puissance x Durée). La Figure 37 illustre l'utilisation de la monotone.

<sup>1</sup> On pourrait retirer quelques pourcent pour les autres moyens de flexibilité, mais l'étude cherche à établir un ordre de grandeur, et la modélisation n'est pas en mesure d'apporter plus de précision à ces valeurs.

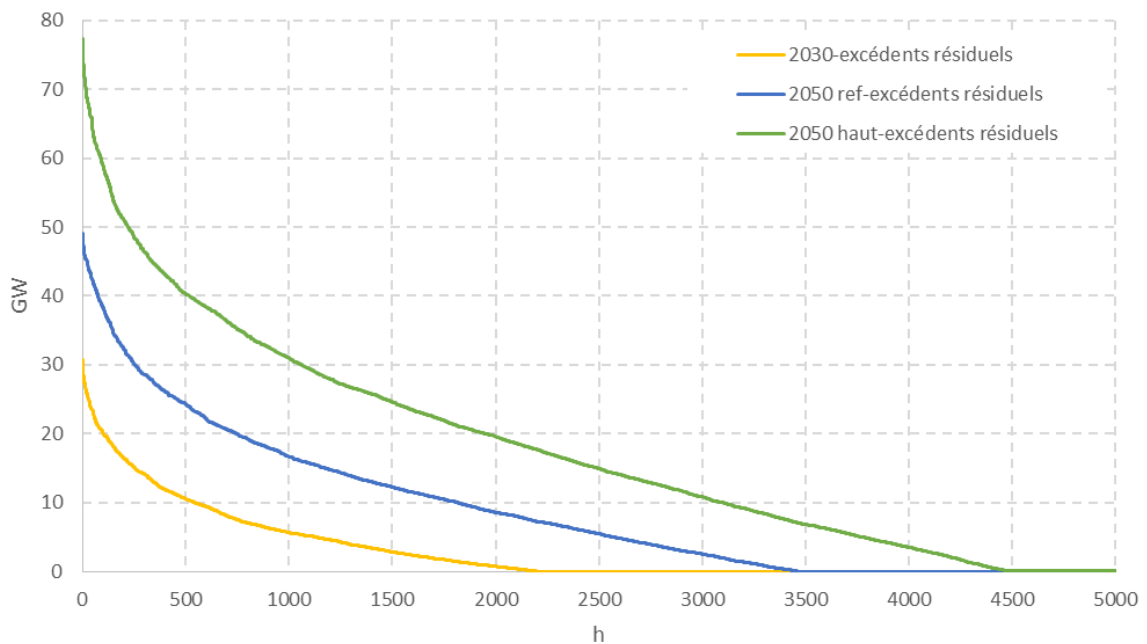
Figure 37 – Illustration de l'utilisation de la monotone



Le schéma représente 200 GWh d'excédents (hachures rouges), dont seulement 182 GWh sont valorisés par 7 unités de 10 MW de Power-to-Gas. En considérant que les coûts de production décroissent avec le nombre d'heures de fonctionnement, et que l'on cherche à minimiser les coûts de production, la première unité de 10 MW installée va être utilisée durant 4 000 heures. Les unités suivantes accèdent à une durée de fonctionnement plus faible, et auront donc des coûts de production tendanciellement plus élevés. Ainsi le niveau de prix de valorisation du gaz de synthèse déterminera la part valorisée des excédents : plus il sera élevé, plus la valorisation sera importante. Sur cet exemple, seule 7 unités de 10 MW sont déployées permettant de valoriser au total 182 GWh, soit 91% des excédents.

Source : E&E Consultant

Figure 38 - Monotone des excédents résiduels

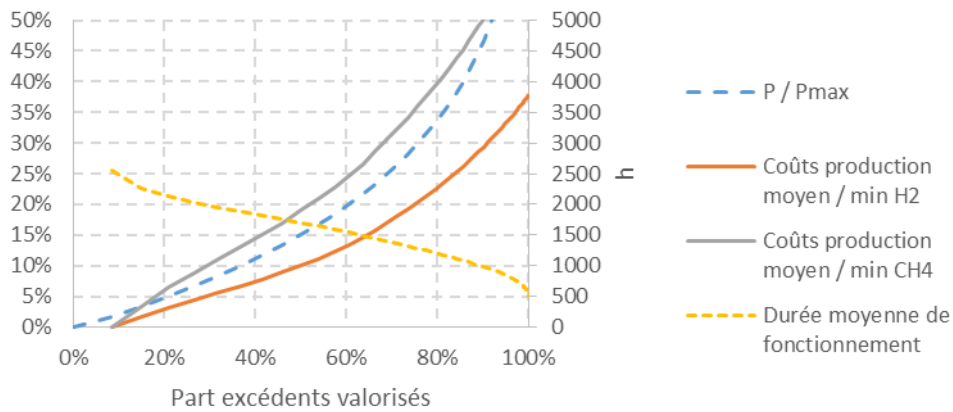


Source : E&E Consultant

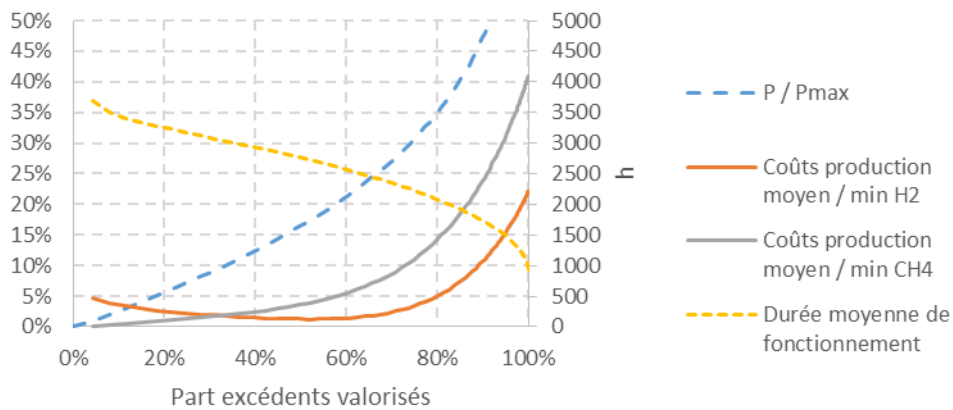
La quantité d'excédents accessible au Power-to-Gas étant définie (voir Tableau 13), il reste à préciser la part qui sera réellement valorisée, et la capacité installée nécessaire. Dans la modélisation partielle qui est ici réalisée il n'est pas possible de déduire directement cette part qui dépend du bouclage énergétique complet (quel besoin total en énergie renouvelable) et d'autre part des arbitrages avec les autres moyens à disposition qui dépendent notamment de leur prix. Sur la base de la revue de scénarios énergétiques de la partie 1, il est fait l'hypothèse que le recours au Power-to-Gas sera nécessaire pour ces scénarios ambitieux en termes de développement des énergies renouvelables. Pour déterminer la quantité de Power-to-Gas déployée et donc la part réellement valorisée, une seconde hypothèse économique est formulée : les coûts moyens de production ne doivent pas dépasser de plus de 5% les coûts de production des unités les moins chères : en effet, si l'on cherche à valoriser l'intégralité des excédents, les derniers GWh seront valorisés avec des installations qui fonctionneront quelques centaines d'heures voire dizaine d'heures par an, ce qui conduit à des coûts de production très élevés (voir §0). Un écart faible est retenu (5%), d'une part car le Power-to-Gas restera probablement parmi les outils utilisés les plus chers (ceux utilisés en derniers recours) et d'autre part car ce faible écart permet déjà de valoriser une bonne partie des excédents comme le montre les graphes de la Figure 39.

Figure 39 – Puissance installée, coûts de production en fonction de la part valorisée des excédents résiduels

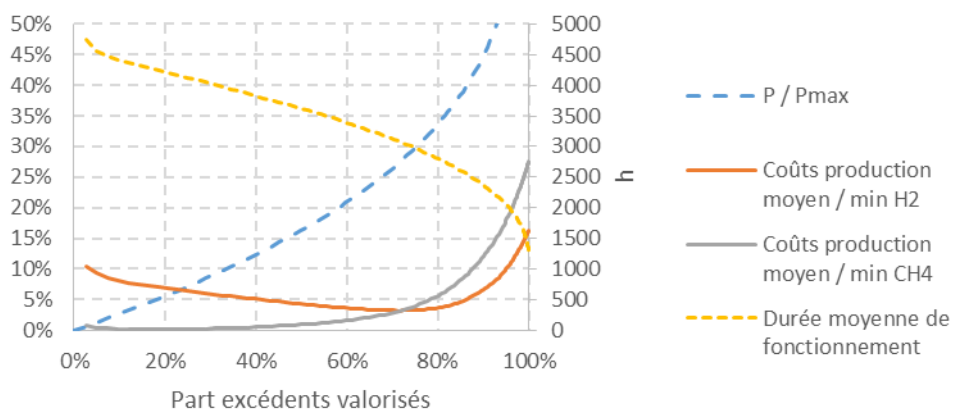
(a) 2030



(b) 2050 réf



(c) 2050 haut



NB1 : Les estimations de coûts de production sont issues des calculs sur les études de cas réalisées plus loin dans le rapport (voir §2.4.3.2.3.2), des itérations ont donc été nécessaires. La filière H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub> sont décrites séparément, ils correspondent respectivement au cas 1 et 5, voir §2.3.6.

Source : E&E Consultant

Sur ces figures, les coûts de production des deux filières H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub> sont représentés, la plus contraignante des deux est retenue pour déterminer la part d'énergie valorisée<sup>1</sup>. Dans le cas de la filière hydrogène, on remarque que dans la première partie de l'année 2050, la courbe est décroissante. Ce phénomène s'explique par l'évolution des coûts de production de l'électrolyse alimentée en électricité au prix du marché : plus l'électrolyseur fonctionne durant l'année, plus les coûts fixes sont amortis, mais plus le coût d'approvisionnement en électricité augmente. Au-delà d'un certain seuil, celui-ci devient prépondérant. Ainsi la modélisation estime qu'au-delà de 2 000 heures les coûts de production augmentent (voir §0).

Ainsi, pour 2030, on retient une valorisation de 20% des excédents (3 TWh), réalisée par une capacité installée de 5% de la puissance maximale (30 GW) soit 1,5 GW. La durée moyenne de fonctionnement des installations de Power-to-Gas est de 2 200 heures par an. De la même manière, on estime les valorisations pour 2050, et les résultats sont présentés dans le Tableau 15. Les valeurs « Max » se basent sur le calcul établi à partir de la monotone de charge, une valeur « Min » en a été déduite par extrapolation en considérant que les excédents pouvant être valorisés par des équilibrages journaliers et hebdomadaires sont affectés à d'autres moyens<sup>2</sup>.

Tableau 15 – Valorisations d'excédents de production par le Power-to-Gas

			2030	ref 2050	haut 2050
Excédents résiduels		TWh	15	44	91
Max (1)	Part accessible au Power-to-Gas	%	100%	100%	100%
	Excédents résiduels accessible au Power-to-Gas	TWh	15	44	91
	<b>Puissance Power-to-Gas</b>	<b>GW</b>	<b>1,4</b>	<b>10,0</b>	<b>24,0</b>
	Energie valorisée	TWh	3	27	73
	Durée moyenne de fonctionnement	h	2100	2700	3000
	Part d'excédents valorisés	%	20%	60%	80%
Min (2)	Part accessible au Power-to-Gas	%	86%	77%	74%
	Excédents résiduels accessible au Power-to-Gas	TWh	13	34	67
	<b>Puissance Power-to-Gas (3)</b>	<b>GW</b>	<b>1,2</b>	<b>7,7</b>	<b>17,7</b>
	Energie valorisée (3)	TWh	2,6	20,5	53,4
	Part d'excédents valorisés (3)	%	20%	60%	80%

(1) Issu des calculs précédents sur la monotone, se base sur l'ensemble des excédents résiduels

(2) Estimé directement à partir du ratio des parts accessibles des excédents

(3) On considère qu'il n'y a pas de déformation de la monotone (homothétie)

Source : E&E Consultant

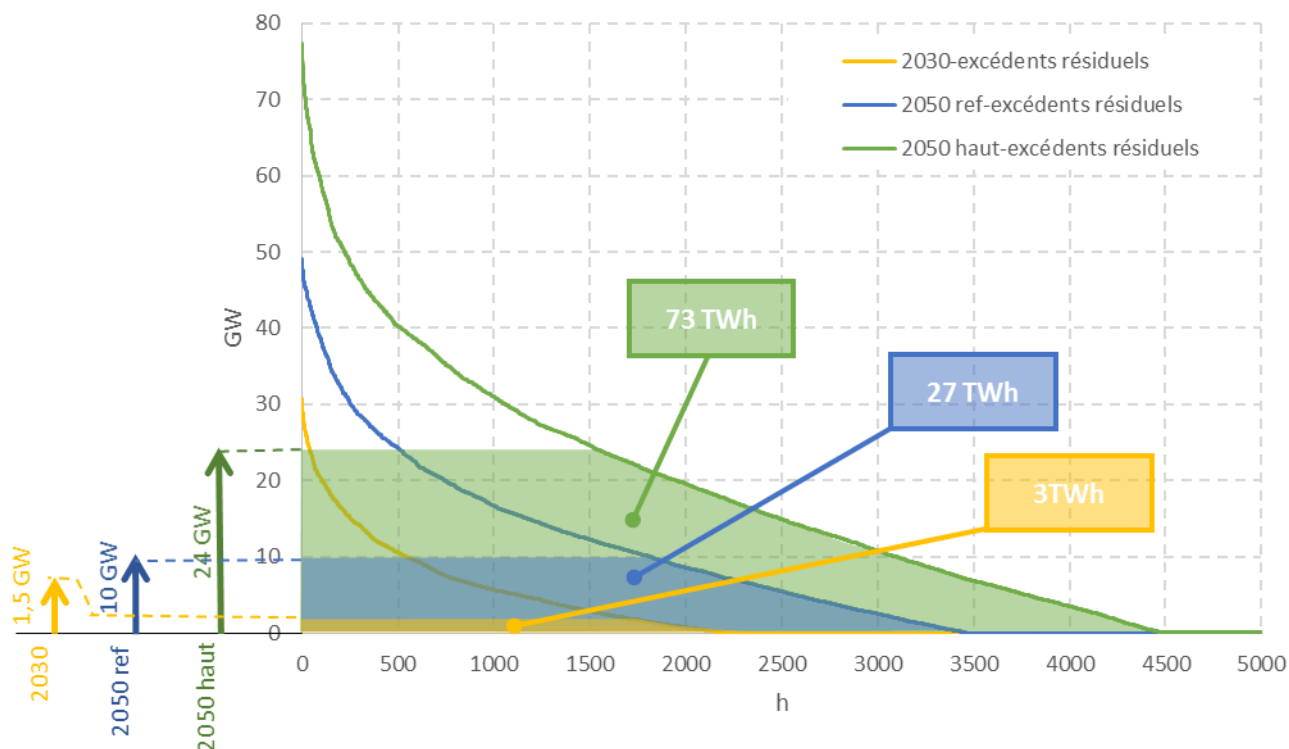
La représentation visuelle sur la monotone de l'estimation « max » est présentée sur la Figure 40. Elle résume les estimations de capacités de Power-to-Gas déployables, ainsi que les volumes d'énergie valorisée.

<sup>1</sup> Un calcul plus précis prenant en compte la part Power-to-Gas H<sub>2</sub> et la part Power-to-Gas CH<sub>4</sub> contribuerait à complexifier les calculs sans contribuer à améliorer la précision des résultats, dans cette méthode simplifiée.

<sup>2</sup> Les calculs sur la fourchette basse nécessiteraient une modélisation beaucoup plus complète de tout le système électrique, et en particulier de tous les systèmes de flexibilité, ce qui est hors du périmètre de la présente étude.



Figure 40 – Capacité installée et énergie valorisée



Source : E&E Consultant

### 1.1.3. A quel prix ?

#### 1.1.3.1. Liens entre prix et périodes d'excédents de production ENR

Dans un système de marché libre de l'électricité, les périodes d'excédents de production induisent des prix faibles, et, inversement, les périodes de manque de production conduisent à des prix élevés. Dans certains pays comme l'Allemagne où les taux de pénétration de l'éolien et du photovoltaïque sont élevés, les périodes de forte production de ces deux filières sont fortement corrélées aux périodes de prix bas sur le marché spot. Durant ces périodes, elles empiètent sur les minimums de production des centrales de base peu flexibles (nucléaire et charbon), qui continuent alors à produire à perte : c'est ce qui entraîne les épisodes de prix nuls voire négatifs. De telles situations risquent d'être de plus en plus fréquentes dans le futur, si le design actuel du marché n'est pas modifié, mais l'option la plus probable est que les modes de régulation et de gestion de l'équilibre offre/demande vont évoluer, afin de prendre en compte la nécessaire transformation du parc de production qui accompagne la transition énergétique.

Afin d'estimer les niveaux de prix d'électricité qui seront accessibles au Power-to-Gas, aux différents horizons de temps avec la pénétration de plus en plus importante des énergies renouvelables variables, les résultats de plusieurs études sont utilisés.

(Jorgensen and Ropenus, 2008) tout d'abord, qui étudie la variation du prix spot du marché Nord Pool<sup>1</sup> en fonction de la variabilité de l'éolien actuel, et en déduit une estimation de déformation des prix du marché spot en fonction du taux de pénétration de l'éolien<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Le marché spot sur Nord Pool reflète mieux les prix de marchés puisque, avec 432 TWh en 2012, il représente plus de 70 % de la consommation des pays couverts (Danemark, Norvège, Finlande, Suède, Estonie, Lituanie et Lettonie), contre moins de 30% pour EPEX-Spot qui couvre l'Allemagne, la France, l'Autriche et la Suisse.

<sup>2</sup> Hypothèses s'appuyant sur des études prospectives, voir détails dans (Jorgensen and Ropenus, 2008)

D'autres études (IER and Voß, 2013), (Cox and Pöyry, 2009), (RedPoint, 2009) déterminent la forme de la monotone des prix de gros dans un contexte de mix énergétique variable, avec différentes approches, de modélisation du système électrique.

Pour les besoins de la présente étude, leurs résultats synthétisés dans les deux figures ci-dessous (Figure 42 et Figure 43) sont mis à l'échelle pour obtenir un prix de marché moyen sur l'année de 50 €/MWh. C'est l'hypothèse que retient (Jorgensen and Ropenus, 2008) en se basant sur plusieurs études prospectives concernant les pays scandinaves. (IER and Voß, 2013) montre même des estimations à la baisse, mais indique une difficulté de rémunération des différents moyens de production à ces niveaux de prix. Il est également important de préciser que les prix de gros sur le marché ne reflètent pas forcément les prix réels, car certains moyens de productions peuvent bénéficier parallèlement de mécanismes de soutien (par exemple financé par des taxes sur les usages finaux de l'électricité, voir en particulier le § 1.4).

Pour rappel, les taux de pénétration des énergies renouvelables variables retenus dans la modélisation estimant sur les excédents d'électricité renouvelables (§1.1.1) sont résumés dans le Tableau 16 et mis en regard de ceux des différentes estimations des études prises comme références.

Tableau 16 – Part des capacités installées d'énergie renouvelable variable dans le mix de production

	2030	2050	2050
	Ref	Ref	Haut
%PV	21%	31%	36%
%Eol	29%	33%	44%
%Marine	1%	5%	1%
Total ENR variables	51%	70%	81%

Source : E&E Consultant

Afin de déterminer le prix moyen de l'électricité achetée pour l'électrolyse en fonction du nombre d'heures de fonctionnement, on introduit le concept de « prix minimum moyen ». Le Power-to-Gas fonctionnant uniquement pendant les périodes les plus excédentaires, on considère qu'il s'agit donc des heures où le prix de l'électricité sera le moins élevé (hypothèse d'un marché libre). Ainsi, plus le Power-to-Gas fonctionne longtemps, plus il devra s'approvisionner en électricité chère. La monotone croissante des prix spot du marché range les prix par ordre croissant : on peut ainsi connaître combien d'heures par an le niveau de prix est inférieur à un certain seuil. Par exemple sur la Figure 41, le prix de l'électricité sur le marché est inférieur à 60 €/MWh pendant 3 000 heures par an. Par contre, si l'on achète de l'électricité pendant les 3 000 heures les moins chères, le prix moyen sera de 40 €/MWh : c'est ce que représente la courbe « prix minimum moyen ».

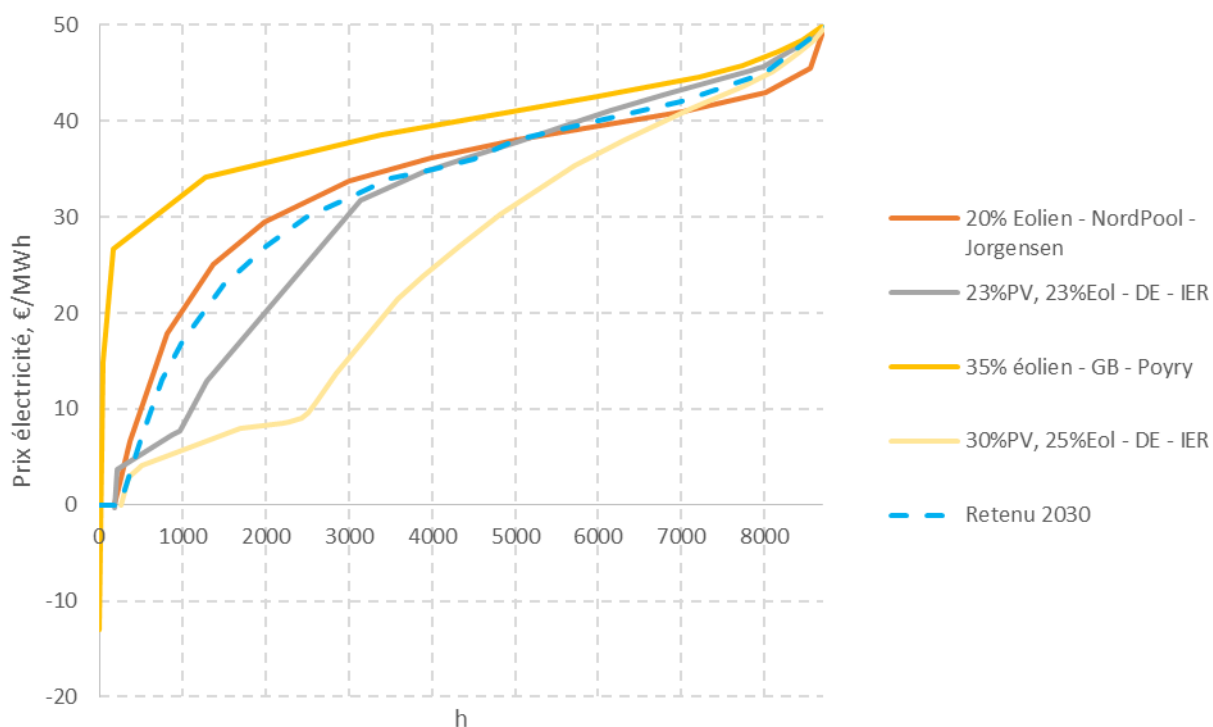
Figure 41 – Exemple de monotone de prix spot et de prix minimum moyen



Source : E&E, d'après données de (IER and Voß, 2013)

Ainsi, en faisant la synthèse des études citées précédemment, pour 2030, le profil de prix moyen minimum retenu (Figure 42) donne par exemple une estimation de prix de 26 €/MWh pour 2 000 heures ou 32 €/MWh pour 3 000 heures.

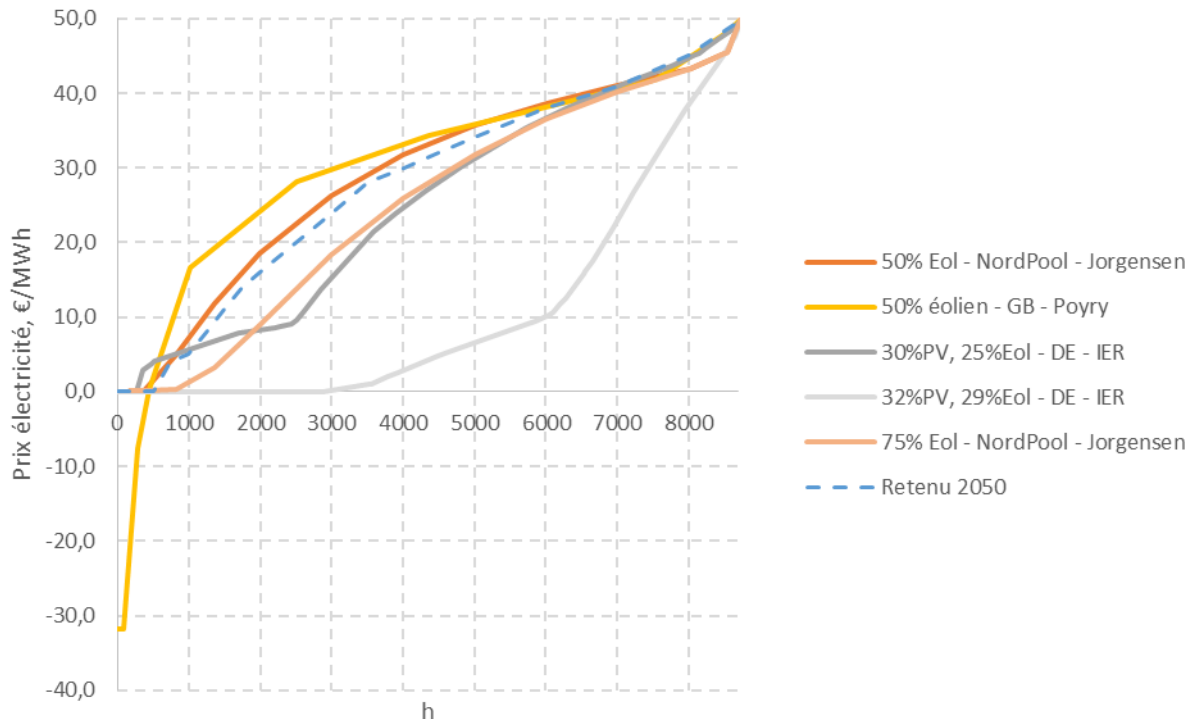
Figure 42 - Estimation du prix moyen minimum du marché de l'électricité en 2030



Source : d'après (IER and Voß, 2013), (Cox and Pöyry, 2009), (Jorgensen and Ropenus, 2008), interprétations et calculs E&E Consultant

Pour 2050, le profil de prix moyen minimum retenu (Figure 43) donne une estimation de prix de 16 €/MWh pour 2 000 heures et 24 €/MWh pour 3000 heures.

Figure 43 - Estimation du prix moyen minimum du marché de l'électricité pour 2050



Source : d'après (IER and Voß, 2013), (Cox and Pöyry, 2009), (Jorgensen and Ropenus, 2008), interprétation et calculs E&E Consultant

### 1.1.3.2. Le mécanisme d'ajustement

Pour le court terme (2020), le développement des ENR variables relativement faible en France aura probablement peu d'impact et on observera peu de corrélations marquées avec les fluctuations du prix du marché, les éventuels excédents locaux ne posant pas encore de problèmes au niveau national. Néanmoins, il semble intéressant, pour amorcer un premier développement de la filière, de chercher à utiliser les possibilités offertes par le mécanisme d'ajustement en termes de services-système pouvant être rémunérés.

Le mécanisme d'ajustement fait partie de la panoplie des moyens utilisés par RTE pour assurer à tout instant le fonctionnement du réseau dans de bonnes conditions de sécurité, de qualité et de réaction aux aléas de toutes natures (pannes, erreurs de prévisions, événements météorologiques imprévus ...).

Les réserves primaire et secondaire qui permettent de maintenir la fréquence avec des temps de réponse courts (moins de 30 secondes pour la réserve primaire, moins de trois minutes pour la réserve secondaire), sont assurées jusqu'à présent exclusivement par des moyens de production de forte puissance (quelques dizaines de MW) pour lesquels elles sont obligatoires et sont activées de manière automatique.

La mise en place du « mécanisme de capacité » prévue pour juillet 2014 devrait permettre aux consommateurs et aux agrégateurs d'effacement qui le souhaitent de participer à ce marché.

La réserve tertiaire, qui correspond au mécanisme d'ajustement, est ouverte à tous les opérateurs disposant de capacités de production ou d'effacement à partir de 250 kW<sub>el</sub>, mais elle n'est pas obligatoire et est activée manuellement.

L'ensemble du dispositif est détaillé dans le Tableau 17 ci-dessous.

Tableau 17 – Détail des mécanismes de réserve du réseau électrique

Réserves à disposition de RTE		Puissance concernée	Sens	Délai d'action	Acteurs concernés	Participation
1	<b>RESERVE PRIMAIRE</b> (automatique)	~ 600 MW	↑↓	< 30 s	Certains producteurs français	Obligatoire
2	<b>RESERVE SECONDAIRE</b> (automatique)	500 ~ 1000 MW	↑↓	< 15 min	Certains producteurs français	Obligatoire
3	<b>RESERVE TERTIAIRE</b> (manuelle)	<b>CONTRATS</b>				
		Rapide 1000 MW	↑	13 min	Certains producteurs et consommateurs français	Obligatoire
		Complémentaire 500 MW	↑	30 min	Consommateurs français	Sur sollicitation de RTE
		Consommateurs 460 MW en moyenne	↑	< 2 h	Consommateurs français	Sur sollicitation de RTE
	<b>AUTRES</b>	Variable	↑↓	Variable	Producteurs français Acteurs étrangers GRT anglais	Obligatoire Volontaire

**Mécanisme d'ajustement**  
Toutes les offres sont mises en concurrence

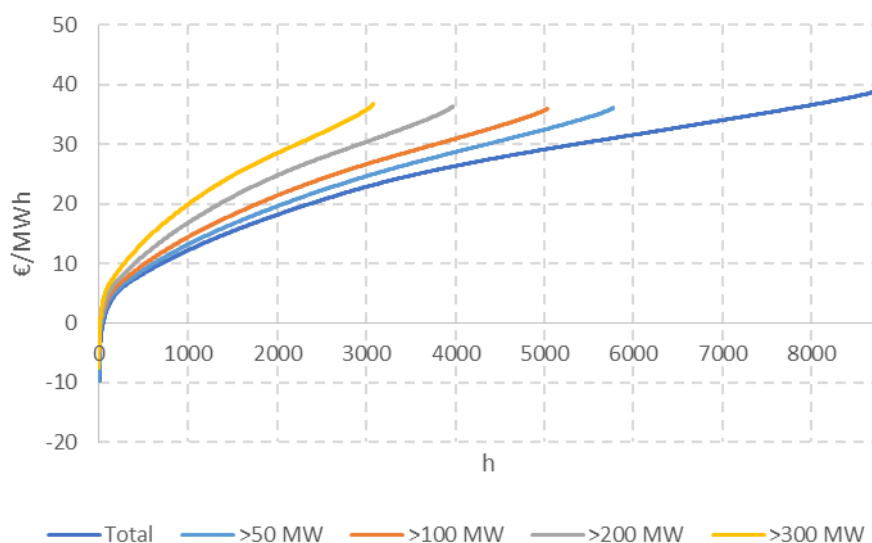
↑ Activation à la hausse    ↓ Activation à la baisse

Source : RTE

Le fonctionnement du mécanisme d'ajustement repose sur le dépôt chaque jour par les opérateurs d'une offre de prix pour le déclenchement de leur capacité de production ou d'effacement. En cas de besoin, RTE fait appel aux différents opérateurs ayant déposé une offre par ordre de préséance économique. Pour des raisons de résolution de congestion locale, RTE peut être amené à ajouter un critère de localisation dans la liste des opérateurs appelés. Il est également possible de contractualiser pour une année, ce qui permet une rémunération fixe, fonction de la puissance mise à disposition du MA.

En utilisant les données mises à disposition par RTE, on peut reconstituer heure par heure les volumes et les prix moyens des différentes offres (à la hausse et à la baisse). La Figure 44 présente sous forme de monotone les données correspondant uniquement aux offres à la baisse, c'est-à-dire aux offres permettant de régler un problème d'excédent de production.

Figure 44 – Prix moyen minimum observé sur les offres à la baisse du mécanisme d'ajustement selon la puissance appelée (2012)



Source : RTE, traitement E&E consultant

Cette figure montre par exemple qu'un moyen de production d'une puissance de 100 MW fonctionnant pendant 3 000 heures peut espérer recevoir une rémunération moyenne de 26 €/MWh, ce qui pourrait permettre à court terme de faire fonctionner quelques MW de Power-to-Gas sur ce genre d'offre.

À noter que les besoins d'offre à la baisse correspondent à des périodes d'excédent de production qui ne sont généralement pas d'origine renouvelable aujourd'hui en France, mais la montée en puissance des énergies renouvelables variables pourrait augmenter les volumes excédentaires, ainsi que les écarts de prix.

## 1.2. Cadre technique de l'injection d'hydrogène et de méthane

### 1.2.1. Conditions d'injection dans le réseau de gaz

#### 1.2.1.1. Prescriptions techniques des opérateurs de réseaux français

Les distributeurs et transporteurs de gaz (GrDF, autres distributeurs<sup>1</sup>, GRTgaz, TIGF) ont publié des prescriptions techniques en application du décret du 15 juin 2004, qui décrivent les caractéristiques physico-chimiques requises pour l'injection de gaz en France.

Elles sont résumées dans le tableau suivant :

<sup>1</sup> Le SPEGNN, syndicat professionnel, regroupe les distributeurs locaux tels que Regaz, Réseau GDS, GEG,...

Tableau 18 – Spécifications actuelles des caractéristiques physicochimiques du gaz pour l'injection dans le réseau français

Caractéristiques	Spécifications préconisées
Pouvoir Calorifique Supérieur (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar)	Gaz de type H : 10,7 à 12,8 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 10,67 à 12,77) Gaz de type B : 9,5 à 10,5 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 9,48 à 10,47)
Indice de Wobbe (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar)	Gaz de type H : 13,64 à 15,70 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C:13,6 à 15,66) Gaz de type B : 12,01 à 13,06 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 11,97 à 13,03)
Densité par rapport à l'air	Comprise entre 0,555 et 0,70
Point de rosée eau	Inférieur à -5°C à la Pression Maximale de Service du réseau en aval du Raccordement
Point de rosée hydrocarbures	Inférieur à -2°C de 1 à 70 bar
Teneur en soufre total	Inférieure à 30 mgS/m <sup>3</sup> (n)
Teneur en soufre mercaptique	Inférieure à 6 mgS/m <sup>3</sup> (n)
Teneur en soufre de H <sub>2</sub> S + COS	Inférieure à 5 mgS/m <sup>3</sup> (n)
Teneur en CO <sub>2</sub>	Inférieure à 2,5 % (molaire)
Teneur en Tétrahydrothiophène (produit odorisant THT)	Comprise entre 15 et 40 mg/m <sup>3</sup> (n)
Teneur en O <sub>2</sub>	Inférieure à 100 ppmv*
Impuretés	Gaz pouvant être transporté, stocké et commercialisé sans subir de traitement supplémentaire
Hg	Inférieur à 1 µg/m <sup>3</sup> (n)
Cl	Inférieur à 1 mg/m <sup>3</sup> (n)
F	Inférieur à 10 mg/m <sup>3</sup> (n)
H <sub>2</sub>	Inférieur à 6 %
CO	Inférieur à 2 %

(\*) Le taux d'oxygène, fixé à 100 ppmv de façon générale peut être d'accès difficile pour les producteurs de biométhane. Ce taux a été reconsidéré par le Groupe de Travail sur l'injection de biométhane, et peut faire l'objet de dérogation jusqu'à 0,7% à la demande des porteurs de projet.

Les points les plus contraignants concernant l'injection de méthane de synthèse sont :

- Le taux d'hydrogène
- L'indice de Wobbe <sup>1</sup>

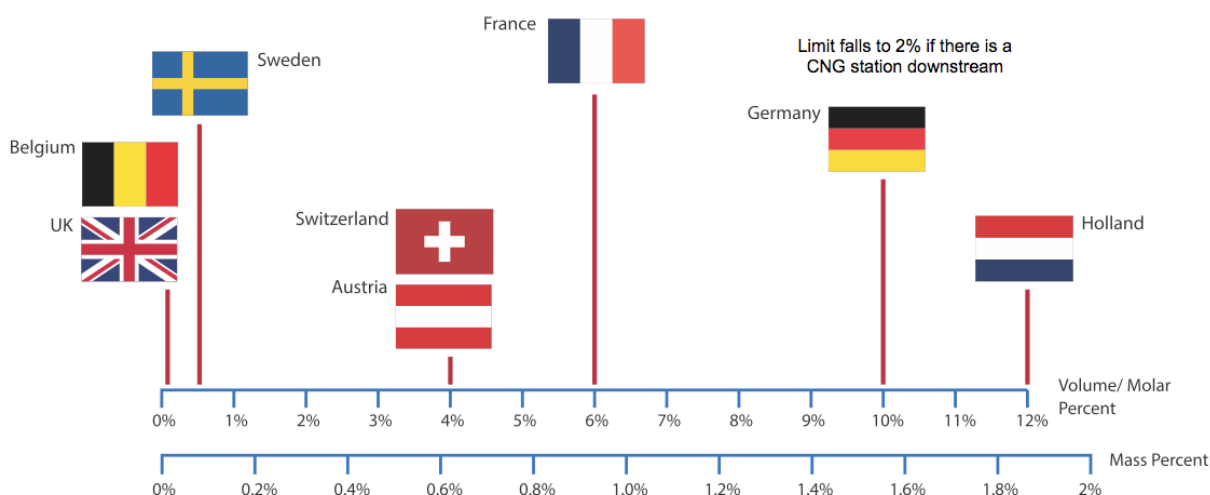
### 1.2.1.2. Le taux d'hydrogène

Aujourd'hui, le taux d'hydrogène fixé dans les prescriptions techniques des opérateurs des réseaux gaziers français est de 6% (molaire ou volumique) dans le gaz pouvant être injecté<sup>2</sup>.

Ce taux a été fixé pour répondre à une problématique de présence de trace d'hydrogène dans le gaz naturel fossile. Il n'avait pas pour objectif de permettre l'injection d'hydrogène de façon généralisée pour répondre à des problématiques de stockage de l'énergie. Il correspond aux limites de tolérance de certains organes du réseau gazier et notamment des stockages en cavités salines.

Cette limite est variable d'un pays européen à l'autre : la figure ci-dessous fournit les teneurs acceptées sur les principaux réseaux voisins de la France.

Figure 45 : limites d'hydrogène dans les réseaux de plusieurs pays européens



Source : (ITM Power, 2013)

### 1.2.1.3. Prise en compte de l'indice de Wobbe

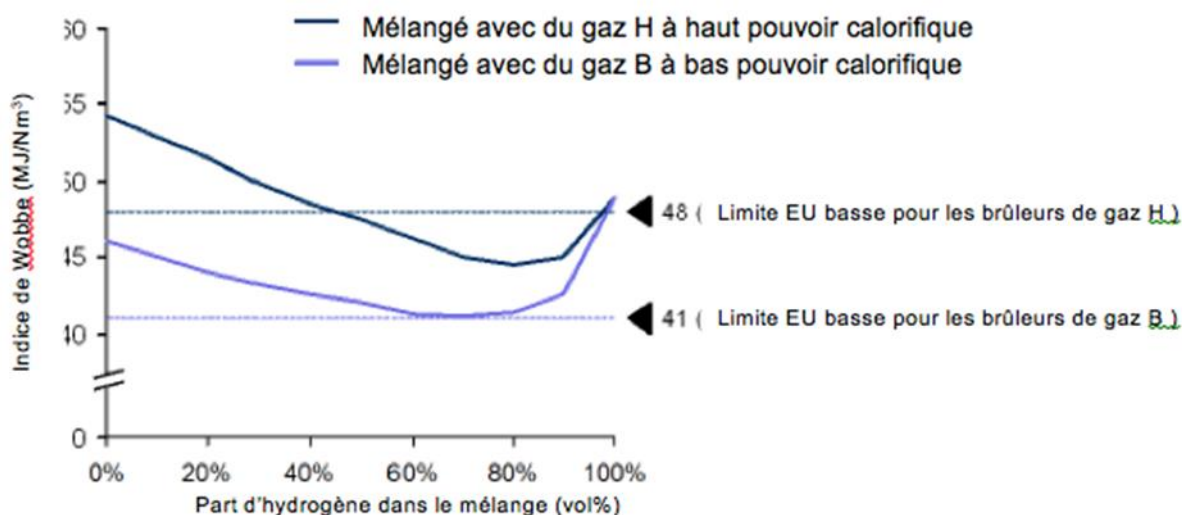
L'hydrogène a des propriétés de combustion différentes de celle du gaz naturel ou du méthane. Il a une densité et un indice de Wobbe plus faibles que celui du gaz naturel (H-gas).

Aussi l'augmentation de la concentration de l'hydrogène dans le gaz naturel diminue l'indice de Wobbe du mélange comme le montre la figure suivante.

<sup>1</sup> L'indice de Wobbe est défini comme le rapport entre le PCS (Pouvoir Calorifique Supérieur) et la racine carrée de la densité du gaz par rapport à l'air ; c'est un indicateur de qualité qui permet de maintenir constante la puissance du gaz à l'utilisation

<sup>2</sup> Pour les conversions en part « énergie » se reporter au Tableau 18 du §Partie 33.1.1.





Source : (SBC Energy Institute, 2013)

Ainsi une concentration d'hydrogène au-delà de 40% en volume dans des mélanges gazeux posera des difficultés pour respecter les prescriptions techniques sur ce point, notamment pour les réseaux de gaz-H.

### 1.2.2. Composition du gaz

Les caractéristiques moyennes que l'on observe sont résumées dans le Tableau 19.

Tableau 19 – Caractéristiques moyennes de composition du gaz

	Hydrogène (après électrolyse)	Méthane (après méthanation) <sup>1</sup>	Méthane (après épuration) <sup>2</sup>	Gas H	Hythane
CH <sub>4</sub> %vol	-	95%	98%	>90%	80%
CO <sub>2</sub> %vol	-	2,5%	1%		-
H <sub>2</sub> %vol	99,99%	2,5%	1%		20%
Indice de Wobbe kWh/m <sup>3</sup> (n)	13,4	14,4	14,4	13,64 à 15,70	14,5
PCS kWh/m <sup>3</sup> (n)	3,55	11,4	11,7	10,7 à 12,8	10,2

### 1.2.3. Contraintes techniques

#### 1.2.3.1. Le taux d'hydrogène

La présence d'hydrogène dans les réseaux de gaz peut avoir des conséquences sur les risques et l'usure des équipements.

<sup>1</sup> (Rieke et al., 2013)

<sup>2</sup> (Rieke et al., 2013)

Plusieurs études ont été menées pour analyser les effets de l'ajout d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, notamment dans le cadre du programme NaturalHy – Word Package 2 qui porte sur les risques potentiels du transport d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel existants. Cette étude qui a été menée par l'Université de Leeds (Royaume-Uni), le Commissariat de l'Energie Atomique (France), Shell Hydrogen, Health and Safety Executive (Royaume-Uni) et National Grid (Royaume-Uni) donne les principales conclusions suivantes :

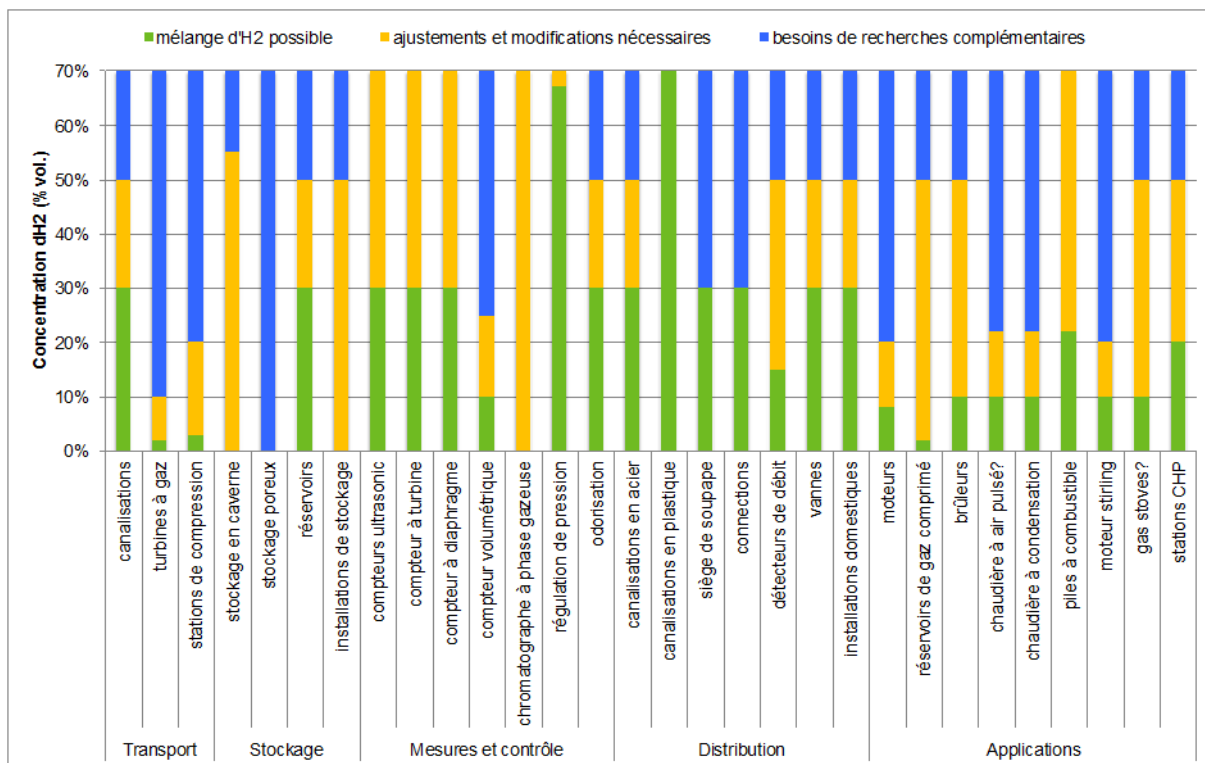
- un ajout jusqu'à 30% d'hydrogène (en volume) dans le réseau de gaz naturel ne génère pas de risques significatifs supplémentaires pour le public, notamment ceux liés à l'accumulation de gaz dans des bâtiments.
- des mélanges jusqu'à 50% d'hydrogène (en volume) sont acceptables dans les réseaux de transport en fonction de la qualité de l'acier des conduites et des conditions de fonctionnement (mais les stations de compression et les infrastructures de stockage ne faisaient pas partie du périmètre d'étude)

L'étude allemande (Müller-Syring et al., 2013) donne également des informations sur ce sujet, avec comme principales conclusions :

- les infrastructures gazières sont adaptées à des teneurs de 10% d'H<sub>2</sub>.
- les moteurs à gaz, chaudières et brûleurs n'ont pas de problèmes particuliers jusqu'à des teneurs de 20% d'H<sub>2</sub> dans le mélange (mais peuvent ponctuellement nécessiter des réglages)
- les turbines à gaz sont sensibles à l'H<sub>2</sub>, elles sont conçues pour fonctionner avec une teneur maximale de 5%
- les réservoirs des véhicules à gaz naturel (GNV) sont soumis à des normes strictes qui imposent une teneur maximale de 2% d'H<sub>2</sub>. Des teneurs plus élevées seraient possibles mais nécessiteraient une nouvelle homologation coûteuse.

La Figure 46 ci-dessous illustre les résultats de l'étude menée par DVGW (Müller-Syring et al., 2013) sur l'état actuel et les recherches en cours concernant les limites acceptables de concentration d'H<sub>2</sub> par différents organes. Le comité de pilotage de la présente étude ne partage pas forcément tous ces résultats, et attend notamment les résultats de l'étude GRHYD (voir plus loin) :

Figure 46 : limites de concentrations en H<sub>2</sub> dans les infrastructures gazières



Les utilisations les plus critiques sont donc :

- les turbines à gaz
- les stations de ravitaillement en gaz naturel comprimé
- les installations de stockage souterrain non-caverneux, tels que les aquifères ou des réservoirs d'hydrocarbures épuisés
- les stations de compression de gaz
- les équipements industriels
- certains instruments de mesure

L'étude HIPS du GERG (Altfeld and Pinchbeck, 2013), Groupe Européen de Recherches Gazières, menée en 2013 suite à l'étude DVGW, a évalué les capacités des différents organes des réseaux gaziers à fonctionner avec de l'hydrogène dans le gaz et a cherché à identifier les besoins de R&D.

Ses principales conclusions qui confirment et complètent celles du DVGW sont les suivantes :

- Stockage souterrain en roches poreuses : risques importants – pas de teneur maximale définie à l'heure actuelle – besoin de R&D pour affiner
- Turbines à gaz : la limite actuelle des constructeurs est de 1 % en volume voire inférieure. Un taux de 5 % peut être acceptable moyennant des modifications, réglages ou autres mesures mineures. Certains fabricants annoncent de nouveaux modèles améliorés acceptant des concentrations jusqu'à 15 % en volume
- Moteurs à gaz : actuellement il est recommandé de limiter la concentration d'hydrogène à 2 % en volume. Des concentrations plus élevées (jusqu'à 10 % en volume) sont envisageables pour des moteurs avec des systèmes de contrôle sophistiqués si l'indice de méthane du mélange gaz naturel / hydrogène est bien supérieur à la valeur minimale spécifiée ;
- Instruments de mesure : la plupart des équipements de chromatographie en phase gazeuse aujourd'hui en fonctionnement ne sont pas capables de mesurer l'hydrogène
- Véhicules GNV : tous les composants sont actuellement conçus pour des teneurs inférieures à 2% et doivent donc être testés pour évaluer leur capacité à faire face à des teneurs supérieures.

Les principaux éléments à retenir des différentes études sur le sujet sont les suivants :

- les canalisations de transport et distribution seraient à même de recevoir, sans conséquence majeure sur leur durabilité, un pourcentage de **20% d'hydrogène en volume**.
- le facteur **limitant reste la sécurité**, dans la mesure où l'on ne souhaite pas augmenter les risques et la gravité des incidents en comparaison du gaz naturel transporté seul. Sous le seuil de 25% d'hydrogène dans le gaz naturel, il n'y a pas de risque d'augmentation de la gravité des accidents (le mélange se comporte comme du gaz naturel), mais on observe une augmentation de 5% de la plage d'explosivité.
- en matière de perméabilité, il n'y a *a priori* pas de risque de créer des poches où la concentration d'hydrogène serait trop élevée. En matière de circulation au sein de canalisations, il n'y a *a priori* pas de risque de création de bouchons d'hydrogène. Le mélange gaz naturel + hydrogène reste homogène, qu'il soit stagnant ou en mouvement.
- il n'y a pas de problème en matière d'odorisation (on n'observe aucune réaction entre les éléments chimiques)

On note toutefois que les connaissances actuelles des conséquences techniques de présence d'hydrogène dans le réseau de gaz restent partielles du fait qu'elles sont principalement basées sur des tests réalisés en laboratoire et à basse pression. Le projet GRHYD (programme piloté par GDF Suez qui rassemble 12 partenaires dont GrDF) devra permettre de compléter ces connaissances, mais en attendant on peut s'appuyer sur le retour d'expérience de plusieurs autres programmes.

En ce qui concerne les canalisations en acier, les tests effectués dans Naturalhy ont montré l'absence de conséquences notables avec un mélange CH<sub>4</sub> + H<sub>2</sub> à haute pression (66 bars) jusqu'à une proportion de 50% d'hydrogène. D'autres études portant sur l'interaction des canalisations haute pression en acier avec l'hydrogène ont conduit à l'établissement d'un standard américain (ASME B31.12) qui permet l'utilisation des mêmes aciers que ceux pour le transport du gaz naturel.

Concernant les canalisations de distribution en polyéthylène (PE), plusieurs études dont Naturalhy ont étudié leur perméation à l'hydrogène et à l'hythane sous différentes pressions jusqu'à 4bars, pour plusieurs types

de PE de différents diamètres. Tous les résultats concluent à une augmentation de la perméation dont l'ampleur dépend des conditions, mais dans tous les cas, ces quantités restent très faibles en termes d'impact sur la sécurité et sur l'économie. Des études de vieillissement n'ont par ailleurs pas mis en évidence d'impact de l'addition d'hydrogène au gaz naturel sur une éventuelle accélération du vieillissement des canalisations :

- Un projet de démonstration sur l'île d'Ameland (Pays-Bas) a permis d'injecter pendant 6 mois 20% d'H<sub>2</sub> dans un réseau ancien de distribution constitué de canalisations PE, PVC et acier alimentant 14 habitations équipées de gazinières et chaudières également anciennes. Les expertises effectuées en fin de programme sur les éléments du réseau et sur les appareils n'ont pas montré d'impact de l'addition de H<sub>2</sub> à ce niveau de concentration..
- Le CETIAT certifie depuis au moins une dizaine d'années les équipements et appareils au gaz avec un mélange de gaz naturel à 23% d'H<sub>2</sub>

Le projet GRHYD a également mis en évidence un certain nombre de verrous et de points à compléter qui étaient hors du périmètre de l'étude NaturalHy (source GrDF), notamment :

- Impact de l'hydrogène sur les canalisations en fonction de leur composition : cuivre, fonte, conduites montantes en plomb.
- Impact de l'hydrogène sur les soudures : seul un type de soudure PE a été testé dans NaturalHy
- Perméabilité du PE et fuites dans les organes de jonction.
- Selon la littérature, l'impact de l'hydrogène sur les compresseurs à turbines pour gaz naturel serait très important et ce point est à étudier de plus près
- Plus généralement, réaction des détendeurs et composants annexes, compatibilité de l'odorant et gestion de l'intégrité pour la distribution.
- Impact sur les stockages souterrains de gaz naturel (apparition de H<sub>2</sub>S, corrosion bactérienne,...).
- Impact de l'hydrogène sur les équipements au-delà des essais de courte durée réalisés par le CETIAT qui sont difficiles à extrapoler pour une utilisation longue durée (risque de retour de flamme).
- Périmètre de l'injection d'hydrogène (niveau d'injection, partie du réseau concernée, typologie du réseau accueillant, etc.)

#### 1.2.3.2. Energie/Pression

Le gaz naturel et l'hydrogène n'ayant pas les mêmes propriétés physiques, le mélange des deux entraîne des modifications des performances du réseau.

L'ajout d'hydrogène réduit sensiblement l'efficacité énergétique et la capacité de stockage du réseau de gaz. En effet, il faut environ un volume d'hydrogène (PCS = 3,54 kWh/Nm<sup>3</sup>) trois fois supérieur à celui du gaz naturel (PCS = 9,5 à 12,8 kWh/Nm<sup>3</sup>) pour satisfaire la même demande en énergie.

Deux conséquences en découlent :

- L'augmentation de la consommation d'énergie des stations de compression : pour maintenir les quantités d'énergies transportées, le débit volumétrique de gaz doit être augmenté, ce qui entraîne des pertes de charge supplémentaires. Ceci étant, comme les points d'injection seront décentralisés, à proximité des lieux de consommation, il est difficile de faire un bilan net des consommations énergétiques pour le transport du gaz.
- La baisse de la capacité de stockage : les volumes de gaz contenus dans les conduites de transport constituent un stock d'énergie important qui joue un rôle majeur dans la régulation de l'équilibre offre-demande du gaz car il peut être libéré rapidement par décompression, or l'ajout d'hydrogène réduit directement cette capacité de régulation. (Cependant, avec les diminutions de consommations de gaz liées notamment à l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements, on devrait constater une baisse des besoins de stockage).

### 1.2.3.3. Mesures du PCS

L'étude DVGW met également en évidence les difficultés de mesure du PCS et du volume des différents gaz d'un mélange hydrogène + gaz naturel puisque l'ajout de 1% d'hydrogène dans le mélange provoque une diminution de la valeur calorifique d'environ 0,7%. Ceci impose de disposer d'appareils de mesure approuvés pour l'hydrogène.

### 1.2.3.4. Les limites de débit pendant les périodes de faible consommation

La consommation de gaz en été est environ 6 fois plus faible qu'en hiver : ce phénomène qui est un facteur limitant bien connu pour l'injection de bio-méthane dans les réseaux de distribution – et par conséquent également de méthane de synthèse – l'est encore plus pour l'injection d'hydrogène du fait de la combinaison du taux d'hydrogène à ne pas dépasser et de la réduction de la valeur calorifique du mélange H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>.

Les propositions visant à lisser la demande annuelle (par exemple le déploiement de véhicules au gaz permettrait de lisser partiellement cet écart avec une stabilité de ces nouveaux usages entre hiver et été) pourraient se développer.

## 1.2.4. Méthane de synthèse / hydrogène

Le méthane de synthèse, produit par l'étape supplémentaire de méthanation, présente à la fois des avantages et des inconvénients comparée à l'injection directe d'hydrogène ou d'un mélange méthane + hydrogène.

Les principaux avantages sont :

- pas de limitation en volume d'injection dans le réseau de gaz autre que le débit minimum de soutirage sur les antennes de distribution puisque le méthane de synthèse est miscible avec le gaz naturel et indiscernable de ce dernier une fois injecté.
- le méthane de synthèse est plus facile à opérer que l'hydrogène

Les principaux inconvénients sont :

- la nécessité d'une étape supplémentaire (la brique de méthanation), avec pertes de rendement et les coûts d'investissement, d'exploitation afférents ;
- une contrainte supplémentaire sur la localisation à cause de la nécessité d'une source de CO<sub>2</sub>.

## 1.3. Les sources de CO<sub>2</sub>

Outre le captage dans l'air techniquement possible mais qui présente le défaut d'être une source très diffuse et coûteuse à exploiter<sup>1</sup>, plusieurs secteurs sont producteurs de flux de CO<sub>2</sub> suffisamment concentrés pour être captés dans des conditions intéressantes :

- la méthanisation : le biogaz brut contient entre 40 et 50% de CO<sub>2</sub>
- la gazéification : le gaz de synthèse (syngas) contient environ 20% de CO<sub>2</sub> (dioxyde de carbone) mais aussi une proportion équivalente de CO (monoxyde de carbone) qui peut également être utilisé dans la réaction de méthanation
- beaucoup d'industries émettent du CO<sub>2</sub>, qui est présent dans les fumées de combustion ou bien issu du procédé industriel.

---

<sup>1</sup> cf Partie 2, chapitre 5.1 de la présente étude,

### 1.3.1. Méthanisation

La méthanisation est un secteur qui a commencé à se développer et qui doit prendre une part importante dans les années à venir dans la production énergétique de la France, comme l'indique le tableau ci-dessous tiré des données du scénario de l'ADEME :

Tableau 20 – Potentiel CO<sub>2</sub> issu de méthanisation

	Unité	2030	2050
Biogaz produit par méthanisation	Mtep (PCI)	6	9
	GWh (PCI)	69 720	104 580
	GW	13	19
	Nb d'installations	10 000	15 000
	ktCO <sub>2</sub> dans le biogaz	12 600	18 900
	Débit CO <sub>2</sub> moyen par installation Nm <sup>3</sup> /h	114	
Dont Biométhane injecté sur le réseau	Mtep	3,9	6,8
	GWh	45 300	79 000
	GW	8	14
	Nb d'installations	1 400	11 330
	ktCO <sub>2</sub> dans le biogaz	8 200	14 300

Source : (ADEME, 2012a), traitement Solagro

Les hypothèses prises en compte sont les suivantes :

- composition du biogaz à 50% de CH<sub>4</sub> et 50% de CO<sub>2</sub>
- disponibilité des installations de 90%
- fonctionnement moyen à 70% de la puissance nominale
- un objectif de 550 installations construites chaque année pour une puissance moyenne comprise entre 1 et 2 MW

On notera que, dans le cas de la méthanisation, la synergie entre source de CO<sub>2</sub> et possibilité d'injection est excellente avec la production de biométhane (100% des installations sont raccordées au réseau de gaz) mais médiocre pour la cogénération (seules 10% des installations sont considérées proches du réseau)

### 1.3.2. Gazéification

Le gaz de synthèse (syngas) produit à partir de la gazéification contient de l'H<sub>2</sub>, du CO, du CO<sub>2</sub> et un peu de CH<sub>4</sub>. On peut ainsi méthaner ce gaz pour faire réagir le CO et l'H<sub>2</sub> et ainsi augmenter la teneur en CH<sub>4</sub>.

Comme pour la méthanisation, un développement significatif de la gazéification est attendu dans les prochaines décennies si l'on en croit le scénario ADEME dont les chiffres sont les suivants :

Tableau 21 – Potentiel CO<sub>2</sub> issu de gazéification

	Unité	2030	2050
Gazéification	Mtep (PCI)	- (2 ?)	6,3
	GWh (PCS)	(23 240)	73 200
	GW	(3)	13
	Nb d'installations	(150)	650
	ktCO <sub>2</sub> dans le syngaz	(2 700)	(8 400)

Source : (ADEME, 2012a), traitement Solagro

Hypothèses de calcul prises en compte :

- composition du syngas : 39% d'H<sub>2</sub> + 21% de CO + 20% de CO<sub>2</sub> + 9% de CH + 2% C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> + 8% d'H<sub>2</sub>O
- disponibilité des installations de 90%
- fonctionnement moyen à 70% de la puissance nominale
- puissance moyenne des installations de 20 MW

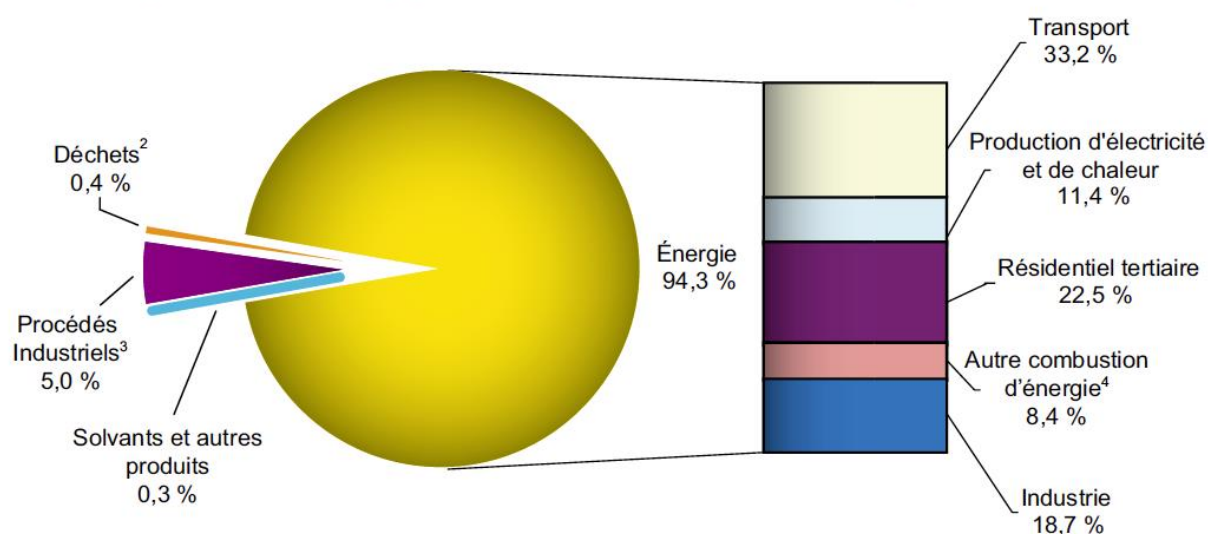
Concernant la synergie entre sources de CO<sub>2</sub> et possibilité d'injection, il est vraisemblable que les problématiques de qualité de l'air vont éloigner ce type d'installations des zones urbaines denses, à l'instar des chaufferies bois : on estime donc que seulement 30% des unités de gazéification seront à proximité du réseau de gaz.

### 1.3.3. Emissions de CO<sub>2</sub> de l'industrie

Les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'activité industrielle, pour l'essentiel celui contenu dans les fumées issues de combustions avec un taux de 3 à 30% en volume, ont l'avantage, d'être concentrées et localisées, contrairement à celles provenant des transports ou de l'habitat, sans parler du CO<sub>2</sub> présent dans l'atmosphère de manière diffuse.

Les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur industriel représentent 23,7% des émissions de CO<sub>2</sub> en France en 2008 (Figure 47).

Figure 47 : Répartition par source des émissions de CO<sub>2</sub> en France en 2008 (DOM inclus) (391 Mt CO<sub>2</sub> hors UTCF<sup>1</sup>)



Source : Agence Européenne pour l'Environnement d'après Citepa, juin 2010)

Les technologies de captage sont actuellement en phase de développement en vue d'équiper des installations d'émissions massives de CO<sub>2</sub> d'origine fossile comme les aciéries, les cimenteries ou les centrales électriques, essentiellement dans la perspective de stocker le CO<sub>2</sub> capté dans des réservoirs géologiques (comme les réservoirs de gaz déplétés, les aquifères salins ou les veines de charbon). Le déploiement de la technologie CSC (captage et stockage du CO<sub>2</sub>) permettrait la réduction de 19% des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2050 d'après les prévisions de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) et pourrait ainsi contribuer à la lutte contre les changements climatiques.

Dans l'attente d'un modèle économique approprié qui reste pour le moins incertain, le captage de CO<sub>2</sub> est encore loin d'être mis en œuvre à une échelle industrielle, notamment pour des raisons de coût, mais aussi de consommation d'énergie.

Dans ce contexte, la valorisation du CO<sub>2</sub> capté pour la production de méthane peut apparaître comme un débouché alternatif intéressant en plus de son utilisation comme matière première dans l'industrie, mais il conviendra au préalable d'en mesurer les conséquences en termes de bilan environnemental global.

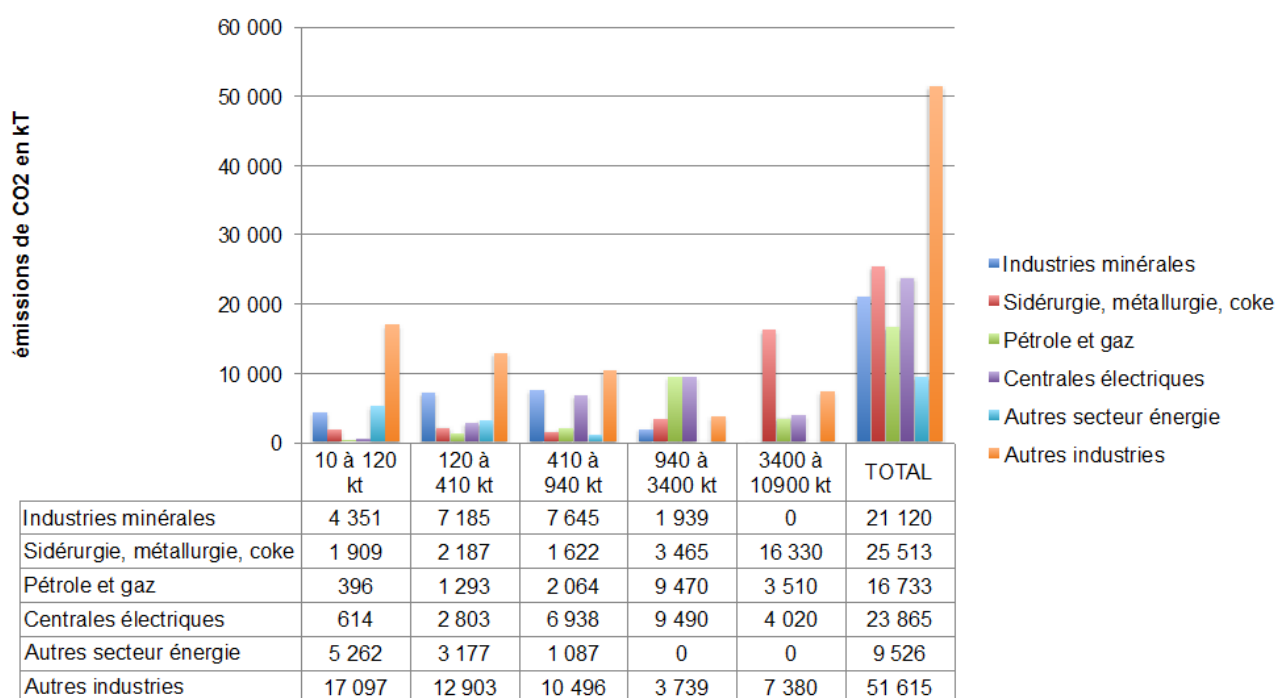
Quoiqu'il en soit, les obstacles restant à dépasser étant encore nombreux, le développement de ces technologies n'est guère envisagé avant 2020 voire 2030. A l'horizon 2050 c'est 33% à 54% des émissions produites par les secteurs concernés qui pourraient être ainsi captés selon (ADEME, 2011).

La base de données IREP (Registre français des émissions polluantes) recense entre autres les émissions de CO<sub>2</sub> produites par établissement. L'analyse de ces données permet d'estimer les productions de CO<sub>2</sub> du secteur industriel à environ 148 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2011, réparties de la façon suivante :

<sup>1</sup> Utilisation des terres, leur changement et la forêt



Figure 48 : Répartition des émissions de CO<sub>2</sub> par secteur et en fonction de la quantité émise - données IREP 2011



On constate que les secteurs les plus émetteurs de CO<sub>2</sub> sont, dans l'ordre :

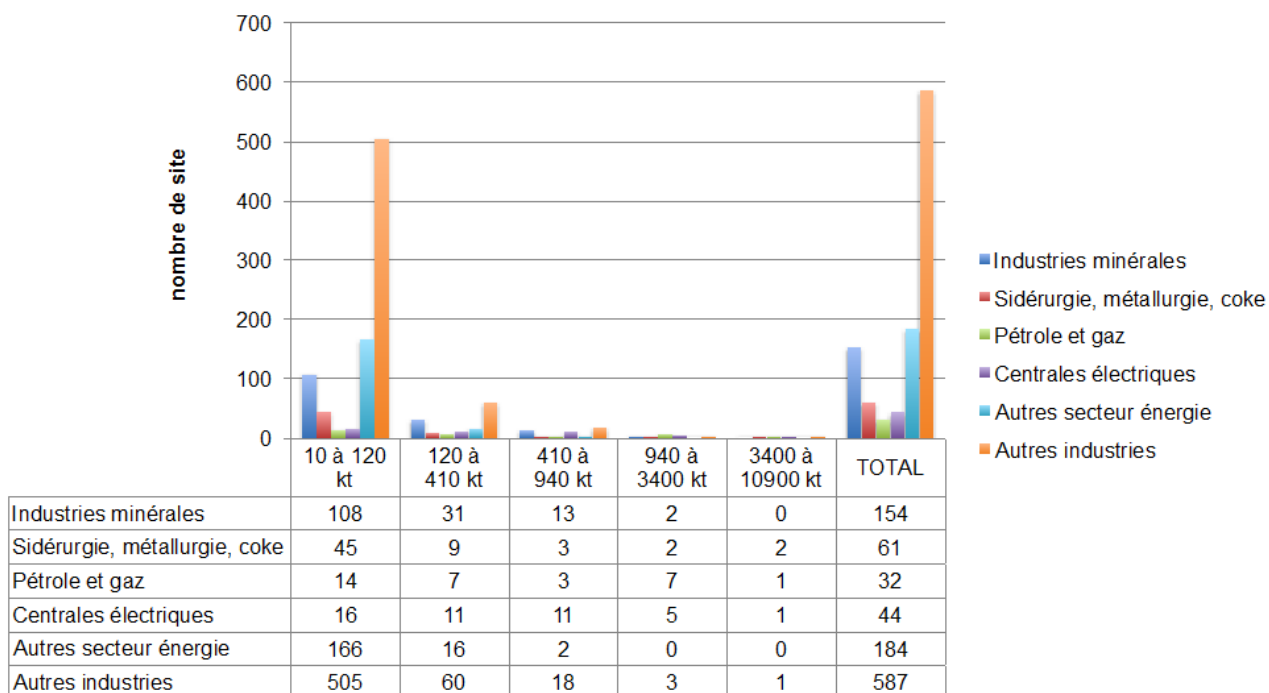
- la production ou la transformation d'énergie (rubriques pétroles et gaz / centrales électriques / autres secteur énergie) : 50 MtCO<sub>2</sub>
- la sidérurgie/métallurgie 25 MtCO<sub>2</sub>
- les industries minérales 21 MtCO<sub>2</sub>.

Si l'on regarde la répartition entre établissements (Figure 49), on observe que la grande majorité des sites de productions (80%) ont des émissions de l'ordre de 10 à 120 kT de CO<sub>2</sub>.

À l'inverse, les installations produisant plus de 1 000 kt de CO<sub>2</sub> sont peu nombreuses :

- Arcelor Mittal à Dunkerque (10,9 MtCO<sub>2</sub>)
- Arcelor Mittal à Fos sur Mer (5,4 MtCO<sub>2</sub>)
- UIOM de Taden (7,4 MtCO<sub>2</sub>)
- Centrale électrique de Cordemais (4 MtCO<sub>2</sub>)
- Raffinerie de Harfleur (3,5 MtCO<sub>2</sub>)

Figure 49 : Répartition du nombre d'établissements en fonction de la quantité de CO<sub>2</sub> par secteurs– Données IREP 2011



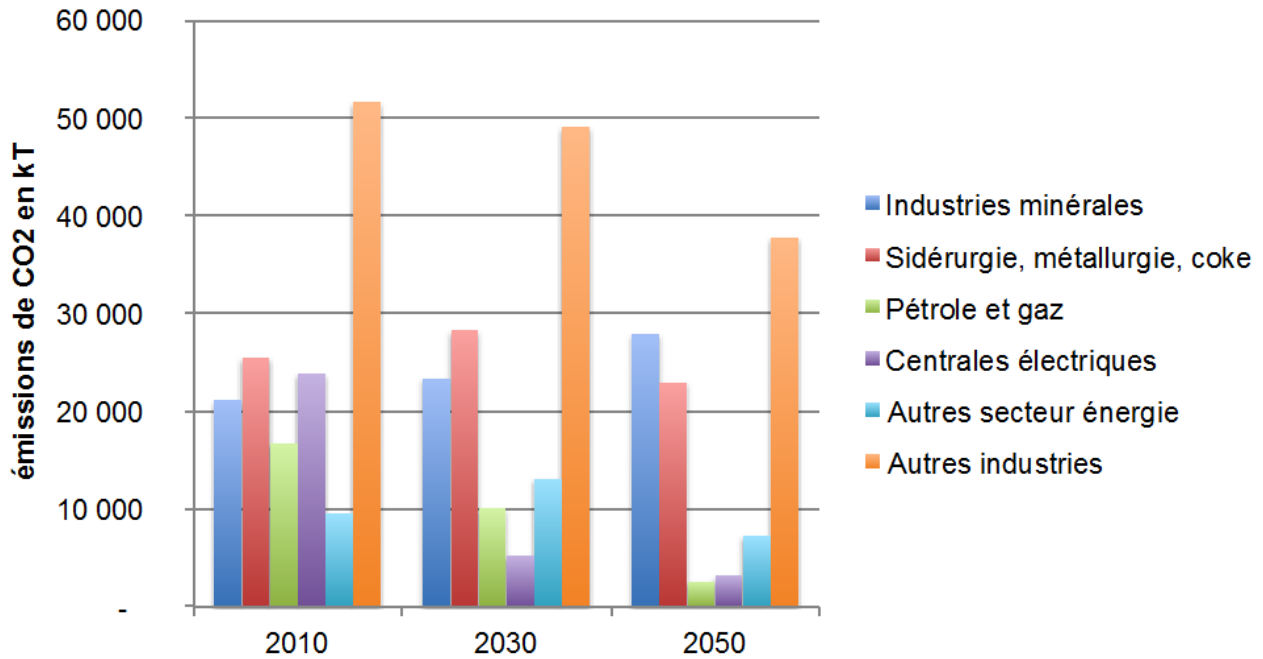
En prenant en compte l'amélioration de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel et l'évolution de la production d'énergie à l'horizon 2050, selon le scénario ADEME, on obtient une production totale de ces secteurs de l'ordre de 55,7 MtCO<sub>2</sub>, soit une baisse de 34% en moyenne.

Tableau 22 – Evolutions des secteurs industriels et énergétiques

	évolution 2010/2030	évolution 2010/2050
Industries minérales	+10,6%	+31,9%
Sidérurgie, métallurgie, coke	+10,9%	-10,0%
Pétrole et gaz	-40%	-84%
Centrales électriques	-78%	-87%
Autres secteurs énergie	+38%	-23%
Autres industries	-5%	-27%

Source : (ADEME, 2012a)

Figure 50 : Evolution des émissions de CO<sub>2</sub> à horizon 2050



Source : (ADEME, 2012a), traitement Solagro

On notera qu'une part importante de ces émissions de CO<sub>2</sub> (6,3 Mt CO<sub>2</sub>) sont imputables aux usines de production d'H<sub>2</sub> ou d'ammoniac par reformage de gaz naturel fossile dont le flux de CO<sub>2</sub> en sortie de procédé est très concentré, mais que cette source de CO<sub>2</sub> ne présente pas d'intérêt pour la méthanation puisqu'il est dans ce cas beaucoup plus pertinent à tous points de vue de substituer directement l'hydrogène produit par électrolyse grâce aux excédents d'électricité renouvelable à celui produit par reformage de gaz naturel (cf partie 2, chapitre 5.3.1)

#### 1.4. Cadre réglementaire et fiscal

Comme toutes les technologies émergentes du secteur de l'énergie, a fortiori si l'énergie considérée passe à un moment où à un autre par des infrastructures publiques de transport et de distribution pour relier les producteurs et les consommateurs, le Power-to-Gas a besoin d'un cadre réglementaire et fiscal qui permette *a minima* aux investissements publics ou privés en R&D et en démonstration de trouver une justification technique et économique sur le moyen terme à défaut d'une rentabilité à court terme.

Aujourd'hui, aucune des principales fonctions mises en œuvre dans le Power-to-Gas comme le stockage d'électricité, la production d'hydrogène à usage énergétique ou celle de méthane de synthèse, ou bien encore le captage et la valorisation de CO<sub>2</sub> ne bénéficient d'un cadre réglementaire ou fiscal spécifique ni même d'une définition légale sur laquelle il serait possible de s'appuyer pour élaborer un tel cadre.

Cet état de fait qui pourrait rapidement devenir un goulet d'étranglement pour le développement de la filière en France ne permet pas pour autant à chacune de ces « briques » d'échapper à des réglementations et des statuts fiscaux peu ou pas adaptés qui peuvent rapidement se transformer en autant de barrières insurmontables.

Ce chapitre se contentera donc de poser les problématiques en termes techniques ou économiques dans le cadre réglementaire actuel pour les différentes composantes du Power-to-Gas, les éventuelles propositions d'évolution étant renvoyées à la partie 4 de la présente étude.

### 1.4.1. Électricité

Au-delà des services que le Power-to-Gas est susceptible de rendre au système électrique et qui pourraient justifier une rémunération, le prix d'acquisition de l'électricité est et restera probablement un élément déterminant de la viabilité économique de la filière.

En considérant que l'électricité utilisée provient exclusivement de surplus de production renouvelable, ce prix se décompose en deux parties :

- le prix d'achat de l'électricité proprement dite, qui peut soit être nul si cette électricité a bénéficié pour sa production d'un tarif d'achat garanti, que ce soit dans le cadre d'une grille tarifaire préétablie ou d'un appel d'offre, soit refléter les coûts effectifs de production auxquels s'ajoute la marge bénéficiaire de l'exploitant ainsi que la rémunération des capitaux investis ;
- le coût de l'acheminement depuis le ou les sites de production jusqu'au poste d'alimentation de l'électrolyseur, ce coût pouvant lui aussi être nul si la production d'électricité et l'électrolyse ont lieu sur le même site dans une logique d'autoproduction ou d'autoconsommation. Si tel n'est pas le cas, la production d'hydrogène par électrolyse étant, en l'absence de dispositions spécifiques, assimilé à une consommation finale d'électricité, elle est soumise à toutes les taxes et contributions de droit commun qui s'appliquent à ce type d'activité, notamment en matière de tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) et de fiscalité.

#### 1.4.1.1. *Le TURPE*

L'objectif unique du TURPE est de compenser les charges engagées par les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité pour l'exploitation, le développement et l'entretien de ces derniers.

Son montant est déterminé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en respectant trois grands principes :

- une tarification de type « timbre poste » (même tarif quelle que soit la distance parcourue par l'énergie électrique)
- la péréquation tarifaire (tarifs identiques sur l'ensemble du territoire)
- la couverture des coûts engagés par les gestionnaires de réseaux, y compris les coûts financiers (emprunts)

Le TURPE intègre trois composantes :

- une composante de gestion : il s'agit d'un terme fixe reflétant les coûts de gestion des contrats de raccordement et de fourniture appliqués à tous les utilisateurs (producteurs, consommateurs et gestionnaires de réseaux avants) en fonction de leur domaine de tension de raccordement (BT, HTA ou HTB) ;
- une composante de comptage, destinée à couvrir les coûts d'investissement et de fonctionnement liés au comptage : elle s'applique à tous les utilisateurs en fonction uniquement des prestations de comptage souhaitées (index ou courbe de mesure, contrôle de puissance, etc.)
- une composante de soutirage destinée à couvrir principalement les charges d'exploitation et de capital liées aux infrastructures de réseau ainsi que le coût d'achat des pertes : elle s'applique à tous les consommateurs quel que soit le domaine de tension (BT, HTA ou HTB) pour un montant d'autant plus réduit que la tension est élevée, ainsi qu'aux seuls producteurs qui injectent en HTB (au-dessus de 50 000 Volts). Elle comprend une part fixe en fonction de la puissance souscrite et une part variable en fonction de l'énergie soutirée et le cas échéant injectée. Les utilisateurs ont le choix entre des options tarifaires plus ou moins nombreuses en fonction de la tension de raccordement.

#### 1.4.1.2. La fiscalité sur la consommation d'électricité

Elle comporte quatre éléments distincts dont la finalité et le mode de calcul sont très variés :

- **La Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) :**

Elle permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières. Le montant de la CTA est égal à 27,04% de la partie fixe du tarif d'acheminement appliqué par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité ; il dépend du tarif d'acheminement choisi par le fournisseur pour son contrat.

- **La Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité (CSPE) :**

Cette contribution sert notamment à financer :

- La péréquation nationale et notamment les surcoûts de production d'électricité dans les îles (Corse, départements d'outre-mer, Mayotte, Saint-Pierre et Miquelon, îles bretonnes),
- les politiques de soutien aux énergies renouvelables
- le tarif social, en faveur des clients démunis
- la moitié du budget du médiateur national de l'énergie <sup>1</sup>

Son montant, calculé en fonction de la consommation, est fixé pour 2014 à 16,5 €/MWh

- **Les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE) :**

Créées par l'article 23 de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 en remplacement des anciennes taxes locales sur l'électricité (TLE), les TCFE sont définies par chaque commune et chaque département. Elles dépendent de la puissance souscrite et d'un coefficient multiplicateur fixé et voté avant le 1er octobre de chaque année par les Conseils municipaux et généraux pour l'année suivante.

Le montant de ces taxes est fixé au profit des communes, ou selon le cas, des établissements publics de coopérations intercommunales et des départements.

Pour 2014, le montant des TCFE est plafonné à 9,5 €/MWh pour les sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA.

- **La TVA :**

Le taux réduit à 5,5% s'applique sur le montant de l'abonnement ainsi que sur la contribution tarifaire d'acheminement, tandis que le taux à 20% s'applique sur le montant des consommations ainsi que sur la contribution aux charges de service public de l'électricité (CSPE) et sur les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE).

#### 1.4.1.3. La question du statut du Power-to-Gas vis-à-vis du système électrique

Les moyens de stockage et a fortiori les installations de Power-to-Gas ne bénéficient pas aujourd'hui d'un statut particulier et sont considérés à la fois comme des moyens de production et des sites de consommation : ainsi une STEP fonctionnant en HTB paie le TURPE deux fois, la première en tant que consommateur sur la partie pompage, la seconde en tant que producteur sur la partie turbinage, et elle acquitte en outre la totalité des contributions assises sur la consommation d'électricité.

---

<sup>1</sup> L'autre moitié étant financée par les consommateurs de gaz naturel

Si les STEP parviennent à trouver malgré ces charges leur équilibre économique, souvent difficilement, c'est surtout grâce à l'écart du prix de l'électricité entre les périodes d'excédents de production durant lesquels elles fonctionnent en pompage à coût réduit et les périodes de déficits qui leur permettent de vendre leur production turbinée à des prix élevés.

La logique du Power-to-Gas n'étant pas *a priori* de revenir sur le marché de l'électricité pour valoriser l'hydrogène ou le méthane produit, ce qui aurait a priori peu de sens aussi bien d'un point de vue technique qu'économique<sup>1</sup> à cause notamment des pertes importantes de la conversion du gaz en électricité, il faudra lui trouver un autre modèle économique qui devra reposer sur d'autres principes de rémunération des services rendus à la collectivité, aux consommateurs finaux – ou aux deux à la fois.

Cette situation pose clairement la question du statut des moyens de stockage et/ou de valorisation des excédents vis-à-vis du réseau et plus largement du système électrique : s'agit-il d'activités « classiques » rentrant directement dans le champ concurrentiel et soumises à ce titre aux mêmes règles que toutes les activités consommant ou produisant de l'électricité sur le réseau ?

Ou bien font-ils partie intégrante du système électrique dont ils assurent et assureront de plus en plus le bon fonctionnement et la sécurité, et doivent-ils à ce titre bénéficier d'un cadre et d'un statut adapté, y compris s'ils sont mis en œuvre et exploités par des entreprises privées ?

Dans cette étude, la modélisation économique ne prend en compte aucune taxe ni TURPE, en considérant d'une part qu'il s'agit ici d'une première estimation des coûts de production du Power-to-Gas, d'autre part que le Power-to-Gas, s'il se développe, il s'intégrera dans un système électrique et même énergétique grandement transformé et reposant fortement sur les énergies renouvelables variables : ces transformations nécessaires s'appuieront sur des règles techniques et économiques différentes au sein desquelles des systèmes de flexibilité parmi lesquelles le Power-to-Gas aura vraisemblablement une place et un statut spécifiques justifiés par le service rendu au système (valorisation de surplus de production ENR, équilibrage du réseau, renforcement de lignes évité...). Réciproquement, la rémunération des services rendus au système n'a pas été prise en compte dans les calculs économiques,

#### **1.4.2. Hydrogène**

Dans le cadre de la Directive européenne n° 2010/75/UE du 24/11/10 relative aux émissions industrielles dite « IED » et de sa transposition en droit français, la production et le stockage d'hydrogène sont très sévèrement réglementés du fait de la dangerosité de ce gaz fortement explosif.

En particulier, ces activités qui se sont développées historiquement au service exclusif d'un usage industriel et non énergétique de l'hydrogène sont soumises « dès le premier gramme » à une procédure d'autorisation d'installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE).

Les difficultés que cette situation pose pour le développement de la filière hydrogène-énergie sont aujourd'hui bien identifiées et font l'objet de nombreuses communications et discussions entre les pouvoirs publics et l'industrie représentée notamment par l'AFHYPAC<sup>2</sup>.

Le rapport publié le 19 décembre 2013 au nom de l'OPECST sous le titre « L'hydrogène : vecteur de la transition énergétique ? » par Laurent Kalinowski, député, et Jean-Marc Pastor, sénateur (OPECST, 2013), permet de faire le point, à travers notamment les comptes-rendus des nombreuses auditions qui ont été réalisées, sur l'avancée des réflexions et des pistes d'évolution possibles.

Un autre élément de réglementation qui sera déterminant à moyen terme pour le choix entre les différentes stratégies de développement du Power-to-Gas concerne les normes d'injection d'hydrogène dans le réseau, notamment la définition de teneur maximale admissible (6% actuellement, mais susceptible d'évolution) et

---

<sup>1</sup> Si le Power-to-Gas se développe significativement, il n'est pas exclu qu'une partie du gaz de synthèse soit reconvertie en électricité en particulier lors des longues périodes de déficit. Ce « retour » à l'électricité pourra se faire par les moyens de conversion traditionnels connectés au réseau comme les turbines à gaz ou les cycles combinés le cas échéant en cogénération, voire, si la technologie devient pertinente dans l'avenir, des piles à combustible avec reformeur.

<sup>2</sup> [www.afhypac.org](http://www.afhypac.org)

les méthodes de calcul associées, qui devront nécessairement tenir compte pour chaque cas particulier de l'inventaire des organes en aval et de leur sensibilité à l'H<sub>2</sub>, ainsi que des éventuelles injections en amont qui pourraient limiter la capacité locale.

Au-delà des questions de risques aux étapes de production de transport, de stockage et d'utilisation et des normes techniques d'injection, l'usage de l'hydrogène comme vecteur énergétique et le cas échéant comme carburant automobile pose *ipso facto* la question de sa fiscalité.

Dans l'état actuel des choses, l'hydrogène-énergie, quels que soient sa provenance, son contenu en carbone et son utilisation (combustible ou carburant), n'est soumis à aucune des taxes concernant les vecteurs énergétiques plus classiques que sont l'électricité, le gaz ou les carburants pétroliers.

Ceci n'est d'ailleurs pas sans soulever quelques interrogations sur le bilan GES de son développement futur, notamment si aucun avantage n'est donné à l'hydrogène d'origine renouvelable sur celui obtenu par reformage de gaz naturel fossile, ainsi qu'à l'hydrogène issu d'électrolyse à partir d'électricité renouvelable sur celui obtenu par reformage de biogaz qui fait l'objet d'expérimentations depuis quelques années, compte tenu du meilleur bilan GES qu'il présente.

En revanche, dans le cas où l'hydrogène est injecté dans le réseau et où il se mélange au gaz naturel, la fiscalité qui lui est appliquée est par défaut celle qui s'applique à ce dernier, y compris l'Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution et de Transport (ATRD et ATRT, l'équivalent gazier du TURPE).

### **1.4.3. CO<sub>2</sub>**

Principal gaz à effet de serre, le CO<sub>2</sub> n'est apparu que récemment dans la réglementation, essentiellement sous l'angle d'instruments visant à la limitation de ses émissions issues de combustibles ou de carburants d'origine fossile, soit sous la forme de normes techniques, typiquement dans l'automobile, soit d'outils de régulation tels que les marchés de quotas (ETS) ou la fiscalité-carbone.

Alors que les premières ont vocation à transformer l'appareil de production en imposant aux équipements consommateurs des exigences techniques croissantes, les seconds visent à établir un signal-prix cohérent avec les objectifs de réduction adoptés et inciter les acteurs économiques à mettre en place des stratégies de substitution ou de solutions techniques permettant soit d'en réduire les émissions à la source, soit d'en réduire la présence dans l'atmosphère en aval de la combustion,

L'introduction d'une « composante carbone » au sein de la TICPE par la loi de finance 2014 marque une nouvelle étape dans la volonté de donner une valeur à ce polluant, en se basant sur le CO<sub>2</sub> de combustion qui en est une des formes les plus courantes en termes d'émissions de GES.

Le CO<sub>2</sub> n'a en tant que tel aucun contenu énergétique et très peu de valeur marchande<sup>1</sup> : c'est pourquoi son coût d'acquisition se résume à son coût d'extraction ou de captage (qui peut être très variable en fonction des sources et des technologies, voir partie 2 de l'étude) et de mise à disposition.

La valeur négative que lui confère en principe la fiscalité à vocation environnementale – et qui est actuellement toute relative compte tenu de l'atonie du marché ETS – devrait également être prise en compte dans la formation de son prix, sous réserve d'un bilan d'émissions de GES positif.

Dans le cas du Power-to-Gas, les émissions directes de CO<sub>2</sub> sont nulles, pour la filière hydrogène comme pour la filière méthane. Dans cette dernière, le CO<sub>2</sub> émis lors de la combustion du méthane correspond à celui « consommé » lors de la synthèse du méthane. Il n'y a donc pas de raison que la fiscalité carbone s'applique négativement sur le gaz de synthèse aujourd'hui.

---

<sup>1</sup> Son utilisation comme matière première dans l'industrie n'en est qu'à ses balbutiements dans le cadre de la « chimie verte » qui pourrait remplacer à terme la pétrochimie. Autre usage, la récupération assistée des hydrocarbures n'est pas actuellement pratiquée en Europe.

Néanmoins plusieurs éléments pourraient modifier cette approche dans l'avenir, mais qui dépendent principalement des stratégies mises en œuvre par le régulateur pour atteindre ses objectifs de réduction d'émissions :

- La prise en compte des émissions indirectes liées au fonctionnement de l'unité Power-to-Gas. Sur ce point, les bilans ACV sont encore lacunaires (voir §2.1.3.1),
- La répartition du contenu carbone entre producteur et utilisateur de CO<sub>2</sub>. Ce qui serait transparent dans le cas de CO<sub>2</sub> d'origine biologique (sauf si prise en compte des bilans ACV), mais impactant pour le CO<sub>2</sub> d'origine fossile. C'est une logique probable dans le cas d'un développement important de la capture et séquestration du carbone. La méthodologie retenue devra éviter les doubles comptes.

#### **1.4.4. Méthane de synthèse**

En l'absence de définition légale et a fortiori de cadre réglementaire spécifique du méthane de synthèse, il convient de se référer d'une part à celui du biométhane en matière d'injection dans le réseau, d'autre part à celui de la consommation de gaz pour ce qui est de la fiscalité, sachant que, suite au vote par le Parlement de l'amendement n° 390 (Rect) à la loi de finance 2011<sup>1</sup>, le biométhane est purement et simplement assimilé au gaz naturel fossile en matière de fiscalité, contrairement au biogaz dont il est pourtant directement issu, selon l'argument que « *une fois injecté, le biométhane ne se distingue plus du gaz naturel* » pour reprendre la formulation de l'exposé des motifs de l'amendement précité.

##### *1.4.4.1. Le cadre réglementaire et tarifaire de l'injection de biométhane*

Un ensemble de 8 textes réglementaires publiés les 22 et 24 novembre 2011 constituent le cadre réglementaire de l'injection de biométhane sur le réseau de gaz naturel.

Les principales règles sont les suivantes :

- Le biométhane est acheté au producteur par un fournisseur de gaz naturel. (un acheteur de dernier recours est désigné pour acheter le biométhane si aucun fournisseur n'est volontaire pour cet achat)
- Seul le biométhane issu de déchets d'origine agricole, de déchets ménagers ou de déchets issus de l'industrie agroalimentaire peut être injecté (le biométhane produit à partir de boues de stations d'épuration devrait bientôt entrer dans le cadre)
- Le producteur bénéficie d'une garantie de vente du biométhane pour une durée de 15 ans, sous réserve de l'adéquation des consommations sur le réseau avec les quantités de biométhane injectées. Le tarif d'achat est fixé par arrêté.
- Des garanties d'origine permettent de tracer le biométhane une fois injecté dans le réseau. Ces garanties d'origine peuvent être valorisées par l'acheteur de biométhane (fournisseur de gaz naturel) au travers d'offres de « gaz vert ».
- Le surcoût d'achat du biométhane est compensé entre les commercialisateurs par le biais d'une contribution acquittée sur l'ensemble des consommations de gaz naturel.

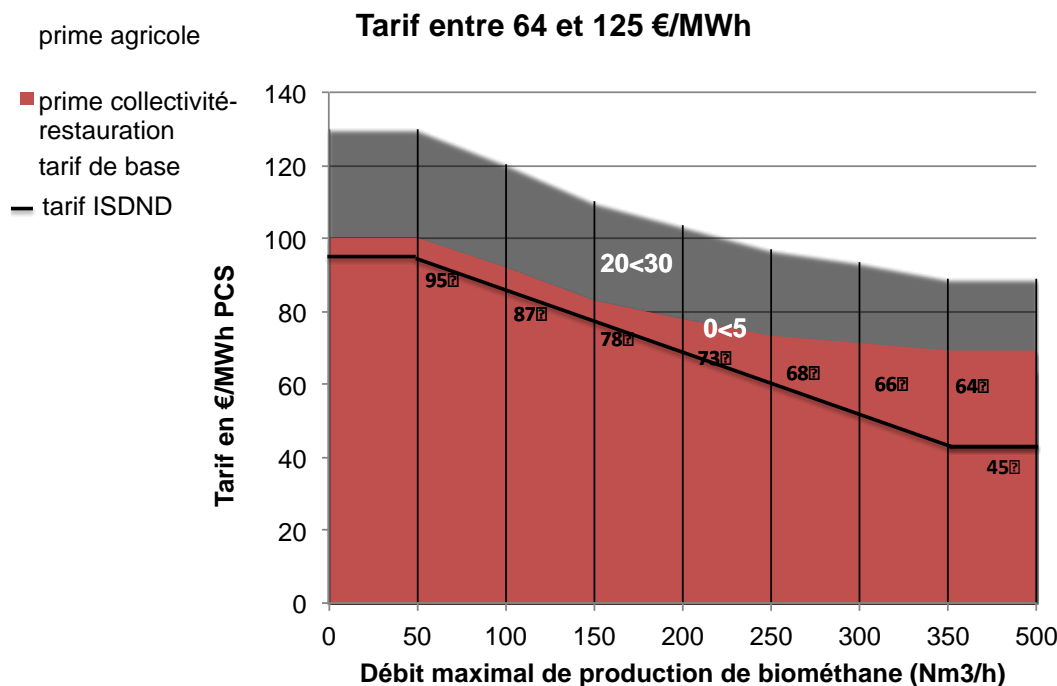
Les tarifs d'achat ont été établis de façon à couvrir les coûts de production, d'épuration et d'injection du biométhane. Ils varient en fonction de la taille de l'installation et du type de déchets méthanisés. Ainsi, pour des Installations de Stockage de Déchets Non Dangereux (ISDND), ils s'échelonnent de 45 à 95 €/MWh<sub>PCS</sub>. Pour les autres installations de méthanisation, le tarif de base varie de 64 à 95 €/MWh<sub>PCS</sub>, auxquels s'ajoutent une prime aux intrants agricoles de 20 à 30 €/MWh<sub>PCS</sub> et une prime aux intrants des collectivités ou de la restauration de 0 à 5 €/MWh<sub>PCS</sub>.

---

<sup>1</sup> Téléchargeable à l'adresse : <http://www.assemblee-nationale.fr/14/pdf/amendements/1592/AN/390.pdf>.



Figure 51 - Tarifs d'achat du biométhane injecté sur le réseau (arrêté tarifaire du 23 novembre 2011)



Source : Solagro d'après arrêté tarifaire du 23/11/2011

L'injection de biométhane sur le réseau, tel que le cadre réglementaire le permet, ne perturbe pas l'équilibre du réseau gazier. En effet, d'une part la production de biométhane est stable dans le temps et prévisible. D'autre part, l'injection du biométhane fait l'objet d'études préalables qui permettent de valider l'adéquation des quantités injectées avec les consommations locales de gaz.

#### 1.4.4.2. La fiscalité appliquée à la consommation de gaz

Comme pour l'électricité, la fiscalité appliquée à la consommation de gaz est divisée en deux catégories :

- une contribution au financement des investissements et du fonctionnement des réseaux publics de transport et de distribution (l'équivalent du TURPE) divisée entre Accès des Tiers au Réseau de Transport (ATRT) et Accès des Tiers au Réseau de Distribution (ATRD) dont le niveau est déterminé par la CRE à travers une grille tarifaire relativement complexe comprenant des parts fixes et des parts variables en fonction d'un certain nombre de termes, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2013 en étant assortie d'une trajectoire tarifaire jusqu'au 31 mars 2017 pour l'ATRT<sup>5</sup> et le 1<sup>er</sup> juillet 2012 pour une durée de quatre ans pour l'ATRD<sup>4</sup>.
- un certain nombre de taxes :

- o **La taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN)**

L'article 266 quinquies du code des Douanes précise que la taxe n'est pas due lorsque le gaz naturel est utilisé autrement que comme combustible, notamment en tant que carburant (GNV)<sup>2</sup>, pour la production d'électricité ou pour la fabrication de produits énergétiques ainsi que comme matière première ou agent de process dans l'industrie.

<sup>1</sup> Voir sur [http://www.cre.fr/reseaux/infrastructures-gazieres/tarifs-d-acces-et-prestations-annexes#section5\\_1](http://www.cre.fr/reseaux/infrastructures-gazieres/tarifs-d-acces-et-prestations-annexes#section5_1)

<sup>2</sup> Le GNV est néanmoins assujéti à la taxe TICPE (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Energétiques) qui était nulle jusqu'à fin mars 2014 mais qui devrait désormais être de 1,49 €/100m<sup>3</sup>, (3,09 et 4,09 respectivement en 2015 et 2016), d'après (<http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-fiscalite-des-produits,11221.html>)

Pour 2014, elle s'élève à 1,19 €/MWh.

- **La contribution tarifaire d'acheminement (CTA)**

Destinée à couvrir le coût des droits acquis par les agents des industries électriques et gazières, son taux est fixé par arrêté ministériel et exprimé en pourcentage du tarif d'acheminement du gaz:

- taux applicable au 01/05/2013 pour les prestations de transport de gaz naturel : 4,71 %
- taux applicable au 01/05/2013 pour les prestations de distribution de gaz naturel : 20,80 %

En 2009 elle s'élevait en moyenne à 0,54€/MWh.

- **La contribution au tarif spécial de solidarité gaz (CTSSG)**

Destinée à financer les tarifs spéciaux pour les ménages à faible revenu, elle a été fixée par l'arrêté du 10 décembre 2013 à 0,2 €/MWh pour 2014.

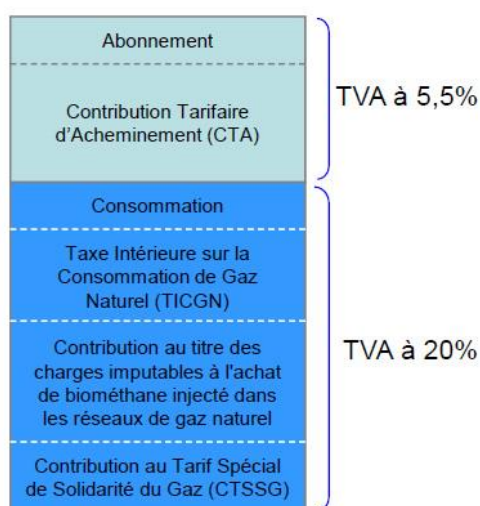
- **La contribution au titre des charges imputables à l'achat de biométhane dans les réseaux de gaz naturel**

Destinée à compenser les surcoûts liés à l'obligation d'achat du biométhane injecté dans le réseau, elle a été fixée à 0,0072 €/MWh pour l'année 2014 par arrêté du 5 décembre 2013

- **La TVA**

La TVA s'applique au taux de 5,5% sur l'abonnement et la CTA et au taux de 20% sur la consommation, la TICGN, la CTSSG et la contribution biométhane.

Figure 52 : décomposition du prix de gaz naturel



Source : Commission de Régulation de l'Energie

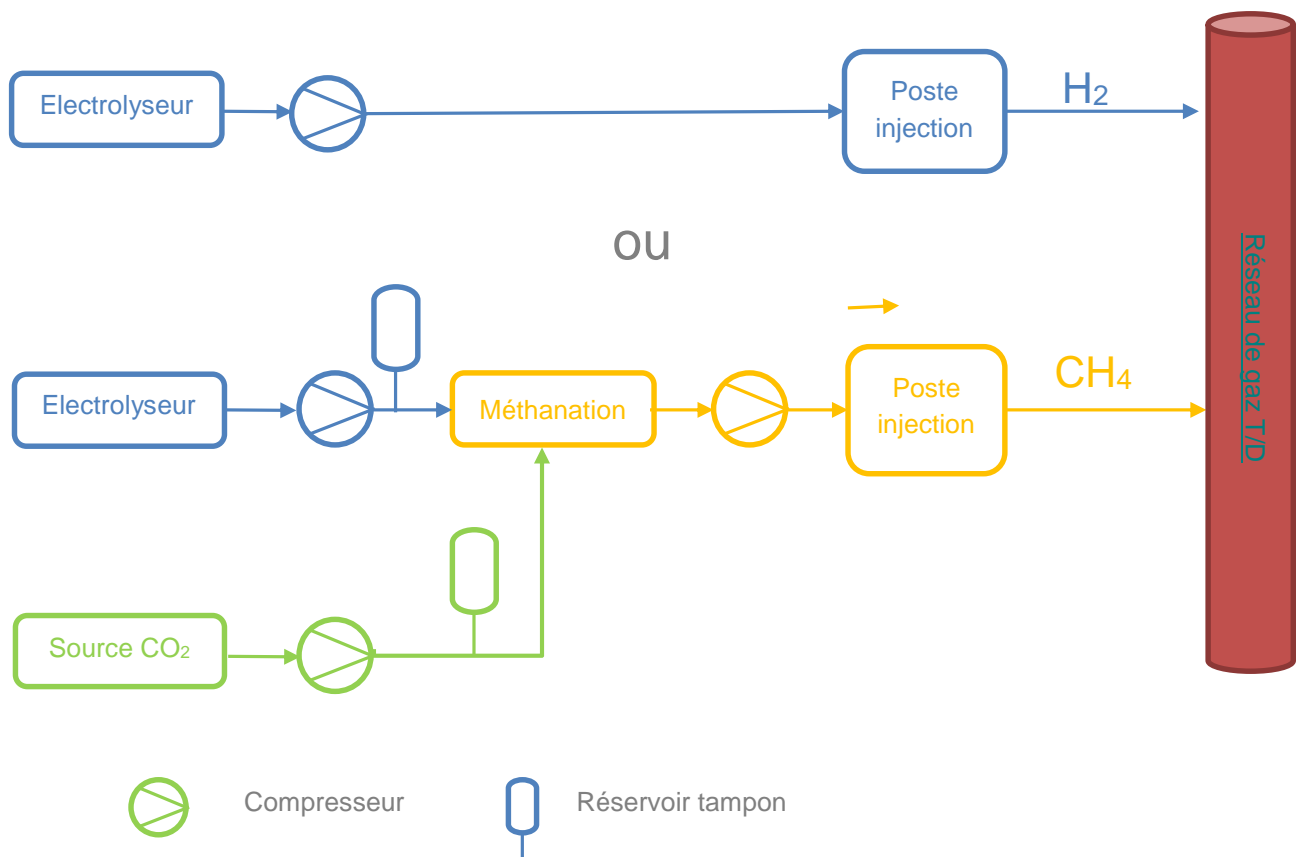
## 2. Etude de cas

### 2.1. Méthodologie de modélisation

#### 2.1.1. Schéma de principe

Plusieurs variantes de Power-to-Gas ont été étudiées afin de déterminer et comparer leurs performances énergétiques, environnementales et économiques. Chaque cas se base sur l'une des deux configurations suivantes ; la voie hydrogène ( $H_2$ ) et la voie méthane ( $CH_4$ ) :

Figure 53 - Schéma type des installations modélisées



Source : E&E Consultant

Remarque : les réservoirs-tampon et les compresseurs ne sont pas utilisés dans tous les cas : les premiers en fonction des temps des différentes étapes, les seconds en fonction des niveaux de pression des électrolyseurs et du réseau.

#### 2.1.2. Bilan matière, énergie et coûts

Pour chaque cas le bilan matière et le bilan énergie sont réalisés à partir d'hypothèses de performances des équipements telles que détaillées dans l'Annexe 1Annexe 4.

Pour le bilan économique, le coût de production est calculé en prenant en compte :

- les coûts d'investissement (CAPEX) des différents équipements auxquels sont ajoutés 30% de coûts d'ingénierie et de maîtrise d'œuvre (SGC, 2013), amortis sur une durée de vie prévisionnelle de 20 ans (pour les électrolyseurs une rénovation des stacks est intégrée si nécessaire)
- les coûts de fonctionnement (OPEX) des différents équipements
- le prix d'achat de l'électricité, hors taxes et hors TURPE, (voir § 1.4)
- le prix d'achat de l'eau
- le prix d'achat éventuel du CO<sub>2</sub>
- les revenus éventuels de valorisation de co-produits (chaleur et O<sub>2</sub>)

### **2.1.3. Bilan environnemental**

#### *2.1.3.1. Bilan GES*

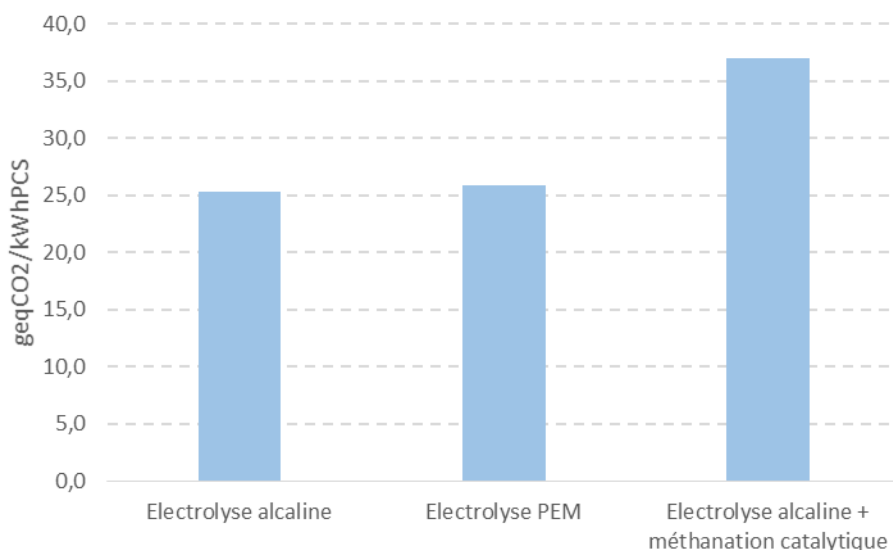
La production d'hydrogène est considérée en première approche comme neutre en carbone en émissions directes (donc hors ACV) puisque l'électricité utilisée pour l'électrolyse est d'origine renouvelable. Pour la méthanation, le CO<sub>2</sub> utilisé est du CO<sub>2</sub> « fatal » ou « déchet », qu'il soit issu de combustion d'énergie fossile, de procédés industriels ou de décomposition de matière organique (par méthanisation et gazéification), la méthanation n'a pas d'impact sur ce CO<sub>2</sub> puisque la même quantité sera « relâchée » lors de la combustion du méthane de synthèse. On considère donc également que le bilan CO<sub>2</sub> est neutre en émissions directes.

Cette première approche reste limitée : seule une analyse de cycle de vie permettrait de prendre en compte le contenu en GES des divers équipements et infrastructures nécessaires à la production du méthane de synthèse, ainsi qu'une comparaison avec les scénarios alternatifs (effet de substitution sur les usages) :

- moyens de production d'électricité renouvelable
- infrastructure du réseau électrique
- électrolyseur
- réacteur de méthanation
- infrastructure de distribution de gaz
- ...

Le sujet a été encore peu étudié, en tout cas pas suffisamment pour permettre de différencier de manière évidente les cas étudiés : dans ces conditions, la prise en compte de ces éléments serait extrêmement complexe, et dépasserait le cadre de cette étude. Néanmoins, la Figure 54 fournit des estimations de contenu en eqCO<sub>2</sub>/kWh de l'H<sub>2</sub> et du CH<sub>4</sub> qui sont présentées à titre indicatif puisque les données concernant la filière hydrogène et la filière méthane proviennent de deux études différentes dont il n'est pas possible de vérifier la compatibilité des périmètres et des méthodes de comptage des GES.

Figure 54 – Estimations des contenus GES de l'H<sub>2</sub> et du CH<sub>4</sub>



	Source et détails
Electrolyse alcaline	Estimation faite à partir de l'étude (ADEME, 2013) mais en apportant des modifications : - l'électricité consommée est d'origine éolienne - le rendement est de 70% PCS
Electrolyse PEM	
Electrolyse alcaline + méthanation catalytique	Estimation faite à partir des données de (AUDI, 2013), le type d'énergie renouvelable utilisé n'est pas précisé, ni le rendement de l'électrolyseur

### 2.1.3.2. Consommation d'eau

Seule est prise en considération l'eau qui est consommée ou produite sur le site Power-to-Gas proprement dit. Le bilan net dépend d'abord des deux réactions faisant intervenir l'eau dans des sens opposés :

- L'électrolyse : pour chaque molécule d'hydrogène produite, une molécule d'eau est consommée ;
- La méthanation : pour chaque molécule de méthane produite, une molécule d'eau est produite

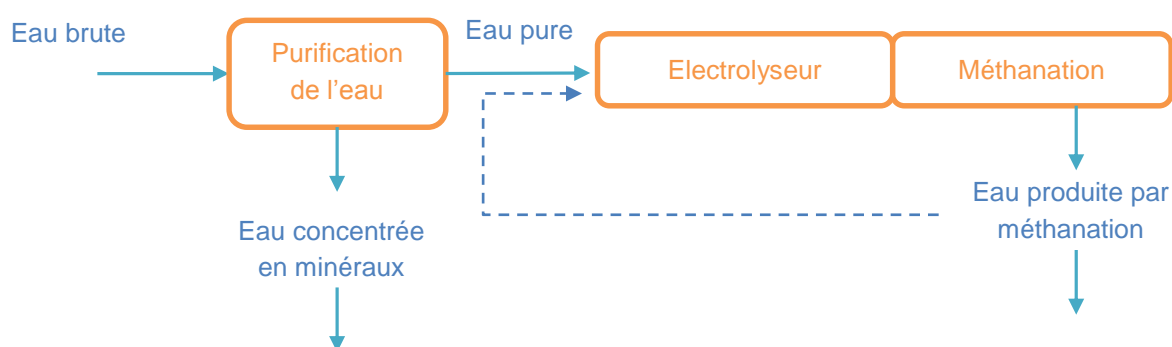
D'autres éléments pèsent sur la consommation totale.

Ainsi, l'eau consommée dans l'électrolyseur doit être très pure, elle subit donc un traitement de déminéralisation qui nécessite typiquement deux litres d'eau du réseau pour produire un litre d'eau d'électrolyse, le reste, chargé en minéraux, étant rejeté.

La méthanation en revanche produit de l'eau qui peut être recyclée dans l'électrolyseur, ce qui permet en principe de réduire la consommation d'eau du réseau, mais cette pratique n'a pas cours actuellement car elle génère un coût de traitement qui n'est pas rentable en comparaison du prix de l'eau du réseau.

La Figure 55 résume le cycle de l'eau pour le Power-to-Gas. Du point de vue environnemental, on s'intéresse au bilan d'eau prélevée dans le milieu naturel : eau prélevée (eau brute) – eau rejetée (eau concentrée en minéraux + eau de méthanation).

Figure 55 – Cycle de l'eau Power-to-Gas



Aucune consommation d'eau de refroidissement n'est prise en compte pour l'électrolyseur et le réacteur de méthanation qui sont considérés en voie sèche. Par contre le système de capture du carbone (absorption MEA) nécessite un refroidissement par voie humide et donc une consommation d'eau qui doit être prise en compte.

## 2.2. Paramètres économiques

### 2.2.1. Valorisation du gaz de synthèse

Afin de pouvoir apprécier le niveau de coût de production estimé dans les études de cas, plusieurs modes de valorisation et leur prix sont mis en perspectives.

#### 2.2.1.1. Substitution au gaz naturel

Il s'agit du cas de référence puisque le gaz naturel est le produit dominant transporté dans les réseaux de gaz. Son prix moyen sur le marché spot a été 26 €/MWh PCS en 2012 (CRE).

L'indexation appliquée à ce prix constaté est basée sur l'évolution du prix du gaz importé telle qu'estimée dans le scénario « 450 » de (IEA and OECD, 2011), il s'agit du scénario le plus ambitieux en termes de réduction de GES, mais aussi celui ayant la plus faible augmentation de prix: en effet, les efforts importants en terme d'efficacité et de développement des énergies renouvelables maintiennent la demande en énergie fossile faible. A noter néanmoins qu'il est précisé dans le rapport qu'un mécanisme de régulation est mis en place pour maintenir les prix au consommateur final aussi élevés que dans le scénario avec les prix les plus élevés (« Current Policies ») afin d'éviter tout effet rebond lié à un prix faible. L'AIE donne également une projection de prix du CO<sub>2</sub>. Les données retenues pour cette étude sont résumées dans le tableau 13

Tableau 23 – Prix de gros du gaz naturel et prix du CO<sub>2</sub>

		Actuel	2020	2030	2050
Prix de gros du gaz naturel	€/MWhPCS	26	34	34	33
Prix du CO <sub>2</sub>	€/t	0	34	71	90

Source : CRE et (IEA and OECD, 2011), scénario « 450 »

En parallèle l'hypothèse retenue d'un maintien du prix moyen du marché de gros de l'électricité sur toute la période jusqu'en 2050 (voir §1.1.3) peut se justifier également par la mise en œuvre de mécanismes de

régulation (par exemple signal prix sous forme de taxe sur les usages de l'électricité) permettant d'éviter des reports massifs de consommation du gaz vers l'électricité.

#### 2.2.1.2. Tarif d'injection

Le tarif d'injection du biométhane est pris comme référence jusqu'en 2020, il se situe entre 45 €/MWh<sub>PCS</sub> et 125 €/MWh<sub>PCS</sub>.

#### 2.2.1.3. Valorisation hors réseau

La valorisation de l'hydrogène « hors réseau » n'entre pas dans le cadre de cette étude qui se concentre sur le Power-to-Gas, interconnectant le réseau électrique et le réseau de gaz. Néanmoins, il est important de signaler ici, à titre de comparaison, que d'autres valorisations peuvent s'envisager :

- Hydrogène industriel ; il est actuellement utilisé comme matière de base pour la production d'ammoniac et de méthanol, et pour le raffinage des produits pétroliers, carburants et biocarburants. Un marché au détail existe par ailleurs pour des consommations plus faibles dans diverses applications industrielles (IAA, verrerie, électronique, etc.). Les prix livrés peuvent atteindre voire dépasser les 10 €/kg H<sub>2</sub> (soit 254 €/MWh<sub>PCS</sub>).
- Hydrogène mobilité ; c'est un marché non encore développé<sup>1</sup>, mais plusieurs pays commencent à planifier le déploiement de stations-service afin de faire émerger le véhicule à pile à combustible. Des premières estimations indiquent un prix à la pompe pouvant s'établir entre 8 et 13 €/kgH<sub>2</sub>, soit 200 à 330 €/MWh<sub>PCS</sub>.

##### 2.2.1.3.1. L'industrie

Pour l'industrie, l'hydrogène est actuellement principalement produit par craquage de méthane issu du gaz naturel<sup>2</sup>. Quelques sites utilisent des électrolyseurs, mais il s'agit en général de sites isolés, fortement éloignés de tout site de production centralisé : les coûts de production d'hydrogène par vaporéformage sont aujourd'hui bien inférieurs aux coûts de production par électrolyse (sauf très rares cas où de l'électricité très peu chère est disponible, comme de la grande hydroélectricité par exemple). Ce marché présente l'intérêt d'être déjà présent, et l'utilisation de l'électrolyse à base d'électricité renouvelable permettrait de décarboner l'hydrogène. Néanmoins, se baser uniquement sur les périodes d'excédents rendrait la production fortement fluctuante et donc mal adaptée au procédé industriel aval. Le recours à des réservoirs de stockage, moyennant une dégradation des bilans énergétiques et économiques (compression, réservoirs) pourrait sans doute permettre une certaine flexibilité, mais pas celle rendue possible par une valorisation sur le réseau de gaz.

##### 2.2.1.3.2. La mobilité

#### **Bilan énergétique et GES**

Pour la mobilité, il s'agit d'un nouvel usage. L'étude européenne CONCAWE (JRC et al., 2014) montre que le bilan énergétique du « puits à la roue » est bien meilleur par la voie « véhicule hydrogène », que par la voie « véhicule à moteur thermique au méthane de synthèse ». La consommation au km est en effet 3 fois plus faible (Figure 56), en raison principalement de la meilleure efficacité « réservoir à la roue » du véhicule à pile à combustible (couplée à un moteur électrique) qui permet de parcourir 100 km avec 50 MJ<sub>(PCI)</sub> (estimation de (JRC et al., 2014) pour 2020) de carburant, contre 150 MJ<sub>(PCI)</sub> pour une voiture à moteur thermique et méthane de synthèse. Cependant, il est important de préciser que cette comparaison ne prend pas en compte l'énergie grise des équipements (voiture, infrastructure de production et distribution du carburant...), qui pourrait modifier sensiblement le ratio (voir le cas sur les GES au paragraphe suivant), la

<sup>1</sup> Hyundai vient de sortir, fin 2013, le premier véhicule à pile à combustible en présérie (1000 exemplaires).

<sup>2</sup> Des hydrocarbures liquides et du charbon peuvent aussi être utilisés.

totalité des équipements de distribution de l'hydrogène (stations-service, réseau...) étant notamment à construire. Il est également important de préciser que les estimations de l'étude européenne (JRC et al., 2014) semblent particulièrement optimistes si l'on en réfère à la revue bibliographique réalisée dans l'étude (ADEME, 2013) estimant les consommations moyennes plus de 2 fois supérieures, proches de 1kg d'hydrogène pour 100km, soit 120 MJ<sub>(PCI)</sub>.

Toujours dans la même étude, le bilan en gaz à effet de serre est estimé autour 7-8 g<sub>eqCO2</sub>/km (Figure 57) dans les deux cas<sup>1</sup>. Mais, encore une fois, ces calculs du « puits à la roue » ne prennent pas en compte toutes les émissions du cycle de vie, en particulier celles du véhicule (fabrication, entretien, fin de vie) et des équipements de la chaîne de production et distribution des carburants. Pour le véhicule, (MIT, 2008) estime qu'en 2035 une voiture à pile à combustible aurait un bilan GES, lié à sa fabrication et son entretien, 50% plus élevé qu'un véhicule thermique (31 g<sub>eqCO2</sub>/km au lieu de 21 g<sub>eqCO2</sub>/km). Audi, dans une autre étude ACV, estime actuellement le bilan GES de la voiture au GNV à 33 g<sub>eqCO2</sub>/km et celui de l'équipement nécessaire au procédé de fabrication (électrolyse, réacteur de méthanation...) à 20 g<sub>eqCO2</sub>/km. Ainsi le bilan global GES ACV au kilomètre parcouru est bien plus élevé en prenant en compte tout le cycle de vie, y compris celui des équipements. Il n'a pas été trouvé d'étude comparant sur un même périmètre ACV complet ces 2 types de mobilité, que ce soit pour les GES ou pour l'énergie.

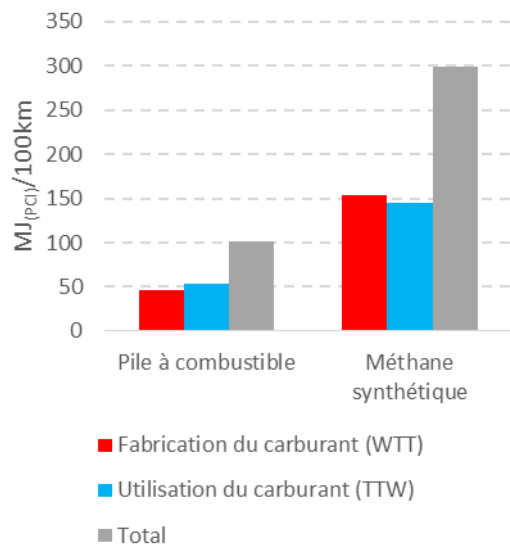
D'autre part, l'avantage probable du véhicule hydrogène en terme d'efficacité énergétique de la chaîne « puits à la roue » doit être mis en regard de l'impact sur la production électrique. Dans le cas du Power-to-Gas, il s'agit uniquement d'électricité renouvelable excédentaire, difficilement valorisable par d'autres systèmes de flexibilité. En effet, les périodes d'excédents dépassant 12h consécutives, qui pourraient représenter en 2050 de 65 à 85% des excédents globaux annuels, sont tout à fait compatibles avec les capacités des réseaux gaziers, et donc de la valorisation en Power-to-Gas. Dans le cas de distribution directe d'hydrogène en station-service, dont les stockages sur site prévus sont typiquement d'une journée (ADEME, 2013),(SHELL, 2013)), cette partie des excédents ne pourrait pas être valorisée. En d'autres termes, le déficit apparent d'efficacité énergétique de la voie « motorisation méthane de synthèse » peut être compensé, au moins pour partie, par le fait qu'elle valorise de l'énergie qui serait difficilement valorisable autrement. Ces éléments sont à investiguer plus en détail et montrent encore une fois l'importance d'une approche systémique sur les questions énergétiques.

---

<sup>1</sup> Dans les deux cas, de l'électricité renouvelable (éolienne) est pris en compte pour la fabrication du combustible

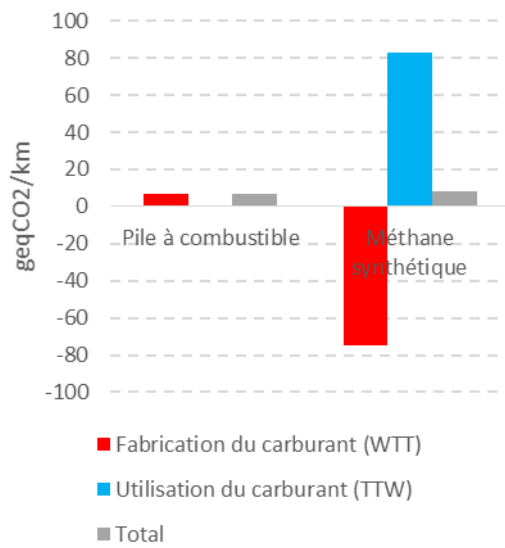


Figure 56 – Consommation d'énergie du puits à la roue entre véhicule hydrogène et véhicule méthane de synthèse (estimation 2020, production des carburants à partir d'électricité renouvelable)



Source : (JRC et al., 2014)

Figure 57 – Emissions GES du puits à la roue entre véhicule hydrogène et véhicule méthane de synthèse (estimation 2020, production des carburants à partir d'électricité renouvelable)



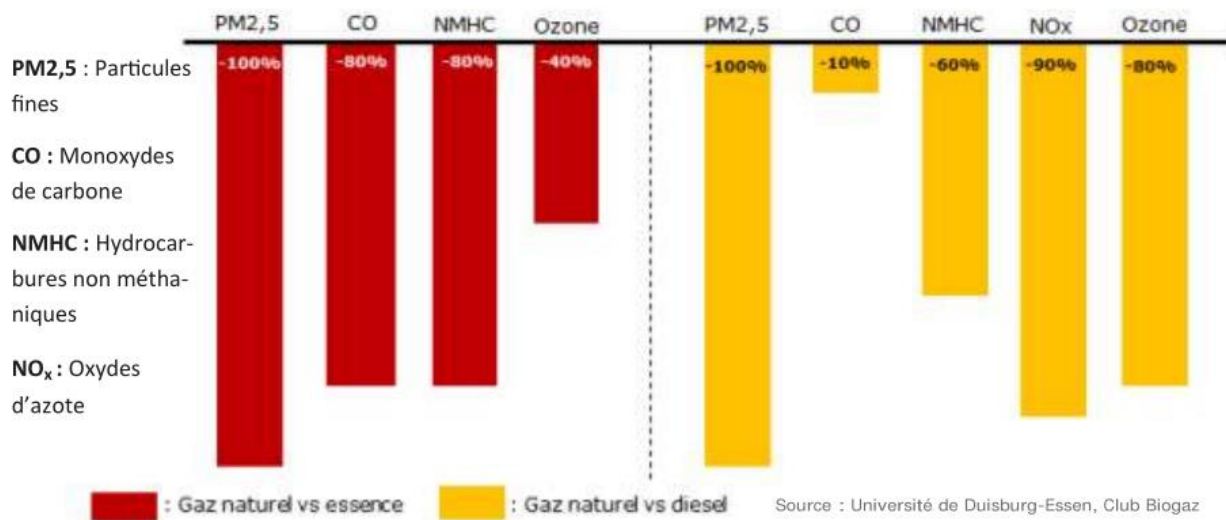
Source : (JRC et al., 2014)

### Bilan environnemental local

Le véhicule à pile à combustible hydrogène permet de supprimer toutes les émissions nocives directes, puisque seule de la vapeur d'eau se dégage de l'échappement de la pile à combustible. Il est d'autre part très silencieux car basé sur une motorisation électrique.

Le véhicule au méthane, quand à lui, réduit très fortement les émissions locales (notamment les particules fines) et le bruit, en comparaison aux motorisations et carburants actuels, mais n'en n'est pas complètement exempt (Figure 58).

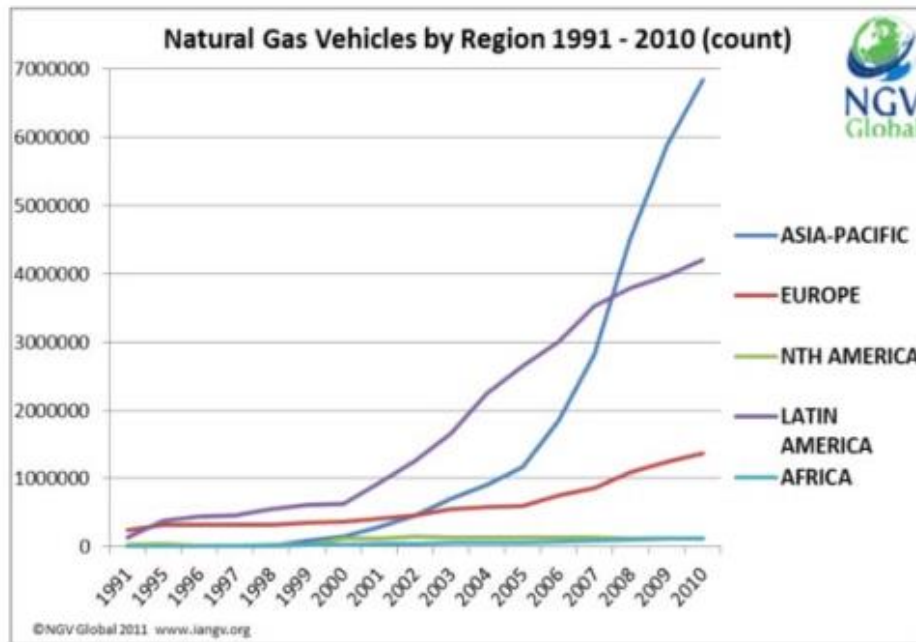
Figure 58 – Réductions des pollutions primaires et secondaires ayant un impact sur la santé publique, par l'utilisation du GNV



### Déploiement de la solution de mobilité

Le véhicule hydrogène est une nouvelle technologie, non mature, qui présente de nombreuses incertitudes (coût, durée de vie des piles à combustible...) ce qui n'est pas le cas du véhicule gaz (méthane), dont les premiers moteurs datent de près de 150 ans, et qui se développe actuellement fortement avec aujourd'hui plus de 15 millions de véhicules en service dans le monde (Figure 59).

Figure 59 - Répartition par continent des véhicules GNV



Source : (AFGNV, 2011)

En termes d'infrastructures, dans les deux cas, un réseau de stations-service est à développer. Le méthane semble néanmoins posséder plusieurs atouts facilitant son développement :

- Une infrastructure gazière de transport, stockage et distribution déjà fortement développée sur le territoire national permettant facilement de connecter les lieux de production et de distribution
- Une valorisation possible d'autres carburants (biométhane, gaz naturel) via la même infrastructure

Enfin, deux autres éléments limitants ou verrous sont aussi à prendre en compte, pour le déploiement à grande échelle du vecteur hydrogène :

- Les risques liés à la manipulation de l'hydrogène impliquent des précautions et le développement de réglementations spécifiques, surtout dans ce cadre de déploiement pour un usage « grand public »
- Ce saut technologique doit être accompagné d'un vaste programme de formation.

## 2.2.2. Valorisation des co-produits

### 2.2.2.1. Valorisation de la chaleur

Deux sortes de chaleur sont différenciées :

- la chaleur haute température (HT), pouvant aller à 200-300°C pour la chaleur récupérée sur le réacteur de méthanation catalytique
- la chaleur basse température (BT) à 50-70°C pour la chaleur récupérée sur l'électrolyseur principalement.

Différents cas d'études de la littérature montrent des valorisations entre 25 €/MWh et 31 €/MWh. Aucune étude ne différencie les prix de la chaleur BT et de la chaleur HT, même si souvent, seule l'énergie HT est valorisée. Dans les deux cas, comme il s'agit de chaleur « intermittente », elle sera produite lors du fonctionnement de l'unité de Power-to-Gas, c'est-à-dire durant les pics de production d'électricité renouvelable, il paraît cohérent de se comparer uniquement à un coût marginal, proche de celui du combustible. Ce coût marginal peut être estimé à 45 €/MWh pour du gaz et 28 €/MWh pour du bois (voir calcul dans le Tableau 24. On retient l'estimation basse de 30 €/MWh, sachant qu'il faudra probablement réaliser quelques travaux pour l'intégration de ce flux de chaleur dans l'installation existante.

Tableau 24 – Prix marginal de production de chaleur selon différents modes de production

Système de production de chaleur	Prix combustible	Prix marginal de la chaleur
Chaudière 95% de rendement PCS (Gaz)	43 €/MWh (Base Pegase, tarif B2S, 2012)	45 €/MWh
Cogénération 85% rendement PCI (Bois)	24 €/MWh (ADEME, 2012b)	28 €/MWh

Source : E&E consultant

### 2.2.2.2. Oxygène

L'électrolyseur co-produit de l'oxygène, à raison d'environ 8 kg d'oxygène par kg d'hydrogène produit.

Les divers acteurs rencontrés considèrent cette valorisation difficile, même si quelques applications peuvent être considérées. La valorisation par circuits de distribution classique est difficile car, actuellement, l'oxygène se transporte principalement sous forme liquéfiée par camion. La production traditionnelle d'oxygène se fait par unité de séparation de l'air par voie cryogénique, l'oxygène est produit directement sous forme liquide, prêt au transport. Ajouter une étape de liquéfaction de l'oxygène produit localement pas électrolyse renchérit fortement la solution. La valorisation est donc considérée comme possible uniquement localement, par connexion directe.

(Saxe and Alvfors, 2007) estime le prix moyen de l'oxygène en Suède à 0,076 €/ Nm<sup>3</sup>O<sub>2</sub>. On peut aussi considérer qu'un gros consommateur d'oxygène possédant sa propre installation de production d'oxygène serait prêt à effacer sa production pour la production d'un électrolyseur si le prix était inférieur au coût marginal de production. Les unités de séparation de l'air consomment environ 0,5 kWh/Nm<sup>3</sup>O<sub>2</sub> (Kato et al., 2005) d'électricité, on peut estimer le coût marginal de production de l'oxygène à 0,035€/ Nm<sup>3</sup>O<sub>2</sub><sup>71</sup>.

On retient cette valeur de valorisation de l'oxygène : 0,035€/ Nm<sup>3</sup>O<sub>2</sub> (soit 0,0245 €/kgO<sub>2</sub>, ce qui se traduit par une valorisation économique de 0,20 € par kg d'H<sub>2</sub> produit)

## 2.3. Paramètres déterminants et cas étudiés

Les cas d'étude ont vocation à tester les différents éléments pouvant impacter les performances énergétiques et environnementales du Power-to-Gas, ainsi que son modèle économique, afin de pouvoir déterminer les filières susceptibles de répondre de la manière la plus pertinente aux besoins de valorisation des excédents d'électricité renouvelable variable.

### 2.3.1. Type d'électrolyseur

Les technologies d'électrolyseur ont des performances et des coûts différents (voir partie 2). La technologie alcaline, actuellement la plus mature, est retenue comme technologie de référence, mais des variantes permettent de la comparer à la technologie PEM et à la technologie SOEC (pour cette dernière uniquement dans le cas de la méthanation catalytique, afin de bénéficier d'une source de chaleur HT). La technologie SOEC est modélisée seulement après 2030 car il est peu probable qu'elle soit disponible avant cette date.

<sup>71</sup> Prix de l'électricité considéré à 0,07 €/kWh pour un industriel tarif vert en 2012, SOES, Base de données Pégase

### 2.3.2. Type de méthanation

Les différentes technologies de méthanation, par voie catalytique ou voie biologique n'ont pas les mêmes contraintes (la voie biologique reste limitée aux petites et moyennes unités<sup>72</sup>), les mêmes performances, ni les mêmes coûts (cf. partie 2). La voie catalytique, actuellement la plus mature, est retenue comme technologie de référence, mais une variante par voie biologique est testée.

### 2.3.3. Durée de fonctionnement et prix de l'électricité

Le prix de l'électricité est défini au § 1.1.3, en fonction du nombre d'heures de fonctionnement et de l'année de projection. En outre la sensibilité de la durée de fonctionnement sur le coût de production est testée et les résultats présentés au § 2.4.3.2.3.

Pour la comparaison des coûts de production entre les filières et leurs différentes variantes, les points de fonctionnement représentatifs sont présentés dans le Tableau 25. Les durées de fonctionnement sont représentatives des moyennes estimées au § 1.1.2, et le prix de l'électricité est issu du prix moyen minimum correspondant tel que défini au § 1.1.3.

Tableau 25 – Durée de fonctionnement et prix de l'électricité

		2020	2030	2050 ref	2050 haut
Durée de fonctionnement (h)	h	3000	2000	3000	3000
Prix de l'électricité, estimé	€/MWh	25	27	24	24
<b>Prix de l'électricité, retenu</b>	€/MWh	<b>25</b>	<b>25</b>	<b>25</b>	<b>25</b>

NB : Etant donné les faibles écarts des prix estimés, on retiendra un prix moyen de 0,025 €/kWh, ce qui rend en outre plus simple la comparaison entre les différents cas.

Le nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance est de 3000 heures à tous les horizons de temps, sauf pour 2030 où il est de 2000 heures : ce dernier chiffre, ainsi que celui retenu pour 2050, correspond à un résultat de la modélisation en termes d'excédents, tandis que les 3000 heures en 2020 correspondent à un régime transitoire de fonctionnement qui est basé sur le mécanisme d'ajustement comme expliqué plus haut.

Source : E&E Consultant

### 2.3.4. Source de CO<sub>2</sub>

Dans le cas de la méthanation se pose la question de la source de CO<sub>2</sub>.

#### 2.3.4.1. CO<sub>2</sub> industriel

Compte-tenu de la priorité qui sera logiquement donnée pour des raisons de coût au captage de CO<sub>2</sub> dans les grandes installations industrielles, les besoins des unités de méthanation dans le cadre du Power-to-Gas resteront négligeables en regard des quantités produites comme le montre le Tableau 26. Même si l'on imagine des unités de méthanation en aval d'un électrolyseur de 100 MW de puissance électrique, elles ne seraient capables de valoriser que quelques pourcents du débit de CO<sub>2</sub> produit.

Dans ces conditions, on peut considérer deux cas de figure :

- le système captage est déjà présent pour une autre forme de valorisation, et que le procédé de méthanation ne fait que prélever épisodiquement et à coût marginal un faible pourcentage du flux de CO<sub>2</sub> capté
- un système captage partiel en post combustion est installé spécifiquement : on rejoint alors le cas des équipements sur chaufferies ou sur chaudières de petites industries évoqué ci-dessous.

<sup>72</sup> Electrochaea estime pouvoir développer des installations de 4-8MWe à moyen terme et 10-20 MWe à plus long terme.

Tableau 26 – Exemples typiques de sources CO<sub>2</sub> et puissance électrique d'électrolyse qui peut y être associée pour la méthanation

Source type	tCO <sub>2</sub> /h	MW électrolyseur équivalent
Centrale charbon 600 MW, rendement 35%PCI	585	6311
Centrale CCGT Gaz 400MW , rendement PCI 57%	142	1528
Petite Chaudière procédé ou Chaufferie biomasse 5MW, rendement PCI 90%	2	22
Méthaniseur, équivalent cogénérateur 0,7 MWe (rend élec 35% PCI)	0,37	4,0
Cimenterie 2000 t/j clinker	73	792
Haut fourneau 2Mtacier/an	440	4750

Source : E&E Consultant

Pour les chaufferies et les chaudières des petites industries, il devient possible de dimensionner l'unité de méthanation sur le débit de CO<sub>2</sub>. Dans ce cas le coût du CO<sub>2</sub> capté va être plus élevé que pour l'industrie lourde principalement par absence d'effet d'échelle, mais aussi du fait que l'intermittence du process de méthanation entraîne une désoptimisation du captage du CO<sub>2</sub> dont les coûts fixes sont largement prépondérants (cette dernière contrainte pourrait être levée par la présence d'un autre procédé consommateur de CO<sub>2</sub> fonctionnant en alternance).

On peut toutefois envisager plusieurs solutions permettant d'améliorer le bilan technico économique :

- le recours au procédé d'oxycombustion pour le captage présente *a priori* une synergie intéressante en valorisant l'oxygène produit par l'électrolyseur, mais le gain réel risque d'être réduit par le fait que l'installation devra être équipée d'une unité de séparation de l'air (ASU)<sup>73</sup> pour fournir de l'oxygène lors des périodes d'arrêt de l'électrolyseur.
- la valorisation de la chaleur HT voire BT dans le procédé de capture (MEA par exemple)
- la mise en place d'un stockage-tampon de CO<sub>2</sub> avec les coûts afférents

Dans tous les cas associer en série un co-générateur avec une unité d'électrolyse + méthanation ne semble pas très pertinent pour l'optimisation globale du système puisque la production de CO<sub>2</sub> nécessite le maintien d'un talon de production d'électricité ex-biomasse relativement coûteuse alors que l'on se trouve par définition en période d'excédent d'électricité renouvelable variable. Ce cas n'est donc pas étudié.

Au final, on retient deux cas d'étude pour le CO<sub>2</sub> d'origine industrielle :

- utilisation de CO<sub>2</sub> issu d'une unité de captage existante : dans ce cas la méthanation se présente comme une solution partielle et intermittente de valorisation du CO<sub>2</sub>
- installation d'un système de captage spécifique sur une chaudière industrielle ou une chaufferie de réseau de chaleur sans co-génération<sup>74</sup> : le système de captage est dimensionné pour répondre aux besoins de l'unité de méthanation. .

#### 2.3.4.2. CO<sub>2</sub> issu de biogaz ou de syngas (ex-gazéification)

Pour le CO<sub>2</sub> issu de méthanisation ou de gazéification, deux cas de figure présentent un intérêt particulier pour leur synergie avec le Power-to-gas :

<sup>73</sup> Air Separation Unit

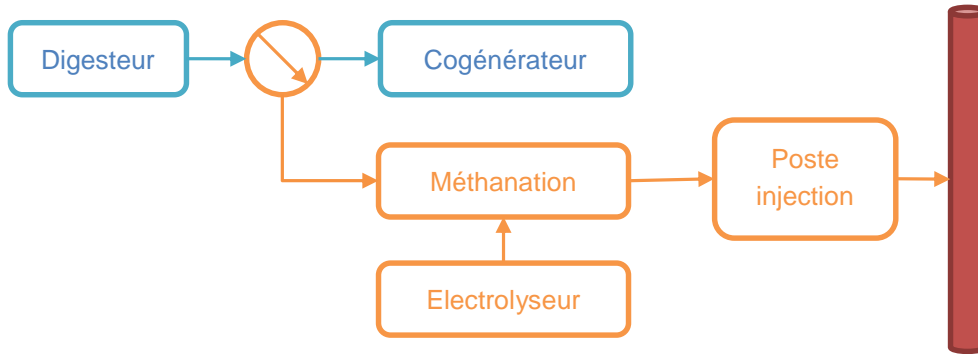
<sup>74</sup> Ce dernier cas étant probablement moins pertinent, car bon nombre de chaudières de réseau de chaleur sont à l'arrêt ou au ralenti en été du fait des baisses de consommation de chaleur.

- Dans les usines de traitement des eaux usées, d'une part on utilise souvent l'oxygène (direct ou via l'air) pour le procédé de traitement, et d'autre part, les boues finales sont de plus en plus souvent méthanisées : la méthanation trouve donc une synergie avec une valorisation sur site de l'oxygène produit par l'électrolyseur.
- Dans le cas d'un méthaniseur (ou gazéificateur) couplée à un cogénérateur, l'ajout d'un équipement de méthanation en parallèle peut trouver une synergie intéressante dans la régulation des réseaux énergétiques :
  - o Lors des excès de production électrique, le biogaz (ou syngas) est orienté vers la méthanation, ainsi l'excès de production électrique est atténué par l'arrêt de la cogénération, et le reste valorisé en méthane de synthèse. Les besoins de chaleur du réseau connecté sont alors pourvus par les excès de chaleur du méthaneur (catalytique).
  - o Lors des déficits de production électrique, le biogaz (ou syngas) alimente la cogénération, et participe ainsi au soutien du réseau électrique.

Les différentes configurations possibles sont résumées dans le tableau suivant :

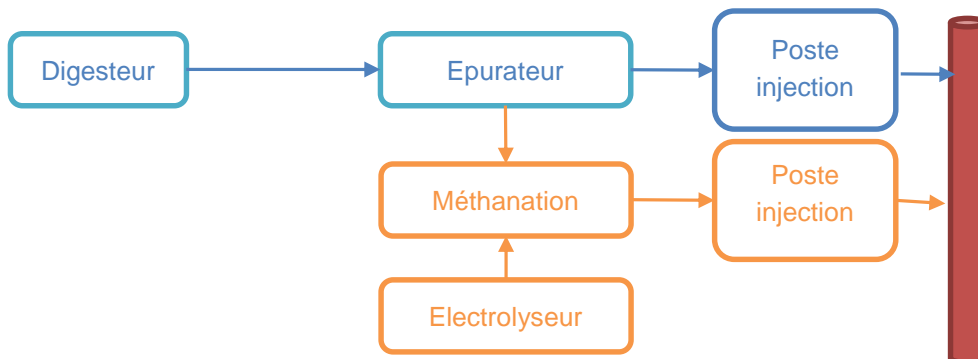
### Cas A – digesteur avec valorisation du biogaz en cogénération

Le réacteur de méthanation est installé en parallèle d'un cogénérateur. Il est alimenté directement en biogaz brut (mélange CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub>) : celui-ci est dirigé vers le réacteur de méthanation en période d'excédent d'électricité renouvelable qui entraîne le démarrage de l'électrolyseur.



### Cas B1 - digesteur avec épurateur en série et valorisation du biométhane en injection dans le réseau

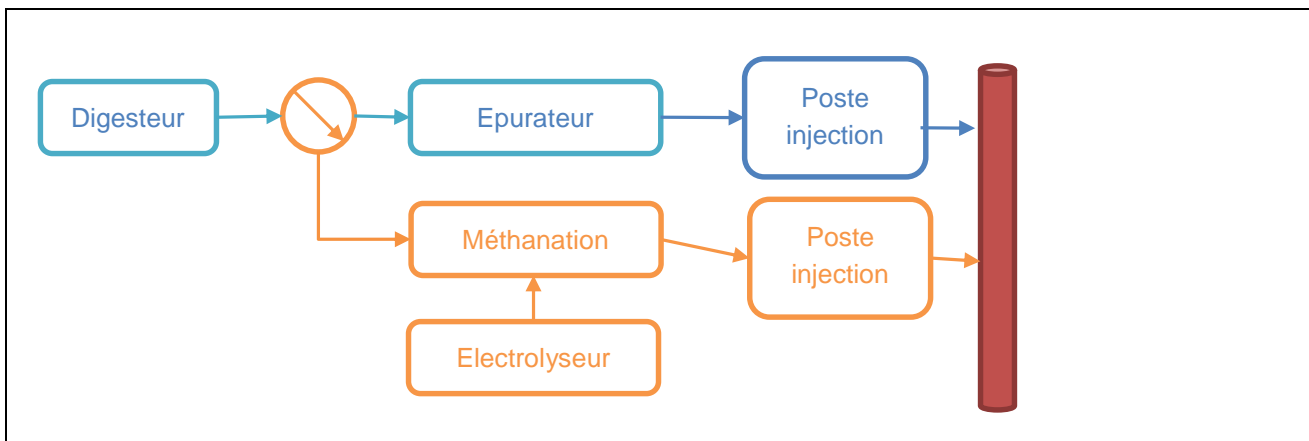
Le réacteur de méthanation récupère le flux de CO<sub>2</sub> qui est rejeté de l'épurateur de biogaz brut. Le méthane produit par méthanation est ensuite injecté dans le réseau via un poste d'injection qui peut être mutualisé si la méthanation est prévue dès la conception de l'unité de méthanisation). Si la méthanation se fait par voie catalytique, la chaleur HT° peut être valorisée dans le système d'épuration (technologie amide par exemple)



### Cas B2 - digesteur avec épurateur en parallèle et valorisation du biométhane en injection

Le réacteur de méthanation est en parallèle de l'épurateur. Le biogaz brut est dirigé vers le réacteur de méthanation lors des excès d'électricité renouvelable (démarrage de l'électrolyseur). Comparé au cas B1, il n'y a pas d'avantages. Ce cas d'étude n'est pas retenu.



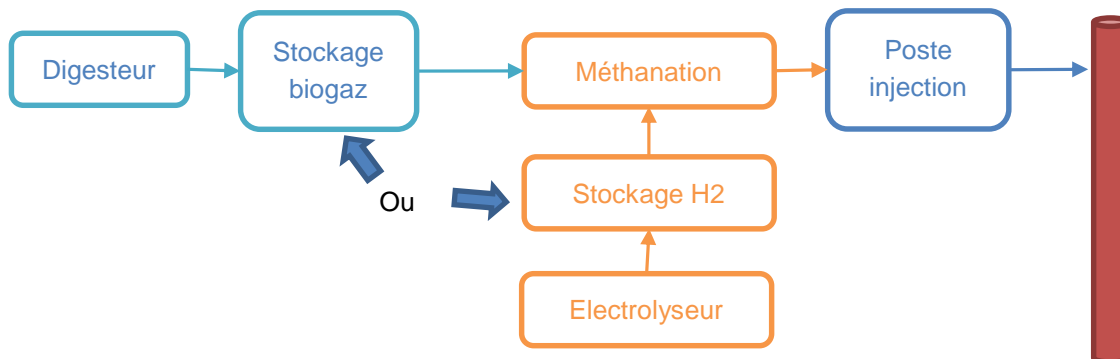


### **Cas B3 - digesteur avec stockage tampon et valorisation du biométhane en injection dans le réseau**

Le réacteur de méthanation prend la place de l'épurateur et permet donc d'économiser l'investissement que représente ce dernier. Cette solution pose toutefois le problème du fonctionnement intermittent de l'électrolyseur en fonction des excédents d'électricité, alors que le procédé de méthanisation se fait en continu. Cette contrainte impose d'une part d'ajouter un stockage tampon d'hydrogène ou de biogaz de grande capacité, d'autre part de sur-dimensionner l'électrolyseur par rapport au débit de CO<sub>2</sub> du digesteur. L'ajout d'un réservoir de stockage de grosse capacité présente deux principaux défauts :

- son coût dégrade sensiblement le bilan économique de l'installation complète
- il fait perdre une partie de l'avantage principal de l'injection dans le réseau qui est l'exploitation des capacités de stockage de ce dernier.

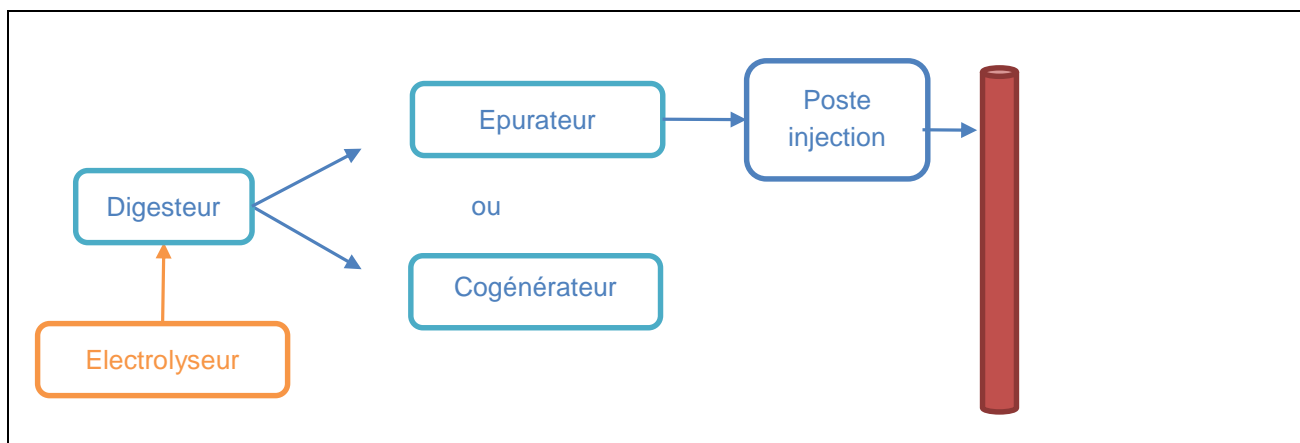
Cette solution n'est pas retenue dans les cas d'étude.



### **Cas C - digesteur avec injection directe d'hydrogène**

Dans ce cas, l'hydrogène produit par électrolyse est directement introduit dans le digesteur où il alimente la poursuite de la réaction de méthanisation. Cette configuration est particulièrement intéressante, et les premières expériences menées notamment au Danemark semblent montrer que les nécessaires modifications du digesteur ont un coût réduit, mais le taux de conversion du CO<sub>2</sub> présent dans le digesteur ne dépasse pas pour l'instant 30 à 50% (Reuter, 2013).

Etant donné d'une part que la démonstration de fonctionnement avec un bon taux de conversion n'a pas encore été faite, d'autre part que les données technico-économiques disponibles sur la voie biologique en général sont peu nombreuses, il n'a pas été jugé nécessaire de retenir ce cas en tant que tel, du moins il n'est pas différencié du cas A dont il constitue une variante (voie biologique et non catalytique).



### 2.3.4.3. Synthèse

Le tableau suivant résume les configurations retenues pour les cas d'étude :

Tableau 27 – Résumé des sources de CO<sub>2</sub> retenues pour l'étude de cas

Source de CO <sub>2</sub>	Description
CO <sub>2</sub> industriel	- captage mis en œuvre pour un autre usage (soutirage) - utilisation intermittente du CO <sub>2</sub> (en fonction des besoins) - débouchés possibles pour la chaleur coproduite dans le procédé de capture ou dans le process industriel.
Captage de CO <sub>2</sub> spécifique	- chaudière industrielle de faible puissance ou chaufferie biomasse industrielle ou sur réseau de chaleur (puissance < 2,5 MWth)
Biogaz brut (ou syngas)	- réacteur de méthanation en parallèle d'un cogénérateur - nécessité d'un poste d'injection du méthane - chaleur HT et BT° valorisable dans le réseau de chaleur.
Epuration de biogaz	- récupération du flux de CO <sub>2</sub> en sortie d'épurateur.

Un prix d'achat du CO<sub>2</sub> est pris en compte dans tous les cas sauf le deuxième (captage de CO<sub>2</sub> spécifique). Ce prix d'achat se justifie par :

- pour le premier cas (CO<sub>2</sub> industriel) qu'il est nécessaire de compenser le manque à gagner du fournisseur qui aurait pu valoriser sa production sur le marché
- pour le troisième cas (biogaz brut) qu'il est nécessaire de compenser le manque à gagner dû à la réduction de la production d'électricité et de chaleur auquel le cogénérateur était initialement destiné
- pour le quatrième cas (épurateur), qu'il s'agit d'un flux aujourd'hui « fatal », mais que dans le cadre d'une économie du carbone, la vente de CO<sub>2</sub> permettrait de faire baisser les coûts de production du biométhane.
- Pour le deuxième cas, le prix est déduit des coûts additionnels (CAPEX + OPEX) répartis sur la durée de vie des équipements

Les prix retenus se basent sur des prix moyens de captage, sans la partie compression ou liquéfaction pour le transport. Ils sont estimés à partir de (Lecomte et al., 2009) en considérant un apprentissage : 40 €/tCO<sub>2</sub> en 2020 puis 35 €/tCO<sub>2</sub> en 2030 et 30 €/tCO<sub>2</sub> en 2050.

### **2.3.5. Caractéristiques locales du réseau de gaz**

Le niveau de pression et les capacités d'injection du réseau local peuvent avoir un impact important sur les projets de Power-to-Gas.

- le niveau de pression du réseau conditionne le dimensionnement et donc le coût des équipements d'injection à la fois en investissement (compresseurs plus puissants, et/ou dimensionnement des équipements pour résister à une pression plus élevée) et en fonctionnement (consommation supplémentaire d'électricité)
- les conditions locales du réseau, notamment le débit disponible, peuvent limiter les possibilités d'injection, pour l'hydrogène en fonction de la proportion admissible, pour le méthane en fonction des consommations en aval notamment en été, sauf pour les réseaux connectés à des réservoirs de stockage (voir §1.2)

Pour les cas d'étude, 2 niveaux de pression seront testés : 5 bars(a) pour le réseau de distribution et 50 bars(a) pour le réseau de transport.

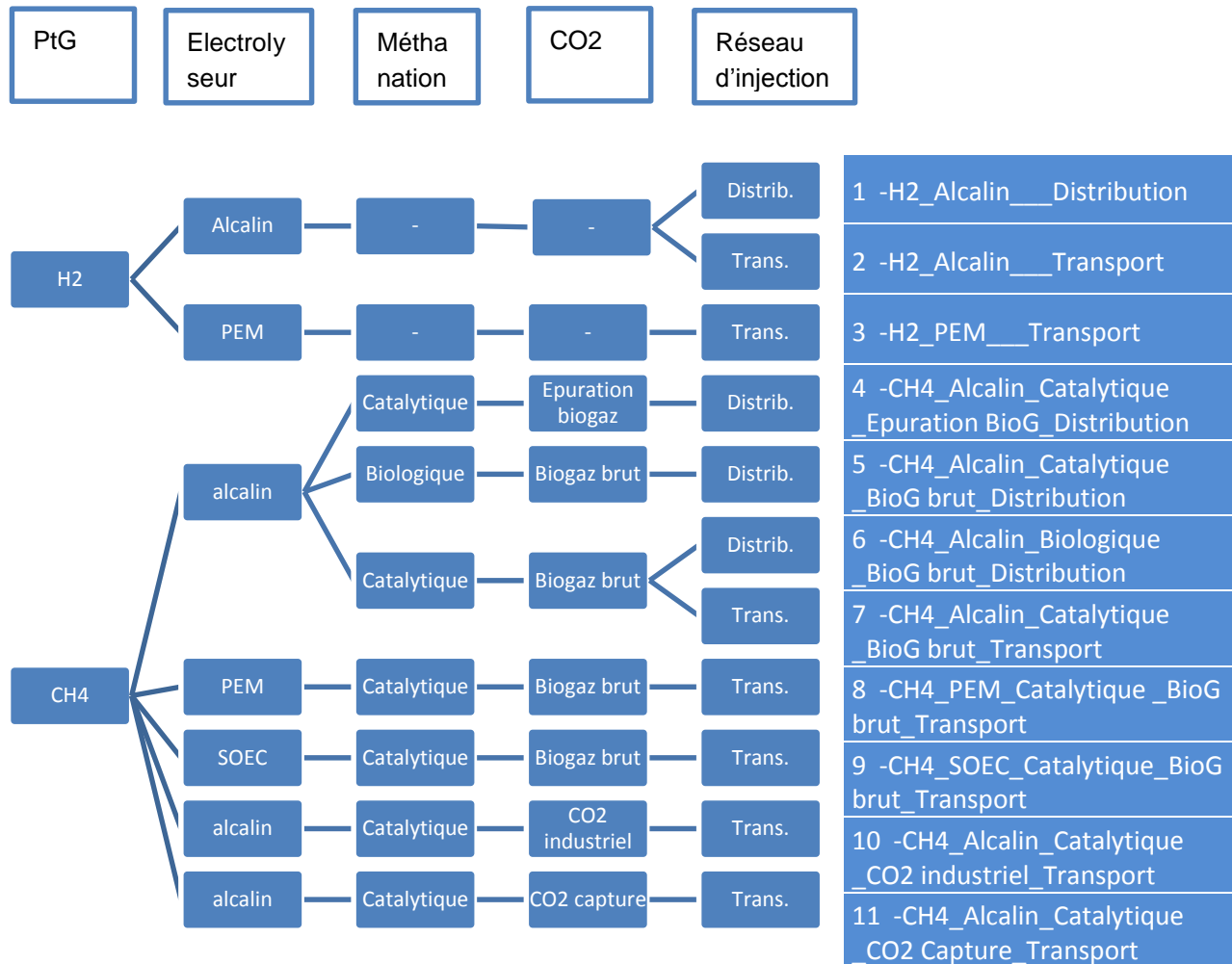
Les contraintes liées aux limitations d'injection sont discutées au paragraphe 3.1.2 et sont prises en compte dans le scénario de développement.

### **2.3.6. Les cas d'étude retenus**

Les cas retenus ne couvrent pas toutes les configurations combinant différentes options pour chaque brique technologique qui peuvent apparaître pertinentes, mais ils permettent de comparer les principales options déterminantes du Power-to-Gas et ainsi de positionner les différentes filières les unes par rapport aux autres.

Le Figure 60 ci-dessous décrit les 11 cas d'études qui ont été pris en compte.

Figure 60 – Description des cas d'études



Les puissances des électrolyseurs sont de 2 MWe pour les installations raccordées sur réseau de distribution et 10 MWe sur réseau de transport. Ces différences illustrent la capacité du réseau de transport à intégrer de plus grandes capacités d'injection que les réseaux de distribution dont les capacités sont restreintes par les consommations locales. Ces puissances correspondent aux débits de CO<sub>2</sub> générés par des installations-types de production de biogaz avec des débits respectivement de 200 Nm<sup>3</sup>/h et 1000 Nm<sup>3</sup>/h. À noter qu'une puissance d'électrolyseur de 10MWe correspond aussi au débit de CO<sub>2</sub> issu d'une petite chaudière industrielle ou de chaufferie de 2,5 MW<sup>75</sup> de chaleur.

### 2.3.7. Autre cas d'étude non retenu

Un fonctionnement en base, avec une certaine part de modulation (baisse de charge) afin d'assurer l'équilibre instantané du système électrique (Sunfire and Olshausen, 2013) pourrait s'avérer pertinent dans la perspective d'un développement massif de la production d'électricité renouvelable variable qui deviendrait excédentaire par rapport à la demande la majeure partie du temps, mais cette hypothèse n'a pas été retenue dans le cadre de cette étude.

<sup>75</sup> Voir même plus si la puissance de fonctionnement fluctue saisonnièrement, le dimensionnement du Power-to-Gas devra se faire sur la puissance minimum qui est garantie quasiment toute l'année afin de ne pas limiter son fonctionnement par manque de CO<sub>2</sub>.

## 2.4. Résultats

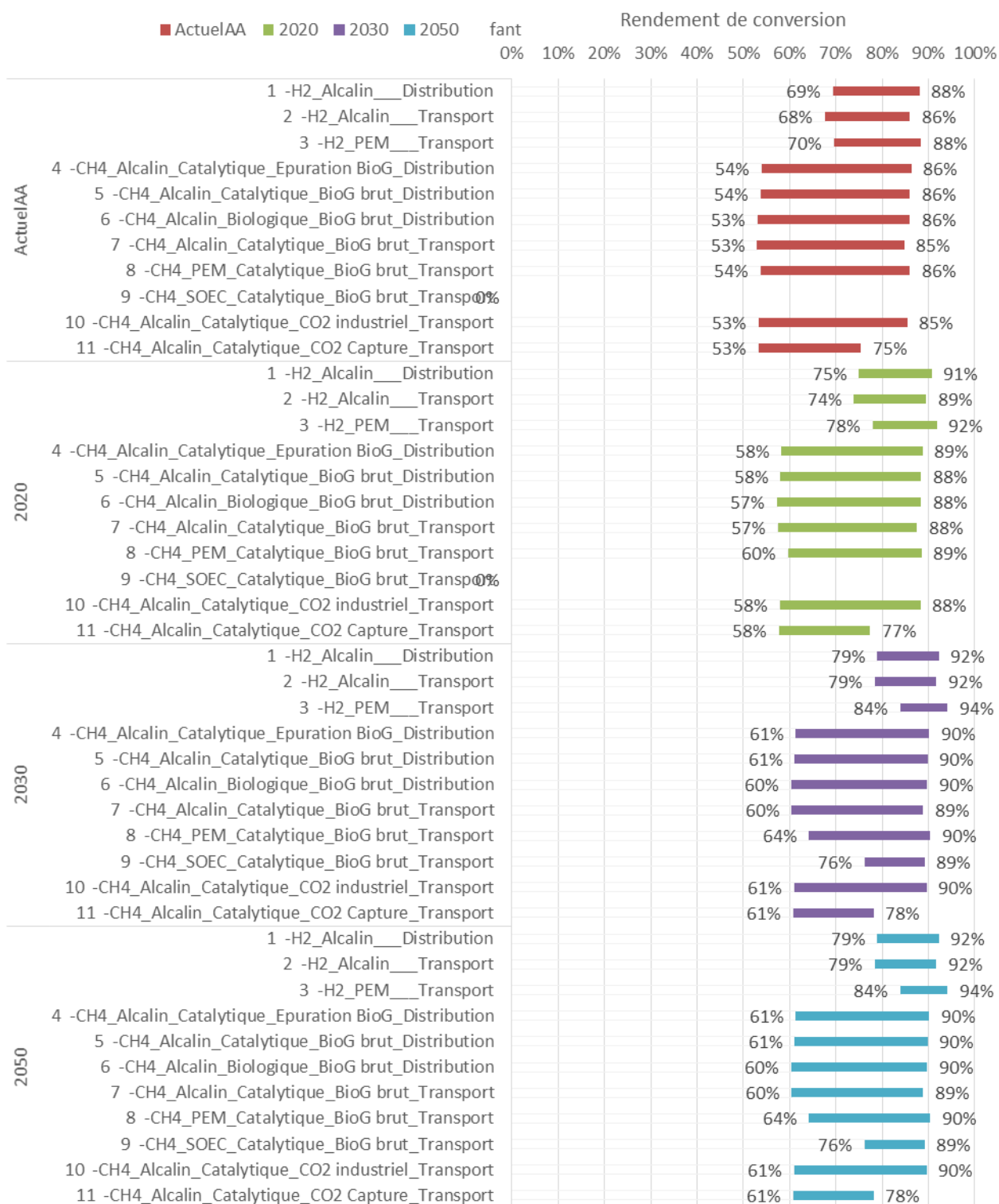
### 2.4.1. Rendement de conversion

Le rendement de conversion est le rapport énergie produite en sortie sur énergie utilisée en entrée :

- énergie produite : gaz de synthèse (en PCS), et éventuellement chaleur (la plage de rendement sur la Figure 61 correspond à la prise en compte ou non de la valorisation de cette chaleur)
- énergie utilisée : électricité pour l'électrolyse et la compression (aucune source de chaleur n'est prise en compte, la chaleur éventuellement nécessaire pour le captage du CO<sub>2</sub> ou l'électrolyse SOEC est récupérée si nécessaire sur le réacteur de méthanation catalytique)

La Figure 15 illustre différents cas d'étude, avec les performances actuelles et futures (2030 et au-delà). Le bilan énergétique de tous les cas de calculs est fourni en Annexe 1Annexe 7.

Figure 61 - Comparaisons des rendements de conversion en fonction des cas d'études et des années



NB1 : les plages de rendement correspondent à la prise en compte ou non de la valorisation de la chaleur produite (BT° et HT°). La valeur mini correspond à aucune valorisation de chaleur, la valeur maxi correspond à la valorisation de toute la chaleur valorisable.

NB2 : L'énergie du gaz de synthèse produit est considérée en PCS.

Source : E&E Consultant

Ces résultats sont décrits dans les paragraphes suivants.

## 2.4.2. Performance environnementale

### 2.4.2.1. Bilan GES

Voir §2.1.3.1

### 2.4.2.2. Prélèvement d'eau

Les bilans nets de prélèvement d'eau des différents cas étudiés sont résumés dans le Tableau 28. Ces bilans n'évoluent pas avec les améliorations techniques puisqu'ils sont principalement conditionnés par le bilan de la réaction chimique de l'électrolyse. Le bilan de la filière méthanation est meilleur puisqu'une partie de l'eau utilisée lors de l'électrolyse est restituée lors de la réaction de méthanation (la moitié environ). L'intégration d'un système de capture de CO<sub>2</sub> par absorption (amine MEA) a un impact important sur la consommation d'eau<sup>76</sup>. Il faut néanmoins préciser que des consommations d'eau sont peut-être nécessaires pour les autres techniques de capture, mais elles ne sont pas comptabilisées dans le périmètre de cette étude<sup>77</sup>.

Tableau 28 – Bilan de prélèvement d'eau en m<sup>3</sup>/MWh<sub>PCS</sub> du gaz de synthèse

Filière		Bilan sur site (eau liquide)				Pertes par évaporation
		Bilan net	Prélèvement	Rejets « purification de l'eau »	Rejets « méthanation »	Evaporation « refroidissement captage MEA »
H <sub>2</sub>		<b>0,23</b>	0,46	0,23	-	-
CH <sub>4</sub>	Autres sources de CO <sub>2</sub>	<b>0,15</b>	0,60	0,30	0,15	
	Captage CO <sub>2</sub> (absorption amine MEA)	<b>0,41</b>	1,11	0,55	0,15	0,26
Remarques sur les compositions				Eau chargée en sels	A investiguer	Eventuel risque légionellose comme sur tous les systèmes de refroidissement par voir humide

Source : E&E Consultant

<sup>76</sup> D'autres systèmes de capture moins consommateurs d'eau pourraient être mis en œuvre mais l'absorption MEA est actuellement la plus mature.

<sup>77</sup> Si la capture se fait par absorption aux amines MEA, la consommation sera du même ordre que dans le cas « capture CO<sub>2</sub> spécifique »

### **2.4.3. Coûts de production**

#### *2.4.3.1. Résultats globaux*

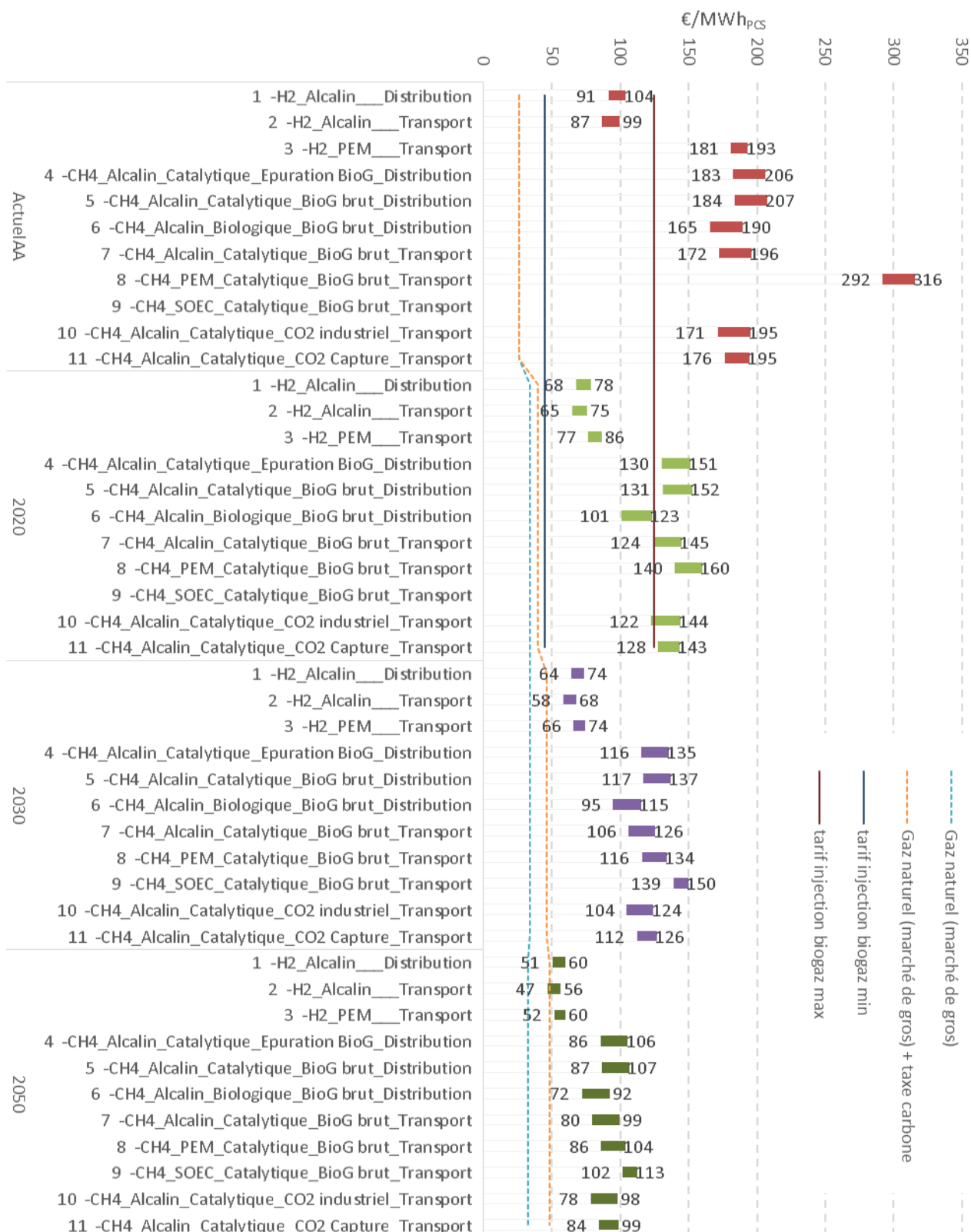
La Figure 62 page suivante présente les coûts de production des différents cas d'étude et les niveaux de valorisation possibles pour le Power-to-Gas.

*Remarque : Les plages de variations correspondent aux valorisations plus ou moins importantes des co-produits : le coût maximum ne considère aucune valorisation, le prix le plus faible considère la valorisation de la chaleur (BT° et HT°) et de l'oxygène.*

Ces résultats sont décrits dans les paragraphes suivants.



Figure 62 - Comparaisons des coûts de production en fonction des cas d'études et des années



NB1 : pour chaque cas est représentée une plage de coût : la valeur maximum correspond à aucune valorisation de co-produits, la valeur minimum correspond à la valorisation de chaleur et d'oxygène co-produits (plus de détail sur la décomposition de ces coûts dans le § 2.4.4).

Source : E&E Consultant

### 2.4.3.2. Résultats détaillés

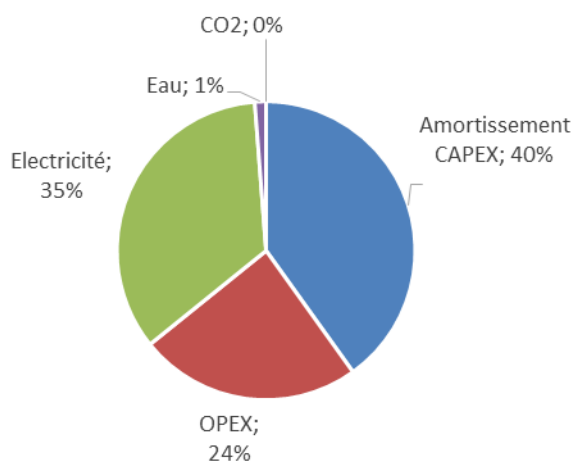
NB : les résultats détaillés présentés dans cette partie sont issus :

- du cas « 1 -H2\_Alcain\_Distribution » pour la filière H2
- du cas « 5 -CH4\_Alcain\_Catalytique\_BioG brut\_Distribution », pour les autres cas, voir le détail en Annexe 1Annexe 5.

#### 2.4.3.2.1. Décomposition des coûts de production

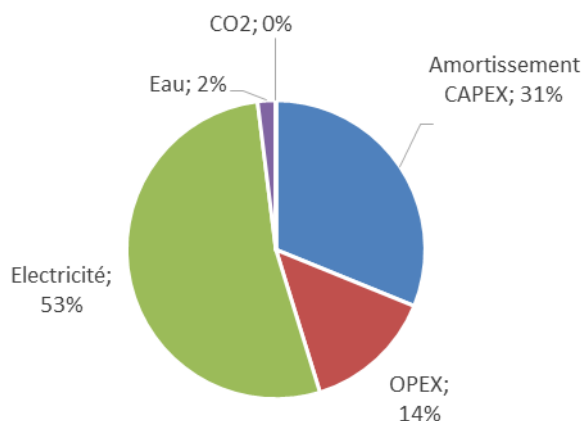
Les figures ci-dessous montrent que les coûts actuels se répartissent de manière relativement équilibrée entre investissements (CAPEX = 40%), approvisionnements en électricité (35%) et autres coûts de fonctionnement (OPEX = 24%). Avec les améliorations attendues sur le moyen-long terme de réduction des CAPEX et des OPEX, l'électricité va devenir la principale composante du coût de production avec 53% estimés en 2050 sur la base d'une durée de fonctionnement à 3 000 heures en équivalent pleine puissance. Un allongement de cette dernière réduirait encore la part du CAPEX (mais pas le coût global, voir paragraphe suivant) dans la répartition des coûts de production.

Figure 63 – Répartitions des coûts, filière H<sub>2</sub>, actuels



Source : E&E Consultant

Figure 64 – Répartitions des coûts, filière H<sub>2</sub>, 2050



Source : E&E Consultant

Pour la filière méthane, la répartition n'est pas fondamentalement modifiée avec néanmoins des parts plus importantes de CAPEX et d'OPEX du fait de la présence du réacteur de méthanation : dans ce cas, la part de l'approvisionnement en électricité dans le coût de production n'est que de 38% en 2050. On remarque également que le coût d'approvisionnement en CO<sub>2</sub> est assez faible, de l'ordre de 3% en 2020 à 5% en 2030.

Figure 65 – Répartitions des coûts, filière CH<sub>4</sub>, actuels

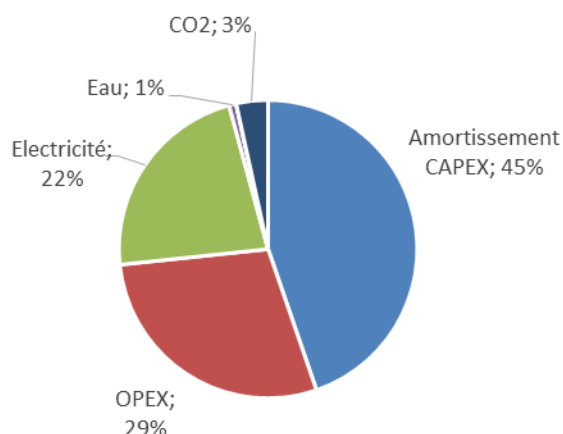
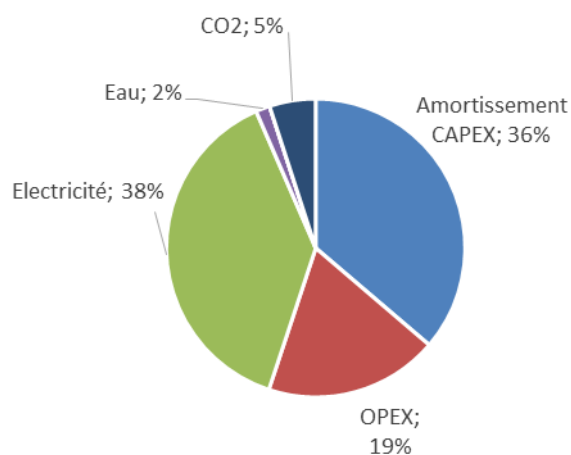


Figure 66 – Répartitions des coûts, filière CH<sub>4</sub>, 2050



#### 2.4.3.2.2. Impact de valorisation des co-produits sur les coûts de production par valorisation des co-produits

Actuellement la valorisation des coproduits permettrait de réduire les coûts de production d'hydrogène de 12 €/MWh<sub>PCS</sub> soit une réduction de 11%. Cette baisse provient pour les 2/3 de la vente de chaleur BT et pour 1/3 de la vente d'oxygène. En projection pour 2050, le revenu possible par vente de chaleur baisse en raison de l'amélioration du rendement de l'électrolyse : il y a donc moins de pertes thermiques valorisables (9 €/MWh<sub>PCS</sub> dont 5 provenant de la chaleur BT). Néanmoins étant donnée la baisse importante des coûts de production par ailleurs, cette valorisation des co-produits permet une réduction de 15% de ces coûts.

Figure 67 – Valorisation des coproduits, filière H<sub>2</sub>, actuels

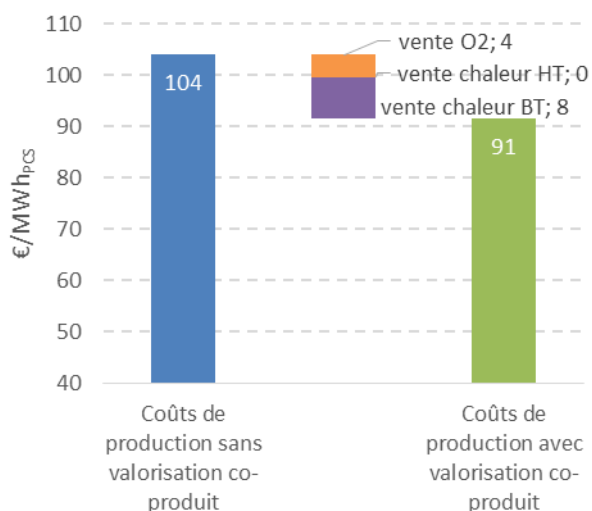
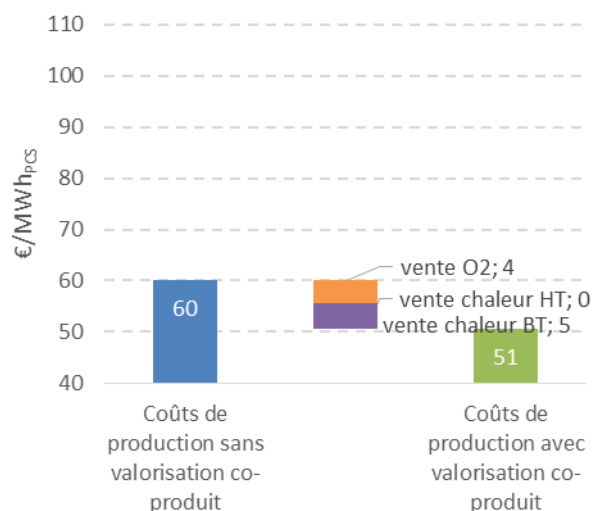


Figure 68 – Valorisation des coproduits, filière H<sub>2</sub>, 2050



Pour la filière méthane, les co-produits peuvent rapporter 24 €/MWh, permettant ainsi de baisser les coûts actuels de production du méthane de synthèse de 9%. Cette valorisation se décompose en 10 €/MWh provenant de la chaleur BT de l'électrolyseur, 8 €/MWh provenant de la chaleur HT du réacteur de

méthanation, et 6 €/MWh provenant de la vente d'oxygène. Le niveau plus important de valorisation des co-produits, comparé à la filière H<sub>2</sub>, s'explique par le rendement de conversion dégradé entraînant à la fois plus de pertes thermiques valorisables, mais aussi plus de production d'hydrogène et donc d'oxygène par MWh<sub>PCS</sub> de gaz de synthèse produit.

En projection pour 2050, on retrouve comme pour la filière une baisse de la chaleur BT due à l'amélioration du rendement de l'électrolyse. Ainsi, l'estimation de valorisation des co-produits est d'environ 20 €/MWh<sub>PCS</sub>, offrant ainsi une possibilité près de 20% de réduction des coûts de production.

Figure 69 – Valorisation des coproduits, filière CH<sub>4</sub>, actuels

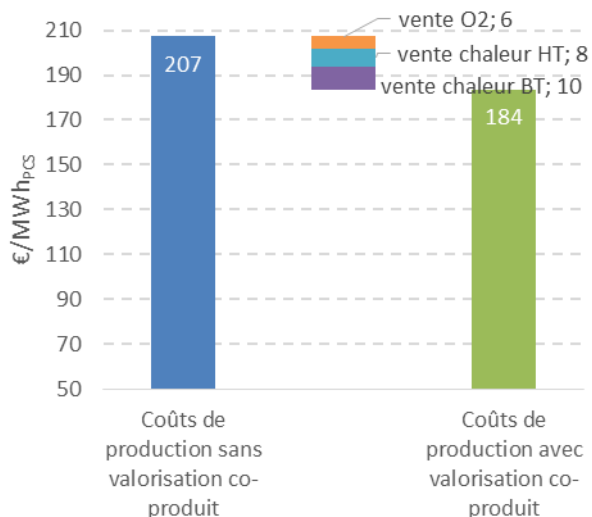
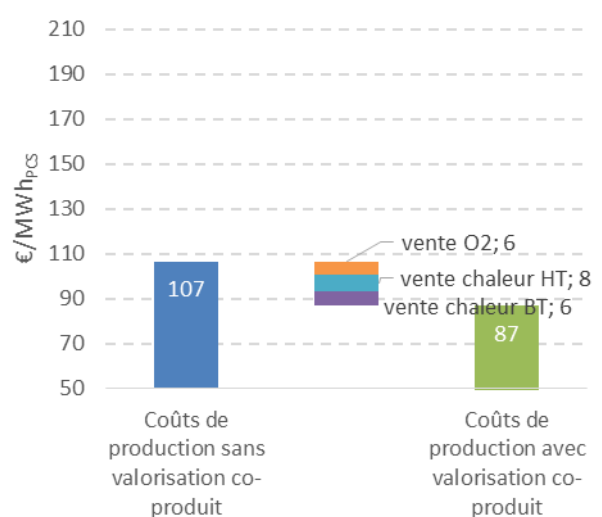


Figure 70 – Valorisation des coproduits, filière CH<sub>4</sub>, 2050



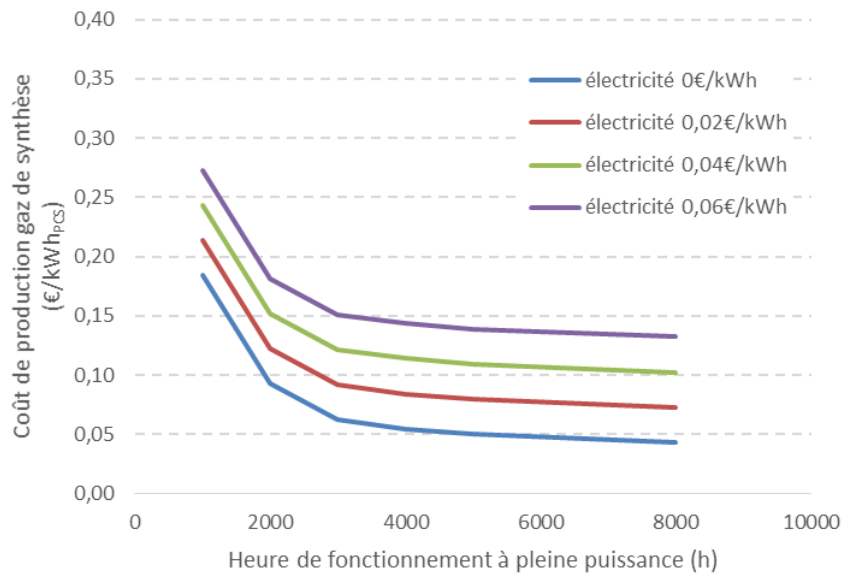
#### 2.4.3.2.3. Sensibilité HEPP/prix électricité

Comme vu précédemment, le prix de l'électricité et la durée de fonctionnement ont un impact important sur les coûts de production. Plusieurs analyses de sensibilité ont été réalisées à partir d'hypothèses sur ces paramètres.

#### Achat de l'électricité à prix fixe

**Dans le cas hypothétique d'achat de l'électricité à un prix fixe** quelle que soit la durée de fonctionnement (*Figure 71*), plus l'électrolyseur fonctionne longtemps, plus les coûts de production baissent du fait que, l'augmentation des quantités produites réduit mécaniquement la part de l'amortissement du capital dans les coûts de production.

Figure 71 – Coûts de production en fonction de la durée de fonctionnement, pour différents prix d'électricité (cas 1, actuel)

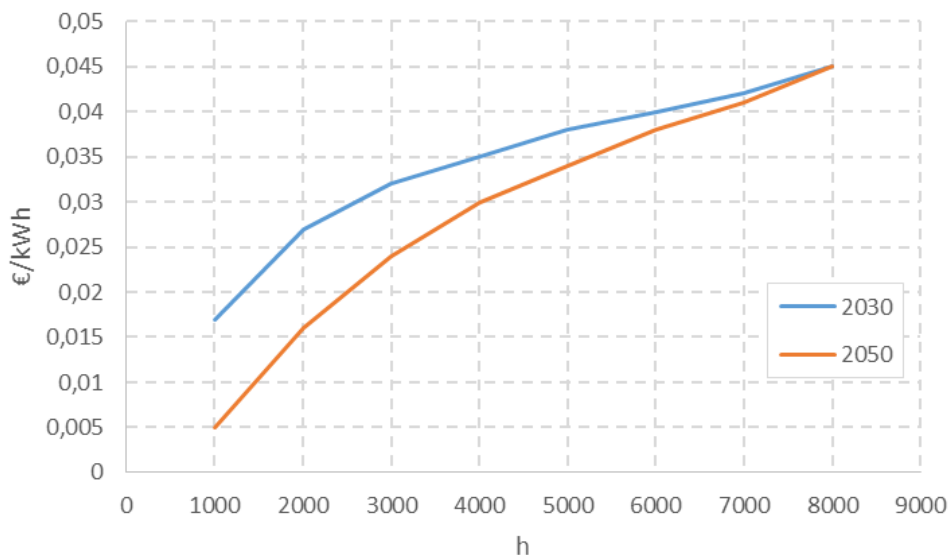


Source : E&E Consultant

#### Achat de l'électricité sur le marché

L'achat de l'électricité sur le marché à un prix fluctuant en permanence en fonction de l'équilibre offre/demande (cf §1.1.3). Dans un marché fonctionnant correctement, les périodes de surproduction correspondent aux prix les plus bas. Si l'on fait fonctionner le Power-to-Gas sur les heures où la production est la plus excédentaire, il s'alimente donc au prix le plus faible. Les conséquences sur le profil de prix moyen sont illustrées par la Figure 72.

Figure 72 - Prix moyen minimum du marché de l'électricité



Source : Traitement E&E Consultant, d'après (IER and Voß, 2013), (Cox and Pöyry, 2009), (Jorgensen and Ropenus, 2008)

Sur la base de ces prix de l'électricité, les coûts de production évoluent différemment.

### Filière hydrogène (cas d'étude 1)

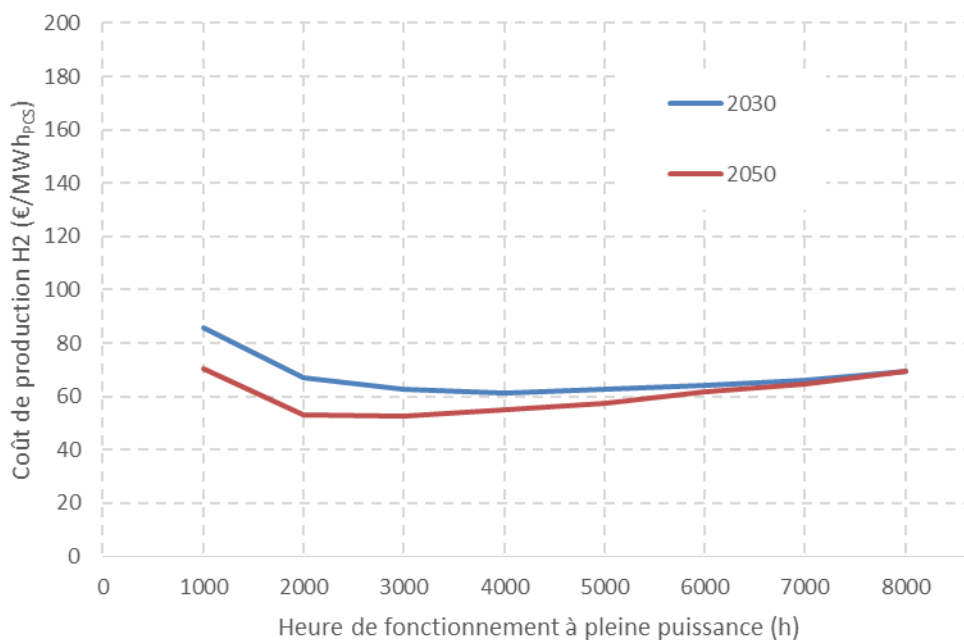
La production d'hydrogène est particulièrement sensible à ces deux paramètres qui peuvent agir de manière paradoxale sur le coût final de production.

Pour les faibles durées de fonctionnement, les coûts baissent d'abord assez fortement quand la durée de fonctionnement augmente car le capital investi est mieux amorti.

Par contre, au-delà d'une certaine durée (environ 4 000 h en 2030 et 2 000 à 3 000 h en 2050) les coûts de production remontent car l'augmentation du coût d'approvisionnement moyen en électricité dépasse les gains sur l'amortissement du capital (Figure 73)

Ainsi, en 2050 un fonctionnement à 3 000h permet des coûts de production minimum près de 25% plus faibles qu'un fonctionnement en base (8 000h)

Figure 73 - Coûts de production de l'hydrogène en fonction de la durée de fonctionnement, et selon différents profils de prix du marché (Cas 1)



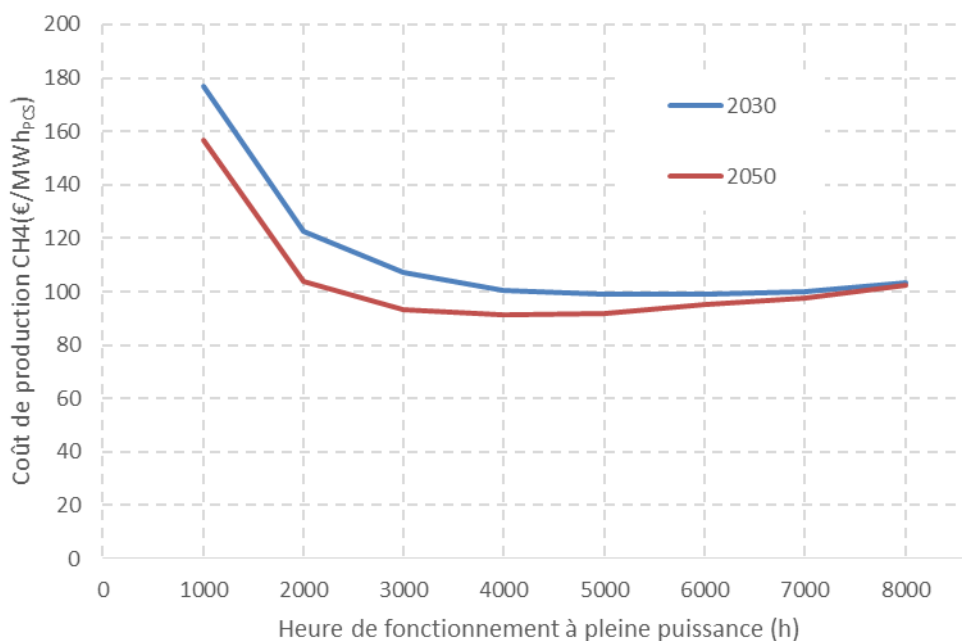
Source : E&E consultant

### Filière méthane (cas d'étude 5)

La production de méthane (Figure 74) est moins sensible au prix de l'électricité étant donnée la part moins importante de cette dernière dans les coûts totaux de production, elle bénéficie donc moins fortement de la baisse de ce prix en fonctionnement intermittent.

En 2030, les coûts de production sont quasiment constants entre 4 000 h à 8 000 h, et en 2050 l'optimum se situe entre 3 000 h et 5 000 h, avec des coûts réduits d'environ 10% par rapport au fonctionnement en base (8 000 h).

Figure 74 - Coûts de production du méthane en fonction du temps de fonctionnement, et selon différents profils de prix du marché (cas 5)



Source : E&E consultant

#### 2.4.4. Interprétation des résultats

##### 2.4.4.1. Type d'électrolyseur

Pour la filière H<sub>2</sub> (cas 2 pour l'alcalin et cas 3 pour le PEM), les résultats des simulations confirment l'avantage sur le rendement global de l'installation des électrolyseurs PEM comparé à l'alcalin, avec un avantage d'environ 2 points de rendement en plus aujourd'hui (Alcalin 68% - PEM 70%) et potentiellement 5 à 6 points sur le long terme (Alcalin 78,5% - PEM 84%). Cet avantage provient à la fois de la meilleure efficacité intrinsèque de l'électrolyseur PEM et de son fonctionnement à plus haute pression qui permet de réduire les besoins de compression sur les réseaux à haute pression (transport).

Pour la filière méthanation (cas 7 et 8), ces différences sont réduites du fait qu'il est nécessaire de compresser le CO<sub>2</sub> y compris dans le cas où un électrolyseur PEM est utilisé : ainsi on peut dire que, l'avantage des PEM de pouvoir produire à plus haute pression n'est effectif que sur la partie hydrogène.

Les coûts actuels de production sont beaucoup plus élevés pour les PEM, mais les gains importants attendus grâce notamment à l'augmentation des puissances unitaires devraient permettre d'atteindre à moyen terme des niveaux de coûts proches de l'alcalin.

Néanmoins, des progrès sont aussi attendus sur ce dernier, ce qui laisse penser que les niveaux de performances et les coûts de production ne devraient pas être radicalement différents, du moins les incertitudes sur les améliorations futures des deux filières ne permettent pas d'avoir aujourd'hui une vision tranchée sur un avantage décisif de l'un ou l'autre.

La capacité à fonctionner en surcapacité de la PEM n'a pas été modélisée dans cette étude de cas. Il se pourrait qu'elle permette d'améliorer un peu plus les coûts de production en amortissant mieux le capital, mais il faut tout de même vérifier que ces gains ne sont pas trop impactés par la dégradation de rendement ou par la réduction de la durée de vie.

À partir de 2030, la modélisation prend en compte la technologie d'électrolyse haute température (SOEC, cas 9), qui atteint, lorsqu'elle est couplée avec un réacteur de méthanation catalytique, un rendement de conversion électricité-gaz de 76,2% (contre 60,5% en alcalin et 64,2% en PEM).

Pour rappel, l'avantage de cette technologie est de pouvoir valoriser une partie importante de la chaleur haute température dégagée par la réaction de méthanation catalytique pour les besoins de l'électrolyseur SOEC, réduisant ainsi ses besoins en électricité. Cette synergie entre les deux étapes du procédé apporte des gains de rendement estimés à 12 points par rapport à un électrolyseur PEM, ce qui est considérable. Néanmoins, si la chaleur co-produite est également valorisée avec ce dernier, les niveaux de rendement énergétique deviennent alors similaires, voire légèrement supérieurs avec l'électrolyse PEM.

#### 2.4.4.2. Type de méthanation

Les rendements de conversion d'hydrogène en méthane sont de 80% pour les deux voies, et il n'y a pas de gain à attendre sur cette performance (voir Partie 2 du rapport, §4.2). Pour la chaîne globale électrolyse + méthanation, le rendement atteint aujourd'hui 54% quelle que soit la technologie d'électrolyse. Pour 2030 et au-delà, les gains escomptés sur l'électrolyse permettent d'envisager des rendements de 60% avec l'électrolyse alcaline et 64% avec la PEM, toujours indifféremment du type de méthanation utilisée.

Par contre, si la technologie d'électrolyse haute température SOEC se développe, elle permettra à la méthanation par voie catalytique d'atteindre près de 76% de rendement soit environ 20% de production de méthane de plus que la meilleure voie biologique, le couplage de l'électrolyse SOEC avec la méthanation biologique n'étant par ailleurs pas possible car l'électrolyseur nécessite de la chaleur haute température.

Les coûts de production sont actuellement plus faibles d'environ 10% par la voie biologique comparée à la voie catalytique. Sur le plus long terme la différence pourrait augmenter à 15-20% toujours à l'avantage de la voie biologique. La configuration électrolyse haute température associée à la méthanation catalytique qui présente une bien meilleure performance énergétique affiche néanmoins des coûts de production de 15 à 20% supérieurs à la voie catalytique associée aux autres types d'électrolyseur, et donc 30 à 45% plus élevés que la voie biologique.

La réaction biologique, estimée beaucoup moins onéreuse en CAPEX semble donc plus avantageuse en termes de coûts de production, pour un rendement énergétique similaire (sauf si l'électrolyse haute température se développe). Toutefois, deux éléments relativisent l'avantage de la réaction biologique :

- maturité : la réaction biologique n'a pas le même niveau de maturité que les réactions catalytiques, et les incertitudes sur ses performances et sur ses coûts futurs sont plus grandes
- la chaleur produite est à basse T°, environ 40 à 50°C ce qui rend plus difficile sa valorisation : une installation avec réaction catalytique valorisant sa chaleur haute T° peut ainsi avoir des coûts de production plus faibles qu'un projet avec réacteur biologique ne valorisant pas ou peu sa chaleur.

#### 2.4.4.3. Sources de CO<sub>2</sub>

Les performances et coûts de production sont résumés dans le Tableau 29. En termes de rendement de conversion électricité => gaz, toutes les solutions sont très similaires avec un rendement global d'environ 53% actuellement pouvant aller à 61% en 2030.

Si l'on prend en compte la valorisation de la chaleur, le cas 11 qui intègre son propre système de captage du CO<sub>2</sub> est pénalisé avec un rendement de 75% seulement comparé aux 85% des autres solutions, mais cette comparaison est biaisée car elle ne se fait pas au même périmètre : le cas 10 devrait également prendre en compte l'énergie consommée en amont pour le captage, et l'on reviendrait alors à un rendement équivalent.

Tous les cas impliquant du biogaz brut (cas 4, 5 et 7) par contre n'ont besoin d'aucun système de captage ou de concentration du CO<sub>2</sub> et possèdent donc réellement un rendement de conversion globale plus élevé.

Cette différence s'explique par le fait que la technologie de capture utilisée (absorption par amine MEA) consomme une bonne part de la chaleur haute température de la réaction de catalyse. De même, on retrouve l'impact du captage du CO<sub>2</sub> dans la consommation d'eau qui est plus élevée à cause du système de refroidissement du cycle amine. Ces deux impacts importants pourraient être réduits à l'horizon 2030 grâce à l'utilisation de technologies alternatives actuellement moins matures (non pris en compte dans les calculs).



On peut considérer que les coûts de production sont identiques pour tous les cas, les surcoûts affichés des cas 4 et 5 étant dus au fait qu'ils injectent dans les réseaux de distribution et non dans le réseau de transport (voir § 2.4.4.4).

Le recours au biogaz brut induit une légère baisse de rendement due à l'augmentation des volumes de gaz à compresser puisque le méthane issu du digesteur doit lui aussi être monté en pression.

Des incertitudes importantes subsistent néanmoins sur les coûts d'un petit système de capture exploité de manière intermittente (voir partie 2). Si l'on prend en compte les différents modes de valorisation de la chaleur, le cas « captage du CO<sub>2</sub> » profite moins de la baisse des coûts du fait que les deux tiers de la chaleur HT° du réacteur catalytique sont utilisés pour le système de captage.

Une autre incertitude, plus limitée, se trouve dans les coûts d'achat du CO<sub>2</sub> (sauf dans le cas 11) qui représentent 7 €/MWh<sub>PCS</sub> actuellement et 6 €/MWh<sub>PCS</sub> en 2030.

Tableau 29 – Comparaison des performances et coûts de production selon la source de CO<sub>2</sub>

	Conversion Electricité -> Gaz de synthèse		Conversion Electricité -> Gaz de synthèse + chaleur		Coûts de production (€/MWh)		Coûts de production avec valorisation chaleur (€/MWh)		Bilan prélèvement d'eau (m <sup>3</sup> /MWhCH <sub>4</sub> PCS)	
	actuel	2030	actuel	2030	actuel	2030	actuel	2030	actuel	2030
4 - CH <sub>4</sub> _Alcalin_Catalytique_Epuration_BioG_Distribution	53,9%	61,4%	86,3%	90,1%	206	135	188	121	0,15	0,15
5 - CH <sub>4</sub> _Alcalin_Catalytique_BioG brut_Distribution	53,7%	61,1%	86,0%	89,8%	207	137	189	123	0,15	0,15
7 - CH <sub>4</sub> _Alcalin_Catalytique_BioG brut_Transport	53,0%	60,5%	84,8%	88,8%	196	126	178	112	0,15	0,15
10 - CH <sub>4</sub> _Alcalin_Catalytique_CO2_industriel_Transport	53,4%	61,0%	85,5%	89,6%	195	124	177	110	0,15	0,15
11 - CH <sub>4</sub> _Alcalin_Catalytique_CO2 Capture_Transport	53,2%	60,8%	75,4%	78,1%	195	126	182	118	0,41	0,41

Source : E&E Consultant

#### 2.4.4.4. Type de réseau d'injection

Pour rappel les cas en injection « réseau de distribution » et « réseau de transport » sont différenciés par le niveau de pression d'injection (respectivement 5 bars(a) et 50 bars(a)).

Dans les cas d'étude, elles se différencient également par la taille des installations, en cohérence avec la différence des capacités d'accueil des réseaux de distribution et de transport avec des puissances respectivement de 2 MWe et 10 MWe.

Les calculs montrent que les performances sont légèrement meilleures (de 1,5 point) dans le cas de l'injection dans le réseau de distribution, du fait du moindre besoin de compression.

Mais l'injection dans le réseau de transport semble à l'inverse légèrement plus avantageuse en termes de coûts de production, de l'ordre de 5% aujourd'hui à près de 10% en 2030. Cet avantage est principalement dû au poste d'injection, plus économique rapporté au kWh de gaz injecté. Il est important de rappeler également, que ces coûts peuvent varier d'un projet à l'autre en raison de la longueur de la conduite de

raccordement, considérée ici à 700 m quel que soit le cas. Ce raccordement correspond par exemple entre 1 et 3% du coût de production selon les configurations.

Au final, on voit que le type de réseau d'injection impacte assez peu les performances et l'économie du projet. Les conditions locales et en particulier les longueurs de raccordement peuvent également impacter tout autant les projets, quel que soit le niveau de pression du réseau<sup>78</sup>. La taille du projet doit également avoir un impact sur la différence de coût, même si la conception modulaire de ce type d'équipement limite les gains d'échelle<sup>79</sup>.

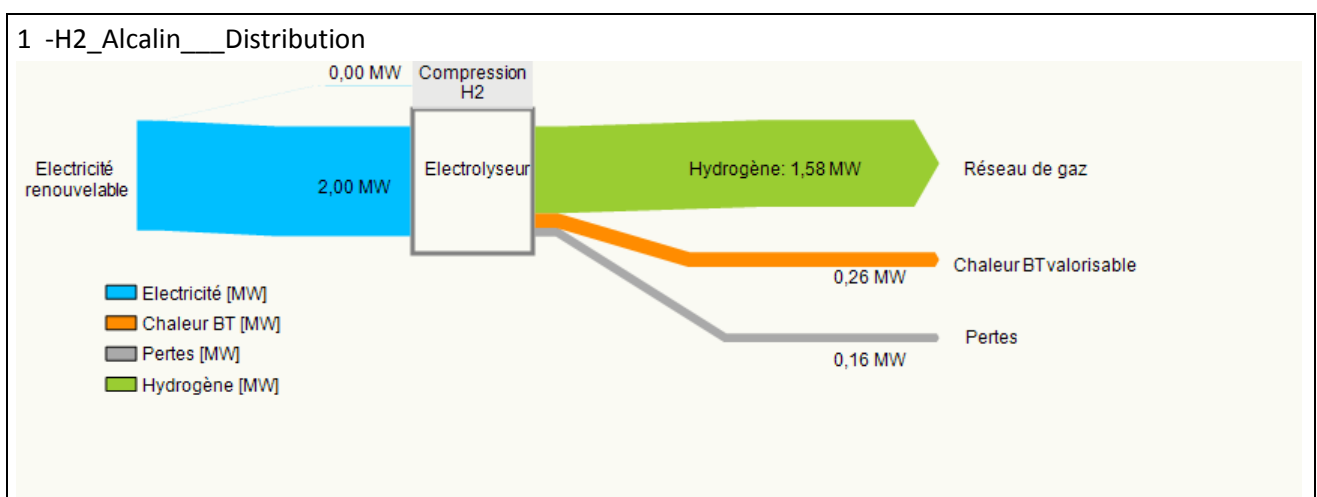
Tableau 30 – Comparaison des performances et coûts de production selon le réseau d'injection

	Conversion Electricité -> Gaz de synthèse		Conversion Electricité -> Gaz de synthèse + chaleur		Coûts de production (€/MWh)		Coûts de production avec valorisation chaleur (€/MWh)		Bilan prélèvement d'eau (m3/MWhCH4PCS)	
	actuel	2030	actuel	2030	actuel	2030	actuel	2030	actuel	2030
1 - H2_Alcain__Distribution	69,4%	79,0%	88,1%	92,2%	104	74	96	69	0,23	0,23
2 - H2_Alcain__Transport	67,7%	78,5%	86,0%	91,7%	99	68	91	62	0,23	0,23
5 - CH4_Alcain_Catalytique_BioG brut_Distribution	53,7%	61,1%	86,0%	89,8%	207	137	189	123	0,15	0,15
7 - CH4_Alcain_Catalytique_BioG brut_Transport	53,0%	60,5%	84,8%	88,8%	196	126	178	112	0,15	0,15

Source : E&E Consultant

Les figures suivantes illustrent les bilans énergétiques du Power-to-Gas selon le type de réseau d'injection.

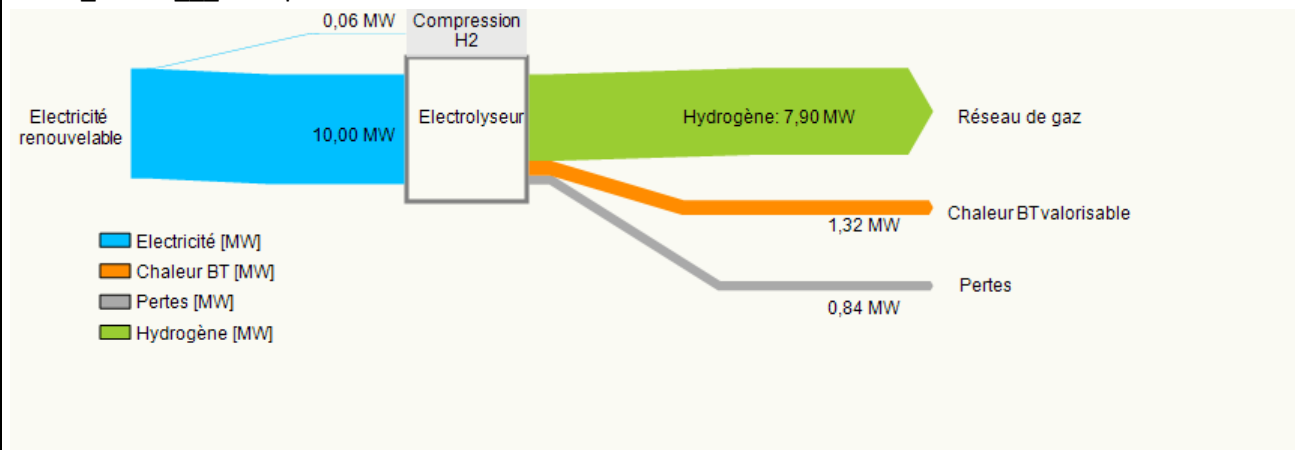
Figure 75 Comparaison des bilans énergétiques de la filière hydrogène selon le réseau d'injection (2030)



<sup>78</sup> On ne prend pas en compte ici les éventuelles restrictions d'injections lors des périodes d'étiage de consommation sur le réseau, phénomène plus à même de se poser sur les réseaux de distributions. Voir §Partie 33.1.2

<sup>79</sup> Il n'a pas été retenu de différence de CAPEX unitaire les équipements principaux (électrolyseur, réacteur de méthanation) entre l'unité 2MWe et 10 MWe afin de ne pas multiplier les différences d'hypothèses entre les cas d'étude. Mais les coûts de raccordements et des auxiliaires (compresseurs, stockages tampon) en prennent compte.

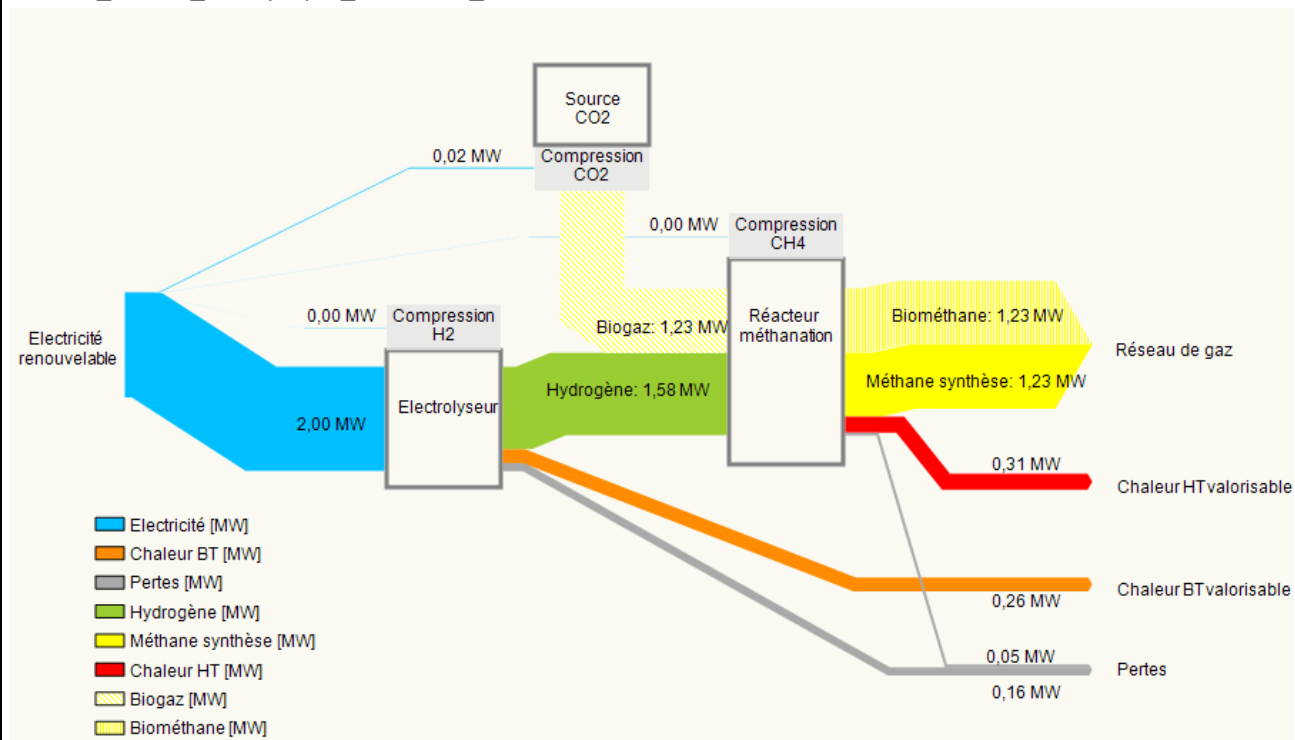
## 2 -H2\_Alcain\_\_Transport



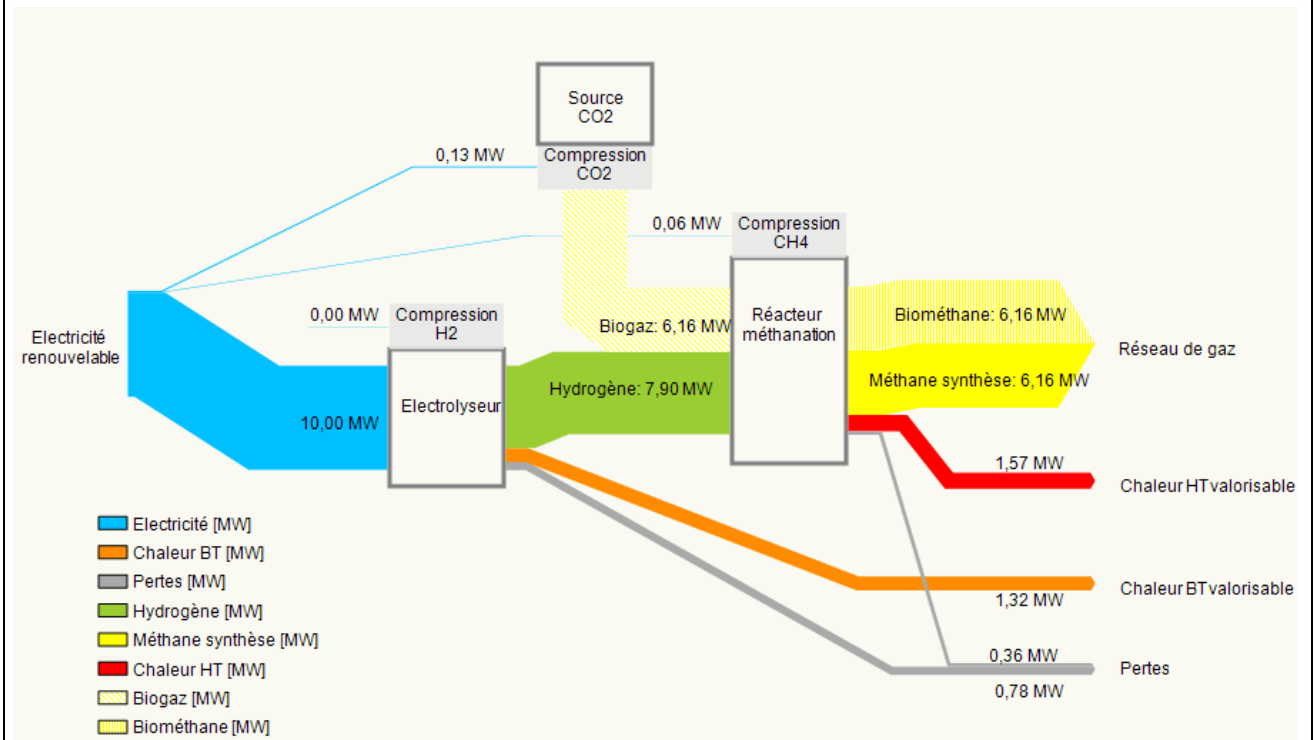
Source E&E consultant

Figure 76 Comparaison des bilans énergétiques de la filière méthane selon le réseau d'injection (2030)

## 5 -CH4\_Alcain\_Catalytique\_BioG brut\_Distribution



## 7 -CH<sub>4</sub>\_Alcalin\_Catalytique\_BioG brut\_Transport



Source E&E consultant

### 2.4.4.5. Filière H<sub>2</sub> / CH<sub>4</sub>

La filière méthane étant constituée des mêmes éléments que la filière hydrogène à laquelle on ajoute un réacteur de méthanation et une connexion à une source de CO<sub>2</sub>, ces constituants complémentaires ajoutent des surcoûts et des pertes par conversion.

Logiquement la filière hydrogène possède donc un rendement de conversion électricité => gaz supérieur à celui de la filière méthane, avec aujourd'hui environ 69% contre 53% respectivement. Toutefois, si la chaleur produite est correctement valorisée (ce qui peut être difficile tout au long de l'année notamment pour la basse température), les deux filières deviennent équivalentes avec environ 87% de rendement.

Sur le long terme, les performances augmentent avec l'amélioration de l'efficacité des électrolyseurs, mais la différence de rendement de conversion électricité => gaz est maintenue entre les deux filières pour les technologies d'électrolyse actuelles (alcalin et PEM).

Par contre, l'arrivée sur le marché de l'électrolyse SOEC pourrait permettre un gain important dans la filière méthane, avec un rendement de conversion électricité => gaz de 76%, proche de la filière hydrogène : 78% en alcalin et 84% en PEM. La filière méthane associée aux électrolyseurs alcalin et PEM atteignent respectivement 61% et 64%. La valorisation de la chaleur produite permet d'atteindre des rendements proches de 90% dans toutes les filières.

En termes économiques, on retrouve une différence marquée entre les deux filières. Aujourd'hui, les coûts de production de la filière hydrogène se situent autour de 100 €/MWh<sub>PCS</sub> pour l'alcalin et 200 €/MWh<sub>PCS</sub> pour le PEM. L'étape de méthanation ajoute un coût d'environ 100 €/MWh<sub>PCS</sub>, soit un coût final de 200 à 300 €/MWh<sub>PCS</sub> selon la technologie d'électrolyse.

Sur le moyen-long terme, les coûts baissent fortement en raison à la fois des réductions de CAPEX et des améliorations de la performance des équipements. En 2020, on estime que la filière hydrogène pourrait se

situer aux alentours de 80 €/MWh<sub>PCS</sub> et celle du méthane à 140 €/MWh<sub>PCS</sub> puis descendre pour 2030 à respectivement 75 et 125 €/MWh<sub>PCS</sub>. Finalement, les coûts de production atteignent en 2050 55-60 €/MWh<sub>PCS</sub> pour l'hydrogène et environ 100 MWh<sub>PCS</sub> pour le méthane. La baisse des coûts estimée entre 2030 et 2050 provient exclusivement de l'augmentation de la durée de fonctionnement à prix constant d'approvisionnement en électricité grâce à l'augmentation de la part d'énergie renouvelable variable dans le mix énergétique.

Ces coûts de production ne prennent pas en compte la valorisation de co-produits, alors qu'elle permettrait des gains de 10 à 20% selon les cas (voir §2.4.3.2.2)

#### *2.4.4.6. Comparaison des coûts de production avec les prix du marché*

Actuellement, la filière hydrogène, avec un coût de production autour de 100 €/MWh<sup>80</sup>, se situe dans la fourchette des tarifs d'achat du biométhane (45 €/MWh à 125 €/MWh). Son coût reste néanmoins près de 3 fois plus élevé que le prix de gros du gaz naturel. La filière méthanation est quant à elle aujourd'hui largement au-dessus de tout type de valorisation dans des conditions de compétitivité.

Néanmoins la filière méthane, pourrait être compatible dès 2020 avec les meilleurs tarifs d'achat biogaz actuels s'il y a valorisation des co-produits ou, dans le cas de la méthanation biologique, si la technologie confirme son coût relativement bas.

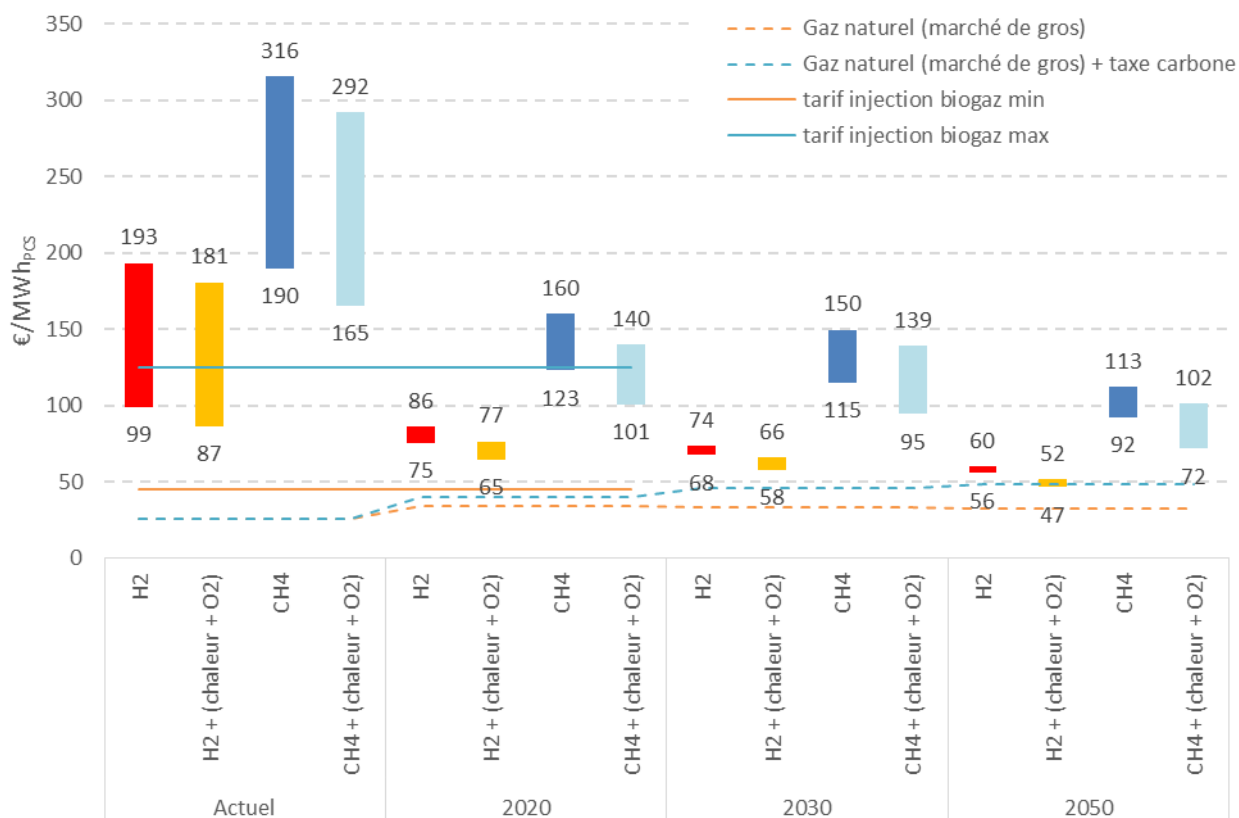
En 2030, la filière hydrogène resterait environ 2 fois plus chère que les prix de gros du gaz naturel selon les évolutions estimées par l'AIE (34 €/MWh<sub>PCS</sub>), et le méthane entre 2,8 et 4 fois en fonction de la technologie et de la valorisation ou non des co-produits.

En 2050, les coûts de production de la filière hydrogène serait environ 70% plus cher que le prix de gros du gaz naturel, mais pourrait être à un coût de production comparable en intégrant une taxe carbone de 90 €/t<sub>CO2</sub> (hypothèse retenue dans le scénario AIE 450). Par contre, la filière méthane de synthèse se situerait dans une fourchette de coût entre 2 et 3,5 fois plus élevé que le prix du gaz naturel. Une taxe carbone minimum de 220 €/t<sub>CO2</sub> serait nécessaire pour compenser l'écart entre coût de production du méthane de synthèse avec valorisation de coproduits, et 330 €/t<sub>CO2</sub> sans cette valorisation.

---

<sup>80</sup> La partie haute de la fourchette présentée sur la Figure 77 correspond à l'électrolyse PEM, beaucoup plus chère actuellement que l'électrolyse alcaline.

Figure 77 – Résumé des coûts de production des filières H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub> et des prix de valorisation



NB : pour chacune des filières, les coûts de production sont différenciés selon valorisation ou non des co-produits.

Source : E&E Consultant

## 3. Chemin de développement

---

Le chemin de développement est déterminé en croisant les éléments suivants :

- les besoins de valorisation des excédents d'électricité renouvelable (voir §1.1)
- les coûts de production des différentes briques (voir §2.4)
- les performances techniques : rendements de conversion, bilan GES, eau (voir §2.4)
- les contraintes externes, telles que :
  - o la capacité d'injection (H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>)
  - o la disponibilité et la qualité des sources de CO<sub>2</sub>

### 3.1. Les différentes contraintes

#### 3.1.1. Les limites sur l'injection hydrogène

L'étude de cas montre que la filière hydrogène est plus avantageuse toutes choses égales par ailleurs que la filière méthane aussi bien en termes de coûts que de performances : il est donc pertinent dans un premier temps de donner la priorité à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz<sup>81</sup>.

Toutefois, la partie 1.2 montre que l'injection d'hydrogène, au-delà d'un certain seuil, pose rapidement des contraintes qui peuvent nécessiter des changements lourds et incertains sur les réseaux ainsi qu'au niveau des usagers finaux : il est intéressant dans ces conditions de calculer la capacité maximale d'injection d'hydrogène dans le réseau.

Le tableau 13 ci-dessous donne ces chiffres sur la base d'une teneur maximale de 2% d'hydrogène en 2020 de 5% en 2030 et de 10% en 2050 appliquée à la puissance d'appel minimum annuelle moyennée à la journée.

---

<sup>81</sup> On exclut ici toute valorisation de l'hydrogène sur le marché de l'industrie ou directement en station-service (cf § 2.2.1.4)

Tableau 31 – Limite maximum d'injection d'H2 dans le réseau de gaz

		2020	2030	2050 ref	2050 haut
Consommation nationale gaz réseau	MTEP	31,5	21,5	19,4	18,5
	TWhPCI	366	250	226	215
	TWhPCS	407	278	250	239
Puissance annuelle moyenne	MW PCS	46412	31678	28584	27258
Puissance minimum appelée*	%	30%	35%	40%	50%
	MW PCS	13924	11087	11434	13629

#### Seuil maximum d'injection d'hydrogène

Seuil en volume	%	2%	5%	10%	10%
Seuil en énergie	%	1,4%	3,4%	6,8%	6,8%
<b>Puissance H2 maximum injectable</b>	<b>MW PCS</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>800</b>	<b>900</b>
<i>Equivlent puissance électrique de l'électrolyse</i>	<i>MWe</i>	<i>260</i>	<i>500</i>	<i>990</i>	<i>1120</i>
<i>rendement moyen d'électrolyseur retenu</i>	%	76%	81%	81%	81%

(\* La puissance minimum appelée est estimée en 2020 à partir des données historiques journalières actuelles (source GRTgaz), cette part augmente par la suite en raison de la diminution de l'effet de saisonnalité (baisse du chauffage de bâtiment, développement d'usages de base comme le carburant)

Sources : Consommations de gaz basées sur (ADEME, 2012a)

### 3.1.2. La saisonnalité des consommations de gaz

Comme pour l'injection de biométhane, les faibles niveaux de soutirage en été peuvent limiter le dimensionnement de certaines installations en particulier sur les réseaux de distribution.

Néanmoins sur le moyen-long terme, ces contraintes pourraient diminuer pour deux raisons :

- l'essor du méthane carburant (GNV), assurant un débouché au gaz de synthèse et permettant une forte réduction du bilan carbone des transports motorisés. Ce nouvel usage est peu saisonnalisé et relève donc le débit d'étiage annuel.
- le développement de la possibilité de remonter le gaz du réseau de distribution vers le réseau de transport (« rebours »), ce qui permet de valoriser les excédents de production locale dans d'autres réseaux de distribution ou de les acheminer vers des stockages souterrains massifs, qui sont actuellement de l'ordre de 140 TWh<sup>82</sup>.

Cette contrainte est prise en compte de manière forfaitaire dans les ressources nettes de CO<sub>2</sub> (voir ci-dessous). Une étude plus détaillée pourrait permettre de préciser cette limitation.

### 3.1.3. La ressource de CO<sub>2</sub>

Les estimations concernant les sources de CO<sub>2</sub> montrent que cette ressource est très largement excédentaire face au besoin de valorisation par le Power-to-Gas, mais ce volume n'est pas entièrement accessible et le développement de la méthanation est contraint par la disponibilité du CO<sub>2</sub>, pour différentes raisons :

- la proximité sur un même site d'une source de CO<sub>2</sub> et du réseau de gaz ;

<sup>82</sup> La réglementation actuelle interdit le stockage souterrain au biométhane par application du principe de précaution (effets inconnus de certains éléments présents en trace dans le biométhane). Si cette interdiction ne pouvait être levée dans l'avenir, elle pourrait influencer sur le type de méthanation à développer, en limitant le recours au biogaz et probablement également à la méthanation biologique.



- la variabilité saisonnière voire journalière des débits de CO<sub>2</sub> de certaines sources (chaufferies réseaux de chaleur, digesteur...)
- la limitation des capacités d'injections de méthane dans les réseaux de distribution à trop faible consommation estivale (voir § 3.1.2 ci-dessus).

Tableau 32 – gisements nets de CO<sub>2</sub>

		2020	2030	2050 ref	2050 haut
<b>Source CO2 brute (*)</b>		<b>132 650</b>	<b>139 300</b>	<b>125 300</b>	<b>137 270</b>
Grosse industrie	ktCO <sub>2</sub>	63 000	62 000	53 000	53 000
Autre industrie et autre secteur énergie	ktCO <sub>2</sub>	62 000	62 000	45 000	45 000
Méthanisation cogénération	ktCO <sub>2</sub>	2 200	4 400	4 600	6 900
Méthanisation injection	ktCO <sub>2</sub>	4 100	8 200	14 300	21 450
Gazéification	ktCO <sub>2</sub>	1 350	2 700	8 400	10 920
<b>Part accessible (**)</b>					
Grosse industrie	%	90%	90%	90%	90%
Autre industrie et autre secteur énergie	%	70%	70%	70%	70%
Méthanisation cogénération	%	9%	9%	9%	9%
Méthanisation injection	%	90%	90%	90%	90%
Gazéification	%	27%	27%	27%	27%
<b>Source CO2 accessible</b>		<b>104 400</b>	<b>107 700</b>	<b>94 800</b>	<b>102 000</b>
Grosse industrie	ktCO <sub>2</sub>	56 700	55 800	47 700	47 700
Autre industrie et autre secteur énergie	ktCO <sub>2</sub>	43 400	43 400	31 500	31 500
Méthanisation	ktCO <sub>2</sub>	3 900	7 800	13 300	19 900
Gazéification	ktCO <sub>2</sub>	400	700	2 300	2 900
		2020	2030	2050 ref	2050 haut
<b>Débit moyen CO<sub>2</sub></b>		<b>6 093 600</b>	<b>6 313 700</b>	<b>5 595 900</b>	<b>6 064 700</b>
Grosse industrie	Nm <sup>3</sup> /h	3 297 300	3 245 000	2 773 900	2 773 900
Autre industrie et autre secteur énergie	Nm <sup>3</sup> /h	2 523 900	2 523 900	1 831 800	1 831 800
Méthanisation	Nm <sup>3</sup> /h	251 200	502 400	858 300	1 287 500
Gazéification	Nm <sup>3</sup> /h	21 200	42 400	131 900	171 500
<b>Equivalent méthane de synthèse (MW CH<sub>4</sub> PCS)</b>		<b>67 300</b>	<b>69 700</b>	<b>61 800</b>	<b>66 900</b>
Grosse industrie	MW	36 400	35 800	30 600	30 600
Autre industrie et autre secteur énergie	MW	27 900	27 900	20 200	20 200
Méthanisation	MW	2 800	5 500	9 500	14 200
Gazéification	MW	200	500	1 500	1 900
rendement elec -> gaz	%	58%	63%	63%	63%
<b>Equivalent MW électrique Power-to-Gas</b>		<b>115900</b>	<b>110300</b>	<b>97800</b>	<b>106000</b>
Grosse industrie	MW	62700	56700	48500	48500
Autre industrie et autre secteur énergie	MW	48000	44100	32000	32000
Méthanisation	MW	4800	8800	15000	22500
Gazéification	MW	400	700	2300	3000

(\*) : Les données reprennent l'estimation faite au §1.3, pour l'industrie, les catégories « Industries minérales », « Sidérurgie, métallurgie, coke », « Pétrole et gaz » sont regroupées sous la catégorie « grosse industrie » ; et « autres industries » avec « autre secteur énergie » qui correspond principalement aux chaudières.

(\*\*) : Ces pourcentages sont basés sur notre connaissance de ces secteurs, aux seins des catégories, dans cette première approche, il n'a pas été pris en compte les diverses tailles des émetteurs ni leur plus ou moins bonne adéquation avec les unités type de Power-to-Gas.

Source : E&E Consultant et Solagro

### 3.2. Scénario de développement possible

Pour déterminer le scénario de développement 2020-2050, on se base sur les règles suivantes, par ordre de priorité :

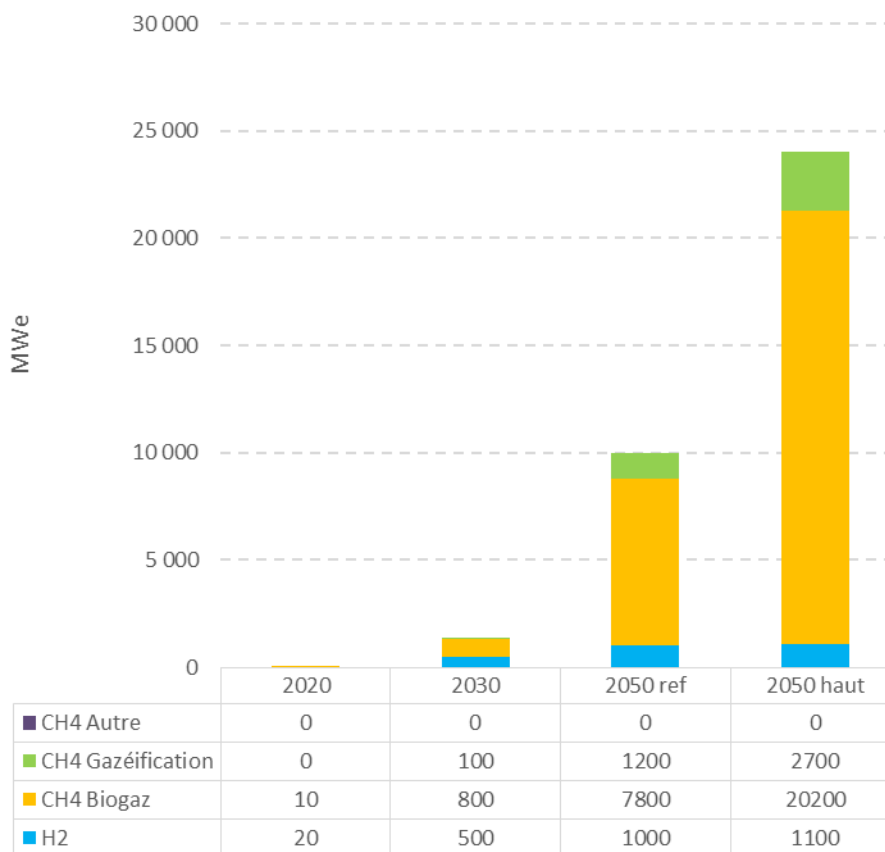
- 1) développement prioritaire de la filière hydrogène jusqu'à son seuil maximal d'injection en raison de sa bonne performance et de ses faibles coûts de production
- 2) développement de la filière méthane basée sur le CO<sub>2</sub> issu de la méthanisation et de la gazéification, en raison de la facilité de leur exploitation (réduction des coûts) du caractère renouvelable de ces sources (forte augmentation de valeur), de la très bonne synergie des procédés (meilleure valorisation de la biomasse)
- 3) développement de la filière méthanation à partir des autres sources de CO<sub>2</sub>

Dans cette perspective toutefois, des expérimentations sont à engager dès aujourd'hui sur la filière méthanation. L'opérationnalité industrielle en 2030 de ces procédés, nécessaire pour dépasser les contraintes d'injection d'H<sub>2</sub> seul, est à anticiper et à préparer.

La Figure 78 présente le scénario de développement pour la France établi selon la méthodologie présentée ci-dessus. Elle se base sur l'estimation « Max » de valorisation d'excédents d'électricité (voir § 1.1.2), et permet en particulier de valider la disponibilité des ressources CO<sub>2</sub>.

L'hydrogène, même développé prioritairement, garde une place minoritaire avec 33% de la capacité installée en 2030 et de 10% à 5% en 2050 selon le scénario. Le reste est apporté par la filière méthanation, dont il s'avère que la totalité du besoin en CO<sub>2</sub> peut-être issu de bio-digesteurs et de gazéification de biomasse. Ces résultats montrent donc que la ressource CO<sub>2</sub> n'est pas un facteur limitant pour le développement du Power-to-Gas en France.

Figure 78 – Scénario de développement du Power-to-Gas, hypothèses « Max », France



Source : E&E consultant, Solagro

En termes de bilan énergétique, le gaz injecté pourrait ainsi représenter 0,06 TWh<sub>PCS</sub> en 2020, 2 TWh<sub>PCS</sub> en 2030 et de 17 à 46 TWh<sub>PCS</sub> à l'horizon 2050.

Ce bilan peut être largement amélioré par la valorisation de la chaleur coproduite à hauteur de 0,7 TWh en 2030, et entre 6 à 18 TWh en 2050.

On peut souligner également l'intérêt de la production d'oxygène qui pourrait représenter de 4 400 à 11 700 kt/an à l'horizon 2050 et contribuer à une part non négligeable de la production nationale (en 2011 la production française est estimée à 4 700 kt selon EUROSTAT), et probablement permettre de nouveaux usages locaux, comme par exemple pour le traitement des eaux usées.

Tableau 33 – Bilan énergétique du scénario de développement du Power-to-Gas, hypothèses « Max », France

		2020	2030	2050 ref	2050 haut
<b>Capacité installée</b>	<b>MWe</b>	<b>30</b>	<b>1400</b>	<b>10000</b>	<b>24000</b>
dont H2	MWe	20	500	1000	1100
dont CH4	MWe	10	900	9000	22900
<b>Durée moyenne de fonctionnement</b>	<b>h</b>	<b>3000</b>	<b>2100</b>	<b>2700</b>	<b>3000</b>
<b>Excédents d'électricité valorisée</b>	<b>TWh</b>	<b>0,09</b>	<b>2,94</b>	<b>27</b>	<b>72</b>
<b>Gaz de synthèse produit</b>	<b>TWh</b>	<b>0,06</b>	<b>2,0</b>	<b>17,5</b>	<b>46,1</b>
dont H2	TWh	0,0	0,8	2,2	2,7
dont CH4	TWh	0,0	1,2	15,4	43,4
<b>Part du potentiel de CO2 accessible utilisé</b>	<b>%</b>	<b>0%</b>	<b>1%</b>	<b>9%</b>	<b>22%</b>
CO2 Biogaz	%	0%	9%	52%	90%
CO2 Gazéification	%	0%	14%	52%	90%
CO2 Autre	%	0%	0%	0%	0%
<b>Co-production possible</b>					
Chaleur valorisable	TWh	0,02	0,6	6,4	17,6
O2 produit	kt	10	500	4400	11700

Source : E&E Consultant

En se basant sur le potentiel de valorisation « Min » estimé au §1.1.2, on aboutit à des valeurs 15% plus basses en 2030 et 25% en 2050 (voir § 1.1.2).

Tableau 34 – Bilan énergétique du scénario de développement du Power-to-Gas, hypothèses « Min », France

		2020	2030	2050 ref	2050 haut
<b>Capacité installée</b>	<b>MWe</b>	<b>30</b>	<b>1200</b>	<b>7700</b>	<b>17700</b>
dont H2	MWe	20	500	1000	1100
dont CH4	MWe	10	700	6700	16600
<b>Durée moyenne de fonctionnement</b>	<b>h</b>	<b>3000</b>	<b>2100</b>	<b>2700</b>	<b>3000</b>
<b>Excédents d'électricité valorisée</b>	<b>TWh</b>	<b>0,09</b>	<b>2,52</b>	<b>20,79</b>	<b>53,1</b>
<b>Gaz de synthèse produit</b>	<b>TWh</b>	<b>0,1</b>	<b>1,8</b>	<b>13,6</b>	<b>34,1</b>
dont H2	TWh	0,0	0,8	2,2	2,7
dont CH4	TWh	0,0	0,9	11,4	31,5
<b>Part du potentiel de CO2 accessible utilisé</b>	<b>%</b>	<b>0%</b>	<b>1%</b>	<b>7%</b>	<b>16%</b>
CO2 Biogaz	%	0%	7%	39%	65%
CO2 Gazéification	%	0%	11%	39%	65%
CO2 Autre	%	0%	0%	0%	0%
<b>Co-production possible</b>					
Chaleur valorisable	TWh	0,02	0,5	4,9	12,9
O2 produit	kt	0	400	3400	8600

Source : E&E Consultant

---

# Partie 4      Recommandations

---

## 1. Introduction

---

Comme on aura pu le constater à la lecture des trois premières parties de la présente étude, le Power-to-Gas fait appel à une grande variété de technologies et se trouve de ce fait à la croisée de plusieurs problématiques qui ne sont habituellement pas traitées conjointement. Ainsi, si l'on veut se forger une vision de la place qu'il pourrait être appelé à occuper et des prochaines étapes à franchir permettant la réalisation de cette vision, il convient d'adopter une approche systémique de l'analyse de ses potentiels, de ses enjeux à court, moyen et long terme, ainsi que de ses limites et contraintes.

C'est pourquoi, avant de formuler des préconisations ou recommandations qui répondent effectivement aux enjeux, il est important de les mettre dans le contexte en rappelant des principaux éléments factuels recueillis tout au long des investigations et des entretiens.

## 2. Les principales leçons tirées de l'analyse

---

### 2.1. Le Power-to-Gas est incontournable dans tous les scénarios de réduction massive des GES et de pénétration élevée des énergies renouvelables

Les infrastructures gazières existantes représentent des capacités de stockage considérables immédiatement disponibles à coût marginal. Les scénarios prospectifs français et européens qui intègrent une réduction importante des émissions de GES et une pénétration massive des sources variables d'électricité renouvelable font apparaître plus ou moins tôt une nécessité de valoriser les excédents de production d'électricité de longue durée et de grands volumes.

Le Power-to-Gas (H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>) apparaît alors comme la seule famille de solutions aujourd'hui crédibles pour répondre en termes quantitativement adéquats aux enjeux techniques et économiques d'un tel besoin.

### 2.2. Le besoin de mettre en œuvre le Power-to-Gas à échelle industrielle n'apparaît pas en France avant 2025-2030

Le Power-to-Gas se caractérise par une très grande capacité de stockage, qui se chiffre en dizaines de TWh et s'inscrit dans une logique inter-saisonnière. Ces caractéristiques/propriétés du Power-to-Gas ne deviennent indispensables qu'à partir d'un taux significatif de pénétration des sources variables d'électricité renouvelables, de l'ordre de 40 à 50% en énergie. Des taux de cet ordre de grandeur apparaissent en Allemagne et au Danemark entre 2020 et 2025, et vers 2025-2030 en France.

Jusqu'à cette échéance, les moyens classiques de régulation des réseaux électriques (flexibilité de l'offre et de la demande, STEP, interconnexions, effacement, ...) ou plus innovants (stockages locaux, écrêtement ponctuel, ...) seront suffisants pour accompagner le développement des EnR électriques variables, moyennant le cas échéant des adaptations des équipements et une évolution des règles techniques et contractuelles de dimensionnement et d'exploitation.

### **2.3. Cette échéance de moyen terme peut être mise à profit pour préparer le développement et l'intégration des différentes briques technologiques du Power-to-Gas**

Toutes les briques techniques qui participent aux différentes filières du Power-to-Gas (notamment électrolyse, stockage et utilisation de l'hydrogène, captage du CO<sub>2</sub>, méthanation, injection dans le réseau, valorisation des co-produits) sont aujourd'hui à un stade de maturité industrielle ou de développement technologique suffisant pour avoir la certitude qu'une ou plusieurs solutions seront disponibles en temps utile « sur étagère » pour chacune de ces étapes. Il est toutefois trop tôt pour savoir avec certitude si l'une ou l'autre de ces solutions prendra le pas sur les autres, encore moins laquelle ni à quelles conditions elle le fera. En effet, des efforts de R&D dans la plupart des domaines concernés et la réalisation de démonstrateurs de taille significative restent nécessaires. Ces pilotes devront permettre d'optimiser des technologies déjà matures dans un contexte nouveau de fonctionnement couplé et d'accélérer le développement de technologies aujourd'hui émergentes ou embryonnaires (typiquement l'électrolyse PEM et SOEC).

### **2.4. Le Power-to-Gas ouvre la voie à une vision systémique de notre modèle énergétique dans la perspective de la transition énergétique**

Bien qu'il trouve sa justification première dans le besoin futur de flexibilité du système électrique, le Power-to-Gas va bien au-delà d'une simple solution de stockage massif d'électricité : il s'insère dans une logique systémique qui met en évidence non seulement la complémentarité des trois principaux réseaux énergétiques (électricité, gaz et chaleur) en imposant *a minima* une coordination de leur gestion et de leur exploitation au niveau local, mais il incite aussi à repenser l'évolution de l'ensemble du système énergétique en donnant une place plus importante au(x) vecteur(s) gaz pour l'ensemble des usages, y compris la mobilité.

### **2.5. Le Power-to-Gas peut contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre**

Le Power-to-gas peut contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, que ce soit en amont en assurant une pénétration massive de sources d'électricité non émettrices de GES, ou en aval en produisant des molécules à fort contenu énergétique ayant vocation à se substituer à des sources d'énergies fossiles carbonées. S'appuyant sur l'hydrogène comme vecteur énergétique, le procédé de Power-to-gas contribue ainsi à la décarbonisation du gaz et de ses usages par l'intermédiaire du réseau de distribution.

Tout en étant en mesure de répondre aux besoins de certains usages spécifiques de l'hydrogène, le Power-to-gas permet, à travers la réaction de méthanation, de s'affranchir des limites techniques d'injection de l'hydrogène dans le réseau et de valoriser du CO<sub>2</sub> capté sur des sources fixes d'émission ou issu de la purification du biogaz.

### 3. Un cadre législatif et économique à construire

---

Le Power-to-Gas ne constitue pas à proprement parler une « technologie de rupture » dans le sens où il ne fait finalement qu'assembler ou réassembler d'une façon originale un ensemble de briques techniques déjà bien maîtrisées et depuis longtemps, même si certaines variantes auxquelles il peut faire appel sont très innovantes ou embryonnaires.

Pour autant, le cadre réglementaire (au sens large du terme, c'est-à-dire intégrant les questions de sécurité, d'environnement ou de fiscalité) dans lequel il s'inscrit n'a généralement pas été pensé et mis en place avec la logique systémique qui lui est si caractéristique.

Ceci est vrai dans tous les pays, mais la situation de la France à cet égard pose un certain nombre de problèmes spécifiques, par exemple la réglementation liée à la production et au stockage d'hydrogène, qui s'ajoutent à ceux qui se posent de manière générale, notamment dans le contexte du marché européen de l'énergie.

#### 3.1. Quelle répartition entre secteur marchand et secteur régulé ?

Sans en faire un préalable absolu à son développement, la question du positionnement du Power-to-Gas dans le système énergétique dans son ensemble sera sans nul doute un élément déterminant de la contribution qu'il sera en mesure d'apporter à la transition énergétique.

Deux visions différentes induisent des solutions techniques adaptées et des modèles économiques qui découleront des choix qui seront faits :

- la première consiste à considérer, dans la foulée de l'émergence de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique indépendamment de son origine, carbonée ou non, qui se structure autour de services marchands reliant directement les producteurs et les consommateurs finaux dans l'industrie et les transports, que le Power-to-Gas n'est qu'un nouveau moyen de produire de l'hydrogène et qu'il doit s'intégrer à ce marché selon les mêmes modalités et en suivant les règles habituelles de la concurrence ;
- la seconde considère prioritairement le caractère systémique du Power-to-Gas vis-à-vis du modèle énergétique dans son ensemble, auquel il apporte une solution d'équilibrage qui le désigne comme un élément faisant intrinsèquement partie du secteur régulé (au même titre que le réseau par exemple) et devant rester durablement encadré par des règles précises dérogoires de celles s'appliquant aux services marchands concurrentiels.

Même si l'on peut parfaitement admettre qu'une hybridation entre ces deux visions est possible, voire souhaitable, un cadre législatif, réglementaire et fiscal devra être établi en temps utile sur la base de choix dûment éclairés notamment par des critères d'efficacité économique mais aussi de capacité à garantir dans la durée une réponse adaptée à la fois aux contraintes techniques d'équilibrage des réseaux et aux objectifs de développement des énergies renouvelables.

#### 3.2. Le besoin de définir un modèle économique stable

En revanche, le besoin de visibilité et de stabilité du modèle économique dans lequel les opérateurs pourront inscrire leur activité future est une condition préalable pour l'industrie si l'on veut qu'elle engage concrètement les efforts nécessaires de R&D puis de démonstration des solutions techniques qui devront ensuite être industrialisées de façon à pouvoir être au rendez-vous des échéances de déploiement massif.



En particulier, il sera nécessaire de connaître les perspectives d'évolution de l'organisation du marché de l'électricité qui montre aujourd'hui des limites conjoncturelles avec la fermeture des moyens de production les plus modernes et les moins émetteurs de GES, notamment pour pouvoir déterminer si l'acquisition de l'électricité renouvelable pour l'électrolyse se fera à coût marginal ou au prix du marché et, dans ce cas, lequel.

Ceci dépendra également en partie du devenir des mécanismes de soutien au développement de l'électricité renouvelable, une question d'ores et déjà sur l'agenda politique au niveau européen et français qui devront veiller dans le même temps à mettre en place un cadre qui permette aux différents composants techniques du service systèmes (réserve primaire, secondaire, ...) de se maintenir ou de se développer

De même, il serait très utile de pouvoir intégrer des scénarios d'évolution du prix de carbone dans le modèle économique des futurs opérateurs, et pour cela il serait particulièrement bienvenu d'avoir une certaine visibilité sur l'évolution des instruments et mesures de régulation des émissions de GES, notamment le marché ETS et le devenir de la taxe carbone.

### **3.3. Commencer rapidement à adapter le cadre réglementaire**

Bien que les perspectives de déploiement à grande échelle du Power-to-Gas en France se situent à un horizon de 10 ans (pour l'hydrogène) à 15 ans (pour le méthane), certains aspects de la réglementation actuelle constituent des freins au développement de projets de démonstration<sup>83</sup> qui sont indispensables pour acquérir rapidement du retour d'expérience et pouvoir orienter les travaux de développement de manière pertinente. Il serait à cet égard judicieux d'ouvrir ou d'accélérer certaines réflexions ou certains travaux déjà engagés autour de l'évolution du cadre réglementaire de certaines briques du Power-to-Gas – on pense notamment à l'encadrement peu adapté de la production et du stockage d'hydrogène, conçu avant tout pour les usages industriels de ce gaz.

### **3.4. La nécessaire collaboration entre électriciens et gaziers**

Le Power-to-Gas interagit nécessairement de manière transverse entre les marchés et les infrastructures électriques et gaziers, la structure actuelle du secteur français de l'énergie résulte d'une situation qui est restée figée pendant une soixantaine d'années, entre la création de deux acteurs nationaux soumis au principe de spécialité par la loi de nationalisation de 1946 et l'émergence progressive d'énergéticiens multi-énergie découlant de l'ouverture complète des marchés de l'électricité et du gaz en 2007. Cette longue histoire marquée par des cloisonnements et des visions concurrentes est encore aujourd'hui très présente dans l'organisation des acteurs et dans l'imaginaire collectif de la population et des décideurs politiques et constitue potentiellement un frein important à l'avènement du Power-to-Gas.

*A contrario*, l'exemple danois d'un gestionnaire unique des réseaux de transport d'électricité et de gaz (Energinet.dk) est frappant. La concurrence souvent stérile entre ces deux vecteurs n'a pas cours dans ce pays où elle est remplacée par l'évidence de leur complémentarité (ainsi d'ailleurs qu'avec les réseaux de chaleur qui alimentent plus de la moitié des bâtiments). De ce fait, l'émergence du Power-to-Gas s'inscrit sinon dans une culture technique totalement commune entre électriciens et gaziers, du moins dans une pratique permanente du dialogue et une culture de la coopération qui forment le socle indispensable de toute solution techniquement et économiquement optimisée.

La question d'un rapprochement entre les entreprises gestionnaires des réseaux de transport électriques et gaziers français n'est pas l'objet de cette étude, mais la collaboration entre eux, ainsi d'ailleurs qu'entre GRD (Gestionnaires de Réseaux de Distribution) à des échelles géographiques pertinentes de l'ordre de la région, devrait être renforcée et mise à l'ordre du jour des réflexions et des travaux actuels et futurs autour de la transition énergétique

---

<sup>83</sup> Projets qui émergent aujourd'hui au Danemark ou en Allemagne



## 4. Recommandations

---

Schématiquement, le déploiement du Power to Gas peut se résumer dans trois phases-clés.

A court / moyen terme, l'hydrogène se présente, en incorporation dans le réseau de gaz dans des proportions maîtrisées (quelques %) et en usage direct sur des marchés de niche (*via* des piles à combustible notamment), comme une voie de valorisation d'excédents de productions d'électricité renouvelable conséquents.

A plus long terme, une transition vers la production de méthane de synthèse permettrait de lever toutes les limites techniques liées à l'injection et de donner ainsi accès aux stockages souterrains de très grande capacité. En permettant par ailleurs de valoriser le CO<sub>2</sub> issu de la purification du biogaz obtenu par méthanisation, la méthanation peut également apporter une contribution significative au déploiement massif du gaz renouvelable vers des usages tels que la chaleur ou la mobilité qui apparaissent difficiles à décarboner.

En parallèle de ces développements dans le domaine énergétique, et dès à présent, des potentialités de substitution existent dans les usages industriels de l'hydrogène qui représentent environ 1 million de tonnes par an. En particulier, des usages diffus, de faibles volumes (industrie agro-alimentaire, électronique, etc.) pourraient d'ores et déjà être alimentés par de l'hydrogène produit par électrolyse. Ces potentiels de substitution représentent un enjeu technique et économique pour le PtG en développant certaines briques, mais également des enjeux en terme de réduction des émissions de gaz à effet de serre (la production d'hydrogène, essentiellement par vapo-reformage du gaz naturel, génère en France de l'ordre de 10 MtCO<sub>2</sub>/an).

Ces étapes ne sont pas tant des paliers techniques, dont le passage de l'un à l'autre nécessiterait l'achèvement complet du premier, mais une manière de présenter un développement de plus en plus intégré et systémique du PtG. En pratique, les usages décrits ci-dessus seront amenés à se côtoyer et à se développer au moins pour partie en parallèle.

À l'appui de cette vision, les recommandations ci-dessous s'adressent aux pouvoirs publics et aux acteurs industriels et économiques en tenant compte des enseignements évoqués précédemment et en s'inscrivant dans la volonté de créer une dynamique permettant *a minima* l'expérimentation et la caractérisation technique et économique des solutions de Power-to-gas dans le système français :

#### **4.1. R&D (court terme – 5 ans)**

- Mener une analyse comparative complète en ACV (ressources, bilan GES, infrastructures, usage des sols, ...) des alternatives aux produits pétroliers dans les transports automobiles : biocarburants de 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> génération, biométhane, H<sub>2</sub>, GNV, véhicule électrique et/ou hybride, Power-to-Liquid,
- Développer des démonstrateurs en grandeur réelle intégrant la dimension de service au système électrique en coordination avec les GRT et GRD gaz et électricité
- Lancer un programme de R&D à moyen – long terme (en coordination avec l'Allemagne et d'autres pays avancés sur le sujet) intégrant les dimensions techniques mais aussi les dimensions économiques et financières à des échelles micro-économiques détaillées (modèles d'affaires)

Sujets de R&D qui peuvent être abordés dans le programme R&D:

- problématiques des réservoirs de véhicule GNV
- sensibilité des turbines à gaz à l'hydrogène
- impact de la présence d'hydrogène dans le gaz pour les cavités salines.

#### **4.2. Organisation de la filière – démarche collective (moyen terme – 5-10 ans)**

- Mise en place d'un Groupe de Travail multi-acteurs, similaire à celui œuvrant sur l'injection de biométhane depuis 2008 (sous pilotage DGEC) ou 2009 (co-pilotage Ademe-GrDF) pour proposer le cadre réglementaire, économique et technique
- Définir des objectifs de développement (roadmap)

#### **4.3. Information sensibilisation (moyen terme – 5-10 ans)**

- Information des décideurs économiques et du public par des sources neutres et indépendantes (pas seulement l'industrie)
- Programme de formation professionnelle

#### **4.4. Cadre réglementaire (à moyen terme – 10 ans)**

- Établir les conditions de la reconnaissance du caractère renouvelable et décarboné du Power-to-Gas (H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>) dans les textes législatifs, réglementaires et fiscaux en UE et en France
- Faire évoluer la réglementation (production, stockage et utilisation H<sub>2</sub>, injection CH<sub>4</sub>, ...) en fonction des résultats des études d'évaluation des risques réels en tenant compte du contexte (usages industriels ou grand public)
- Harmoniser et adapter les réglementations, codes et normes au niveau européen

#### **4.5. Exemples de mécanismes de soutien (moyen terme - 10-15 ans)**

- Fiscalité environnementale -carbone sur les énergies fossiles (dès à présent)
- Exonération du P-to-G (H<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>) de toute taxation (combustible ou carburant) en différenciant l'origine du CO<sub>2</sub> selon le bilan GES

- Application d'un super-bonus écologique aux véhicules H<sub>2</sub> et GNV approvisionnés en P-to-G
- Tout en donnant la priorité à l'injection dans le réseau, rendre possible l'exploitation des niches de marché de l'H<sub>2</sub> hors réseau dans l'industrie (raffineries, production d'ammoniac, ...) et les transports (stations H<sub>2</sub>, P-to-L)

---

# Bibliographie

---

- ADEME, 2011. Le captage, transport, stockage géologique et la valorisation du CO<sub>2</sub> (Feuille de Route Stratégique). ADEME.
- ADEME, 2012a. Vision 2030-2050.
- ADEME, 2012b. ENQUETE SUR LE PRIX DES COMBUSTIBLES BOIS EN 2011-2012 (Synthèse).
- ADEME, 2013. Evaluation environnementale du vecteur hydrogène appliqué à la mobilité. ADEME.
- ADEME, ATEE, DGIS, 2013. Étude sur le potentiel du stockage d'énergies.
- AFGNV, 2011. Le gaz naturel carburant dans le monde.
- Altfeld, K., Pinchbeck, D., 2013. Admissible hydrogen concentrations in natural gas system. GERG.
- American Physical Society, 2011. Direct Air Capture of CO<sub>2</sub> with Chemicals.
- AUDI, 2013. Audi e - fuels Recent Development and Future Outlook.
- Auprêtre, F., 2013. Production d'hydrogène par Electrolyse PEM.
- Auprêtre, F., 2014. Interview CETH2.
- Baurens, P., 2013. Interview CEA-Liten.
- Beccali, M., Brunone, S., Finocchiaro, P., Galletto, J.M., 2013. Method for size optimisation of large wind-hydrogen systems with high penetration on power grids. *Applied Energy* 102, 534–544. doi:10.1016/j.apenergy.2012.08.037
- Bengaouer, A., 2013. MÉTHANATION CO<sub>2</sub> PROJET SYDGAHR.
- Bertier, L., 2012. Etude et modélisation d'une plate-forme industrielle de production d'hydrogène par électrolyse de vapeur d'eau à haute température. Lorraine.
- CEA, 2004. L'hydrogène.
- Coenen, J.A., 2013. Power-to-gas experiences of the German gas industry compared to the Dutch industry.
- Cox, J., Pöyry, 2009. How wind variability could change the shape of the british and irish electricity market (Résumé). Poyry.
- CRIGEN, 2013. BIOMETHANE DE GAZEIFICATION EVALUATION DU POTENTIEL DE PRODUCTION EN FRANCE AUX HORIZONS 2020 ET 2050. GrDF.
- De Saint Jean, M., 2013. Power-to-gas process with high temperature electrolysis and CO<sub>2</sub> methanation - CEA.
- De Vita, A., Tasios, N., Papadopoulos, D., Siskos, P., Apostolaki, E., Zampara, M., Paroussos, L., Fragiadakis, K., Kouvaritakis, N., Capros, P., European Commission, Directorate-General for Energy, European Commission, Climate Action DG, European Commission, Directorate General for Mobility and Transport, 2014. EU energy, transport and GHG emissions, trends to 2050: reference scenario 2013. Publications Office, Luxembourg.
- DGC, 2013. Global screening of projects and technologies for Power-to-Gas and Bio-SNG. Danish Gas Technology Centre.
- DGEC, 2008. Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité Période 2009 - 2020. MEEDAT.
- DGEC, 2009. Plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz période 2009 - 2020. MEEDAT.
- DGEC, 2011. Rapport sur l'industrie pétrolière, gazière et des énergies décarbonées en 2011. MEDDE.
- DNV-KEMA, 2013. Systems analyses Power to gas - Delivery 1 : technology review. Gronigen.
- EASE, EERA, 2013. Joint EASE/EERA recommendations for a European Energy Storage Technology Development Road map towards 2030.
- ECRA, 2009. ECRA CCS Project - report about phase II (Technical report). ECRA.
- Electrochaea, 2013. Electrochaea Demonstration project, Foulum, Danemark.
- Energinet, 2012. Levelised costs of renewable Energy – a power system operator perspective.
- Gahleitner, G., 2013. Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. *International Journal of Hydrogen Energy* 38, 2039–2061. doi:10.1016/j.ijhydene.2012.12.010
- Gunnarsson, I.B., 2013. Biological upgrading of biogas to natural gas quality - DTU.

- Holladay, J.D., Hu, J., King, D.L., Wang, Y., 2009. An overview of hydrogen production technologies. *Catalysis Today* 139, 244–260. doi:10.1016/j.cattod.2008.08.039
- IEA, OECD, 2011. World energy outlook 2011. IEA, International Energy Agency : OECD, Paris.
- IER, Voß, A., 2013. The System Effects and Electricity Market Impacts of the Energiewende Policy in Germany.
- IFPEN, 2013. L'hydrogène naturel : une contribution au mix énergétique ? IFPEN étudie le potentiel des sources d'hydrogène naturel à terre.
- Imperial College, KEMA, Mc-Kinsey, ECN, 2010. Roadmap 2050 : a practical guide to a prosperous, low carbon Europe. Fondation Européenne du Climat (ECF),.
- ITM Power, 2013. Power-to-gas - A UK feasibility study. UK.
- Jan Van de Putte, Rebecca Shorts, Energynautics GmbH, E. Tröster, R. Kuwahata, T. Ackermann, 2011. Battle of the Grids. Greenpeace International.
- Jorgensen, C., Ropenus, S., 2008. Production price of hydrogen from grid connected electrolysis in a power market with high wind penetration. *International Journal of Hydrogen Energy* 33, 5335–5344. doi:10.1016/j.ijhydene.2008.06.037
- JRC, CONCAWE, EUCAR, 2014. WELL-TO-WHEELS Appendix 1 v4.a. Concawe, Eucar, JRC.
- Kato, T., Kubota, M., Kobayashi, N., Suzuoki, Y., 2005. Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production. *Energy* 30, 2580–2595. doi:10.1016/j.energy.2004.07.004
- Krassowski, J., 2012. Power-to-Gas-Technologien als Baustein in einem regenerativen Energiesystem - Ansätze zur Systemintegration in der Altmark.
- Lecomte, F., Broutin, P., Lebas, Etienne, Appert, O., 2009. Le captage du CO2. Éd. Technip, Paris.
- McLaren, D., 2012. A comparative global assessment of potential negative emissions technologies. *Process Safety and Environmental Protection* 90, 489–500. doi:10.1016/j.psep.2012.10.005
- MIT (Ed.), 2008. On the road in 2035: reducing transportation's petroleum consumption and GHG emissions, 1st ed. ed. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Mass.
- Müller-Syring, G., Köppel, W., Mlaker, H., Sterner, M., Höcher, T., 2013. Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW.
- négaWatt, 2013. Scénario négaWatt 2011. négaWatt.
- Olshausen, C., 2013. Economic aspects of PtG/PtL concepts for power storage and grid load compensation.
- OPECST, 2013. L'HYDROGÈNE : VECTEUR DE LA TRANSITION ÉNERGETIQUE ? OPECST.
- Petitpas, F., 2013. Electrolyseurs du futur (SOEC).
- RedPoint, 2009. Decarbonising the GB power sector: evaluating investment pathways, generation patterns and emissions through to 2030 (Final Report). RedPoint.
- Reiner, A., SIEMENS AG, 2013. PEM electrolyzer - a promising technology to handle fluctuating.
- Reuter, M., 2013. Power-to Gas: Biological methanization; first fieldproject at a municipal sewage plant.
- Rieke, S., Rolf, S., Meyne, C., Doll, R., 2013. Interview Etogas.
- Saxe, M., Alvfors, P., 2007. Advantages of integration with industry for electrolytic hydrogen production. *Energy* 32, 42–50. doi:10.1016/j.energy.2006.01.021
- SBC Energy Institute, 2014. Hydrogen-based Energy Conversion (Factbook). SBC Energy Institute.
- Schmidt, O., 2013. Power-to-gas Business Models in the United Kingdom (Master of Science). Imperial College London, London.
- SGC, 2013. Power to Gas - a technical review (No. 2013:284). SGC, Malmö.
- SHELL, 2013. PHAEDRUS. SHELL.
- Smeets, F., Verkoeyen, G., 2013. Interview Hydrogenics.
- Smolinka, T., 2012. OVERVIEW ON WATER ELECTROLYSIS FOR HYDROGEN PRODUCTION AND STORAGE.
- Smolinka, T., Günther, M., Garche, J., 2011. Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur erstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Fraunhofer ISE, FCBAT, Allemagne.
- SOES, 2013. Bilan énergétique de la France pour 2012, Références. Commissariat général au développement durable.
- Sterner, M., 2009. Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems limiting global warming by transforming energy systems. Kassel Univ. Press, Kassel.
- Sunfire, Olshausen, C., 2013. Economic aspects of PtG/PtL concepts for power storage and grid load compensation.
- TUW, TVT, 2012. BIOGAS TO BIOMETHANE TECHNOLOGY REVIEW.
- Umweltbundesamt, 2010. Energy target 2050 : 100% renewable electricity supply. Umweltbundesamt.

Umweltbundesamt, 2013. Germany 2050, a greenhouse gas-neutral country. Umweltbundesamt.  
Ville, G., McPhy, 2013. Alkaline Hydrogen Solutions for Power-to-Gas.  
Vittrup, C., 2013. Interview Energinet.dk.  
Wix, C., 2013. Power upgraded biogas - the catalytic way.  
Wurzbacher, J., 2013. Capturing CO<sub>2</sub> from Air.  
Zuberbühler, U., Specht, M., 2013. Power-to-Gas (P2G<sup>®</sup>): Experience with demo and pilot plants, up to 99% methane.

*NB : Les références des documents liés à chaque scénario sont données dans l'Annexe 1 avec le descriptif des scénarios.*



---

# Lexique

---

**BT** : Basse Température

**CAPEX** : coûts d'investissement (Capital expenditure)

**ETS** : Emission Trading System, il s'agit du marché européen du carbone.

**Gaz B** : le gaz « type B » (ou « type L ») est distribué dans le Nord de la France. Il s'agit en grande majorité de gaz de Groningue provenant des Pays Bas. Il a un pouvoir calorifique supérieur compris entre 9,5 et 10,5 kWh/m<sup>3</sup>(n).

**Gaz H** : le gaz « type » H est distribué dans tout le reste de la France. Il a un pouvoir calorifique supérieur compris entre 10,7 et 12,8 kWh/m<sup>3</sup>(n).

**GES** : Gaz à Effet de Serre

**GNV** : Gaz Naturel Véhicule

**HEPP** : Heure Equivalent Pleine Puissance

**HT** : Haute Température

**Indice de wobbe** : l'indice de Wobbe est une caractéristique technique du gaz, donnant une indication sur son contenu énergétique. Il est le quotient du pouvoir calorifique supérieur du gaz par la racine carré de sa densité par rapport à l'air.

**OPEX** : coûts d'exploitation (Operational expenditure)

**PCI** : pouvoir calorifique inférieur

**PCS** : Pouvoir Calorifique Supérieur

**STEP** : Station de Transfert d'Energie par Pompage, installation hydroélectrique équipée de deux réservoirs, reliés par un groupe hydroélectrique pouvant fonctionner à la fois en mode pompage (stockage) et turbinage (déstockage)

---

# Annexes

---

## Annexe 1 Présentation des scénarios

---

Les 24 scénarios retenus sont complétés par les études bibliographiques et des études moins complètes ou plus anciennes.

- Allemagne (6)
- Danemark (3) [en anglais]
- France (4)
- Europe (3)
- Suisse (2)
- Pays-Bas
- Belgique
- Grande Bretagne
- Irlande
- Suède
- Scandinavie (2) [en anglais]

## A. Allemagne

### 1. Leitstudie 2011-ministère de l'Environnement (BMU)

**Nom** : « Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global », dite aussi **Leitstudie 2011**.

29 mars 2012

**Auteurs** : groupes de travail de chercheurs issus des institutions suivantes :

- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart
- Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel
- Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow

**Financement** : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

**Documents associés** : Présentation BMU-Leitstudie par Christoph Schillings et alli, DLR.

<http://www.fvee.de/publikationen/publikation/download/bmu-leitstudie-2011-2932012/>

#### Introduction

Étude de référence, cette dernière Leitstudie propose des scénarios-cibles permettant d'accomplir les objectifs politiques de l'Energiekonzept, défini en septembre 2010. A savoir atteindre une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95 % d'ici 2050. Ce qui implique une réduction d'au moins 85 % du système énergétique allemand. Elle prend également en compte le paquet de lois votées à la suite de Fukushima, dont notamment la sortie du nucléaire en 2022. Les scénarios concernent les secteurs de l'électricité, de la chaleur et de la mobilité. Cinq scénarios sont décrits : A, A', B, C et THG95. Les quatre premiers visent -80 % de GES en 2050 et le dernier -95 % de GES en 2060. Seul le scénario A est vraiment détaillé dans l'étude, les autres n'étant que des variantes.

Une actualisation de cette Leitstudie est en cours et devrait être publiée l'an prochain. Elle comportera une description plus détaillée du Power-to-gas, selon le Fraunhofer IWES.

#### Caractéristiques des scénarios<sup>84</sup>

La demande d'énergie primaire diminue d'environ 50 % dans tous les scénarios. Les scénarios impliquent une diminution de la consommation d'électricité spécifique de 25 % en 2050 (par rapport à 2008) malgré la montée en puissance de l'électro-mobilité. Cette diminution ne concerne pas en revanche l'électricité qui serait utilisée pour la production d'hydrogène et de méthane renouvelable. En 2050, la production brute d'électricité n'est ainsi que 4 % inférieure à celle d'aujourd'hui (p. 108). La principale variable entre les 3

---

<sup>84</sup> Notes de lecture :

- p. 21 (ou 94) : Evolution des prix de l'H2 et du CH4 renouvelable en 2050 en fonction du nombre d'heure par an.
- p. 109 : Evolution de la consommation d'électricité (inclus excédents pour la production d'H2)
- 138 : Sources d'énergie dans les transports selon les scénarios
- p. 146 à 148 : comparaison des scénarios A (H2) et B (CH4)

scénarios principaux (A, B, C) est le transport. **Dans le A**, le transport individuel repose à 50 % sur l'électricité (hybrides et tout-électrique). Le reste est satisfait par les biocarburants et l'hydrogène. L'ensemble du secteur transport (fret, aérien, etc.) recourt encore cependant à 50 % aux fossiles (vue globale p. 15). L'hydrogène est également le moyen de stockage de l'électricité EnR excédentaire pour alimenter des cogénérations et centrales électriques à gaz. Le A' est une variante où la consommation d'électricité ne baisse que de 15% en 2050. **Dans le B**, l'hydrogène renouvelable est transformé en méthane pour pouvoir être injecté sans complication dans le réseau de gaz naturel. Ceci donne une part plus conséquente du méthane dans les transports. **Le scénario C** envisage les transports individuels uniquement électriques (dont 80 % tout électrique) sans recours à l'H2 ni au CH4 dans les transports. L'hydrogène est en revanche utilisé comme moyen de stockage (court à long terme) et de couverture de la charge résiduelle. **Le scénario THG95** suppose un système énergétique presque entièrement alimenté par les énergies renouvelables. Dans ce scénario le PtG (H2 et CH4) sert de pilier pour une alimentation renouvelable dans les secteurs de la chaleur et la mobilité.

### Type de calcul

Calcul détaillé, simulation heure par heure très probable.

### Equilibrage

Etant donné le coût du power-to-gas et des pertes dues à la conversion d'énergie, l'électricité renouvelable doit par tous les moyens être d'abord utilisée directement dans le domaine de la chaleur et du transport (batteries).

Dans le scénario A, les EnR couvre 63 % de la demande d'électricité dès 2030 et 85 % en 2050. Dès 2020, les 117 GW d'EnR électriques installés, dont 97 GW d'éolien et de PV, surpassent de loin les pointes de consommation nationale à 80 GW. Cependant, les simulations montrent jusqu'en 2030, il n'y a pas d'excédents d'énergie (TWh) mais seulement de puissance (GW). Il semble économiquement plus censé de recourir de manière poussée à la gestion de charge (Last management), au stockage de court terme et au pompage turbinage (Allemagne et pays voisins). Le power-to-gas n'est vraiment nécessaire qu'à partir de 2030. En 2050, ce sont 110 TWh/an de courant excédentaire qui sont transformés en hydrogène (83,6 TWh). Dans le scénario B, 148 TWh excédentaire donnent 90 TWh de méthane renouvelable en 2050. Cependant, la puissance des électrolyseurs n'est pas calculée.

Le prix de revient de l'hydrogène et du méthane renouvelable dépend du prix de l'électricité de la charge annuelle des installations. En 2050, avec un prix pouvant descendre à 4 c€/kWh dès 2000 h/an de charge (avec électricité excédentaire gratuite), l'hydrogène renouvelable est bien moins cher que les carburants fossiles. Pour le méthane, le prix passe sous les 5 c€/kWh au-delà de 3000 heures par an<sup>85</sup>.

Dans le **scénario THG95** (détaillé pp. 149 à 155), l'électricité étend ses usages dans les secteurs de la chaleur et de la mobilité. La consommation d'électricité augmente de 37 % en 2050 et 73 % en 2060, comparé à 2010. En 2050, 432 TWh/an se répartissent de la façon suivante : 25 TWh/a pour les pompes à chaleur, 81 TWh/a pour l'électromobilité, 146 TWh/a de plus que dans A pour les process industriels chaud et froid et la climatisation et enfin 180 TWh/a pour la production d'hydrogène (136 TWh/an)<sup>86</sup>.

---

<sup>85</sup> Courbes p. 21 - Evolution des prix de l'H2 et du CH4 renouvelable en 2050 en fonction du nombre d'heure par an.

<sup>86</sup> Détails :

- schéma p. 151 et tableau p. 154).
- pp 88 à 97 : présentation et coûts de revient de l'hydrogène et du méthane renouvelable.
- p. 6 : Comparaison des coûts des moyens de stockage : « Speicherkosten für Strom sind generell hoch und reichen von 5 bis 10 ct/kWh für Pumpspeicher bis zu 23 bis 40 ct/kWh für Druckluftspeicher. Wasserstoffspeicher mit zentralem Elektrolyseur und Verstromung im GuD-Kraftwerk liegen mit 25 ct/kWh (heute) bis 10 ct/kWh (zukünftig) dazwischen, haben aber mit knapp 40% den geringsten Wirkungsgrad. »

## 2. DVGW

**Nom** : «Analyse des Klimaschutzpotentials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan»

publiée le 28 mai 2013.

**Auteurs** : Falko Ueckerdt, Gunnar Luderer et Finn Müller-Hansen du PIK Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e. V.

**Financement** : DVGW Le DVGW est une association professionnelle plus que centenaire comptant plus de 13 500 membres (Wikipédia). Etablit les règles et normes pour les installations et appareils gaz et eau, mène tests et délivre une certification de qualité (DVGW CERT). Mène aussi de la R&D.

**Documents associés** :

[http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g8\\_01\\_11.pdf](http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g8_01_11.pdf)

### Introduction

Cette étude de potentiel prend la forme de 3 scénarios prospectifs tous secteurs à horizon 2050, avec pour objectif une diminution d'au moins 80 % des émissions de CO<sub>2</sub> (objectif politique). Ils ont été élaborés grâce au modèle REMIND (Refined Model of long-term Investment Decisions), couplant énergie, économie et climat. Les 3 scénarios sont «Kontinuität», «Wandel» («changement») et «Wandel (CCS)». Toutefois l'étude considère que le scénario «Wandel (CCS)» est le moins probable, le stockage du CO<sub>2</sub> ne sortant pas des limbes en Allemagne. Le scénario «Kontinuität» est considéré comme le plus vraisemblable : exploitation des centrales charbon jusqu'à leur fin de vie technique, domination du transport individuel et progrès modéré de l'efficacité énergétique. Scénario moins coûteux, «Wandel» envisage un arrêt précoce des centrales charbon pour des critères de non-rentabilité. A quoi s'ajoute un recours accru aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie. Les transports doux et collectifs prennent le pas sur le transport individuel.

### Caractéristiques des scénarios (pp. 25 à 27)<sup>87</sup>

Dans les deux scénarios, la demande d'énergie<sup>88</sup> primaire diminue de 50 % d'ici 2050, mais le mix énergétique varie selon les scénarios. Dans «Wandel», houille et lignite sont arrêtés dès 2020 pour la production d'électricité au profit du gaz et des énergies renouvelables (EnR). Les dernières centrales à charbon sont éteintes en 2050 dans «Kontinuität». En 2050, les EnR fournissent de l'ordre de 80 % de l'électricité dans les 2 scénarios mais avec des mix renouvelables différents (cf. p. 26). Bizarrerie dans Wandel, le photovoltaïque a un rôle très mineur et disparaît au profit de la géothermie profonde autour de 2030 (voir détail page 26).

La production d'électricité diminue en 2050 de 25 % dans «Kontinuität» et de 10 % dans «Wandel» (davantage d'électricité dans les transports) par rapport à 2010. En matière de chaleur (p. 26), les mix des 2 scénarios sont assez proches avec une part très faible du solaire et pompes à chaleur. Dans les transports (p. 27), la différence est plus marquée avec une forte croissance des transports publics dans «Wandel» et une disparition des motorisations actuelles (essence et diesel) dès 2030 dans les transports individuels, au profit des hybrides. Le recours à l'hydrogène (pile à combustible) et véhicules purement électriques (batteries) est nul dans les 2 scénarios mais le gaz naturel (inclus hydrogène) décolle fortement dès 2020 dans Wandel.

---

<sup>87</sup> Schémas associés :

- pp.30 et 31 : Evolution capacité électrolyseurs / Evolution production d'hydrogène (Wasserstoff) par électrolyse / Utilisation de l'hydrogène.
- p. 40 : Evolution comparée des prix de revient du gaz naturel et du méthane renouvelable.
- p. 42 : Evolution mix de gaz naturel.

<sup>88</sup> qsdqsd

## Type de modélisation

Calcul détaillé mais certainement pas heure par heure. Il s'agit avant tout de scénarios macro-économique.

### Equilibrage (à partir p. 28)

Kontinuität : Les excédents d'électricité renouvelable augmentent rapidement à partir de 2015 : 10 TWh en 2020 à +100 TWh en 2050. Le Power-to-gas se développe en 2 temps. D'abord une production et injection d'hydrogène dans le réseau, jusqu'à la limite technique de 3 à 4,5% selon le contenu énergétique. Les électrolyseurs passent de 10 GW installés en 2020 à 50 GW (70 TWh d'H<sub>2</sub>) en 2050. La méthanation ne se développe qu'à partir de 2025 pour atteindre 4 GW (30 TWh) en 2050. Variante : Avec un objectif de réduction du CO<sub>2</sub> de 90 %, la puissance installée passe à 7 GW (55 TWh) en 2050. Le prix de revient du méthane produit passe de 12 c€/kWh en 2020 à 7 c€/kWh en 2020. Il devient compétitif par rapport au gaz naturel (+certificat CO<sub>2</sub>) entre 2030 et 2035. La consommation de gaz naturel recule d'un tiers en 2050 et de 8 à 10 % vient des alternatives : biométhane, syngas (biomasse) et CH<sub>4</sub> de méthanation. « *Le power-to-gas aide à atteindre des objectifs ambitieux de réduction des GES et peut amortir les risques liés au possible retard de l'éolien offshore et aux problèmes d'acceptabilité du développement du réseau électrique* » (p. 35).

Wandel : Pas de méthanation, seul l'hydrogène est produit et injecté dans le réseau avec des capacités d'électrolyse passant de 10 GW en 2026 à 38 GW en 2050. La méthanation n'intervient que dans la variante Wandel avec objectif de 90 % de réduction de GES. Dans ce cas ce sont un peu plus de 3 GW d'unités de méthanation installées en 2050.

Remarque : Si la technologie CCS émergeait, l'hydrogène ne serait plus produit par électrolyse des excédents EnR, mais par réformage de la biomasse et des énergies fossiles, pour des raisons de coût. (p. 28)

## 3. Scenario Fraunhofer ISE

**Nom** : « Energiesystem Deutschland 2050 », Hans-Martin Henning, Andreas Palzer, Fraunhofer ISE, Novembre 2013.

<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-energiesystem-deutschland-2050.pdf>

**Auteur** : Fraunhofer ISE

**Financement** : Etude menée de façon indépendante par le Fraunhofer ISE (auto-financement):.

### Introduction

L'Institut a développé un modèle de scénario énergétique, RegenerativeEnergienModellDeutschland (REMod-D), qui lui avait permis de publier en novembre 2012 un scénario 100% énergie renouvelable électricité et chaleur, mais hors industrie et transport (« 100% ErneuerbareEnergienfürStromundWärme in Deutschland », Fraunhofer ISE, novembre 2012). La présente étude vient donc combler ces lacunes en couvrant tous les secteurs et en modélisant l'objectif politique d'au moins 80 % de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en 2050 par rapport à 1990. REMod-D consiste à trouver les options les moins coûteuses pour atteindre l'objectif recherché. Le résultat présenté dans la présente étude permet d'avoir un coût du système énergétique équivalent à celui d'aujourd'hui.

Le Fraunhofer ISE est devenu incontournable dans le monde de la recherche allemande et donc a une influence certaine sur les politiques de recherche. Il a voulu amener dans le débat public avec cette étude

des visions de la transition englobant tous les secteurs, et non plus la seule électricité, sur laquelle se focalisait les attentions jusqu'en 2012.

### **Caractéristiques du scénario<sup>89</sup>**

Le scénario présenté permet d'atteindre 81 % de réduction de CO<sub>2</sub>, avec un fort recours aux énergies de flux : éolien et solaire. L'électricité renouvelable couvre non seulement les besoins d'électricité spécifique mais aussi une part des transports et de la chaleur (via les pompes à chaleur). La production d'électricité provient à 78 % de l'éolien et du PV, à 16 % de cogénérations gaz (biogaz et gaz naturel) et 6 % de centrales fossiles (houille et lignite). Ainsi la consommation intérieure d'électricité augmente de 17,5 % par rapport à 2010, mais la consommation d'électricité spécifique diminue de 25 %. La demande d'énergie est réduite de 60 % pour le chauffage et de 50 % pour les transports. Au total, la demande d'énergie finale passe de 2516 TWh en 2010 à 1350 TWh en 2050, respectivement 3662 TWh à 1750 TWh pour l'énergie primaire.

### **Type de calcul**

Le calcul n'est pas détaillé dans les documents dont nous disposons.

### **Equilibrage**

Les capacités renouvelables installées totalisent 299 GW pour les seuls éolien terrestre (120 GW) et offshore (32 GW) et photovoltaïque (147 GW). L'électrolyse joue un rôle important avec 33 GW d'électrolyseurs installés pour un usage hydrogène uniquement. L'électricité (batteries/ déplacement urbains) et l'hydrogène (piles à combustibles/long trajet) couvre 60 % des besoins dans le transport. 40 % sont toujours couverts par les carburants traditionnels. La méthanation n'est envisagée que dans le cadre d'objectifs plus ambitieux, au-delà de 80% de réduction de CO<sub>2</sub> (détails à partir de la page 36). Ainsi pour un objectif de réduction de 88 %, le modèle envisage 41 GW d'électrolyseurs pour 15 GW de catalyseurs Sabatier. Avec un objectif de 91 % de réduction, les capacités nécessaires sont respectivement de 45 GW et 19 GW. Ces objectifs plus ambitieux impliquent davantage de capacité éolienne et photovoltaïque installée. Pour 91 % de réduction de CO<sub>2</sub>, il ne faudrait pas moins de 38 GW éolien offshore, 150 GW éolien terrestre et 260 GW photovoltaïque, soit 448 GW au total.

## **4. Scénario Kombikraftwerk2**

**Nom** : « Simulation eines 100%-EE-Systems », Consortium Kombikraftwerk, Novembre 2013

Site web : <http://www.kombikraftwerk.de/kombikraftwerk-2/projektinformationen-kombikraftwerk2.html>

En novembre 2013, seul un article a été publié, un rapport plus complet doit être rendu public fin décembre 2013.

Présentations en ligne : <http://www.kombikraftwerk.de/mediathek/praesentationen.html>

### **Auteurs :**

- Fraunhofer IWES
- Cube Engineering GmbH
- Siemens AG
- SMA SolarTechnology AG

---

<sup>89</sup> schéma des flux énergétiques du scénario (p. 23).



- EnerconGmbH
- ÖKOBitGmbH
- SolarWorld AG
- Deutsche Wetterdienst
- Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik der Leibniz Universität Hannover ;  
Agentur für Erneuerbare Energien.
- 

**Financement** : Auteurs + soutien de du ministère de l'Environnement (BMU)

## **Introduction**

Depuis 2006, le projet Kombikraftwerk modélise un système électrique 100 % renouvelable, grâce à des simulations s'appuyant sur des installations réelles (éolien, PV, pompage-turbinage, biogaz). Après avoir testé la faisabilité d'un tel scénario au cours des premières années, le projet a été reconduit en 2010 pour trois ans sous l'égide de l'institut Fraunhofer IWES, avec des partenaires supplémentaires tels Cube Engineering, DeutscherWetterdienst (service météo allemand), Siemens, Ökobit (fabricant de centrales biogaz) et l'université de Hanovre. Cette fois, Kombikrafwerk 2 devait pousser la recherche sur la sécurité et l'équilibre du réseau : maintenir sa fréquence à 50 Hertz et sa tension à tout moment de l'année. Cette fois, ce sont 37 éoliennes (76 MW), 4 centrales biogaz (3,6 MW) et 12 centrales photovoltaïques (1 MW) qui ont servi aux travaux pratiques. La méthanation, absente du premier exercice, joue désormais un rôle de premier plan.

## **Caractéristiques du scénario**

Le scénario ne donne pas d'horizon temporel, mais vise à démontrer la faisabilité d'une alimentation électrique 100% renouvelable. Néanmoins on suppose que ce scénario se situe après 2030. La demande (532,3 TWh) reste à peu près la même qu'aujourd'hui (entre 495 TWh et 530 TWh de 2008 à 2012), car les efforts d'économies d'énergies sont compensées par de nouveaux usages : pompes à chaleur et véhicules électriques notamment. L'éolien satisfait 60 % de la demande avec 87 GW d'éolien terrestre et 40 GW d'éolien offshore. Le photovoltaïque couvre 20 % de la demande avec 133 GWc installés. La biomasse (solide, liquide et biogaz) en couvre 10 % et le solde est couvert par l'hydraulique et la géothermie profonde.

## **Type de calcul**

Calcul heure par heure.

## **Equilibrage**

Un tiers des installations PV sur bâtiment sont équipées de batteries (55 GW). Le pompage turbinage et l'air comprimé (CAES) sont aussi modélisés (11 GW). La méthanation (CH<sub>4</sub>) joue le rôle le plus déterminant pour le stockage de long terme avec 13 GW d'électrolyseurs installés. Ces derniers sont principalement construits dans le nord du pays pour stocker les surplus éoliens. Les moyens de production de réserve reposent uniquement sur le gaz (cogénération décentralisée ou centrales de grande taille) avec 43 GW installés. PV, éolien, électrolyseurs servent de réserve primaire pour maintenir la fréquence du réseau (voir schéma issu présentation p. 17). Le dimensionnement des moyens de réserve ne doit par contre plus se faire comme aujourd'hui par trimestre mais d'un jour sur l'autre.

## 5. Scénario « Energiespeicher für die Energiewende »

**Nom** : Energiespeicher für die Energiewende

Juin 2012

**Auteur** : VDE, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V./Association de l'électrotechnique, l'électronique et technologies de l'information

**Financement** : idem

Concerne le seul secteur électrique.

Rapport sur le besoin de stockage en fonction de la pénétration des énergies renouvelables conformément à l'évolution prévue par l'Energiekonzept : 40 à 45 % d'EnR en 2020 et de 80 à 100 % en 2050.

Résumé (en PJ) d'un rapport (payant) présenté sous la forme de 11 « enseignements » :

**Enseignement 1** : Le système électrique a besoin de plus de flexibilité mais selon toutes les variantes étudiées, les moyens de production et de stockage actuels, couplés à la déconnexion des installations EnR variables (PV et éolien) dès que nécessaire suffisent pour atteindre le niveau de flexibilité requis.

**Enseignement 2** : Le stockage de court et long terme n'est pas vraiment utilisé pour garantir la stabilité du réseau jusqu'à 40 % d'EnR dans la production d'électricité. Le recours aux centrales thermiques et la déconnexion modérée des EnR reste le moyen le moins coûteux (cf. schéma p. 16) de garantir la flexibilité du système.

**Enseignement 3** : A 40 % d'EnR, les excédents de production restent très faibles, survenant 44 heures dans l'année pour une production de 0,26 TWh/an soit 1 pour mille de la production renouvelable. Pour ces quelques heures, les installations de cogénération biomasse peuvent réduire leur production pour réduire l'excédent. Pratiquement pas besoin de stockage supplémentaire.

**Enseignement 4** : Avec une part de 80 % d'EnR dans le système électrique, il sera économiquement censé d'avoir à disposition 14 GW de moyens de stockage de court terme (70 GWh soit 5 heures) et environ 18 GW de stockage de long terme (7,5 TWh, soit 17 jours). Pour ces derniers, hydrogène et méthane sont également adaptés, l'un avec stockage dans des cavernes et l'autre dans le réseau de gaz. L'investissement dans ces moyens de stockage s'élève à 3 Mrd€ par an, dont 75% pour le stockage de long terme.

**Enseignement 5** : La déconnexion des EnR pour passer les pointes de production est moins coûteuse que le fait d'adapter la capacité de stockage à ces pointes. A 80% d'EnR : dans le scénario où seuls 0,4 TWh par an ne sont pas injectés, le parc de stockage coûte 3 Mrd€/an contre 5,1 Mrd€/an s'il fallait récupérer chaque kWh produit.

**Enseignement 6** : A contrario, la construction de capacité de stockage de long terme pour stocker toute l'énergie renouvelable produite permet de baisser les émissions de CO2 du secteur électrique de 10 % par rapport au scénario d'optimisation économique. En effet, le gaz renouvelable se substitue dans ce cas aux énergies fossiles.

**Enseignement 7** : Le prix de revient de l'électricité n'est que 10% plus cher qu'en 2010 avec 80 % d'EnR (voir schéma). A 100 % d'EnR, c'est 30 % plus cher qu'en 2010.

**Enseignement 8 :** Pour passer de 80 à 100 % d'EnR dans le secteur électrique, il faut tripler le parc de moyens de stockage de court et long terme, soit 12 Mrd€/an.

**Enseignement 9 :** Les moyens de réserve et le stockage garantissent la sécurité d'approvisionnement. p. 30 total et nature des capacités de stockage nécessaires selon les variantes.

**Enseignement 10 :** Le stockage réduit la quantité d'énergie distribuée par les réseaux mais de manière assez réduite, 9 % pour 40 % d'EnR et 17 % pour 80 % d'EnR. La réduction de la charge maximale est très réduite, de 1,4 % pour 40 % d'EnR à 2,6 % à 80 %. En revanche, le stockage permet de donner plus de liberté pour la gestion des surcharges locales en utilisant d'autres vecteurs et d'autres réseaux (gaz, chaleur).

**Enseignement 11 :** Pas de préférence géographique pour la localisation des moyens de stockage (pas bien compris cependant)

## **6. Germany 2050, a greenhouse gas-neutral country**

**Nom :** Germany 2050, a greenhouse gas neutral country

**Auteurs :** Umweltbundesamt (Agence fédérale de l'environnement allemande)

**Liens et documents associés :** « background paper » publié en octobre 2013 (Umweltbundesamt, 2013), , rapport complet prévu fin 2013

### **Introduction**

La démonstration technique d'un système électrique basé à 100% sur les énergies renouvelable a déjà été faite en 2010 (Umweltbundesamt, 2010). L'agence fédérale allemande de l'environnement voulait maintenant élargir le périmètre et vérifier si globalement, l'Allemagne peut atteindre un scénario ambitieux de réduction des émissions de gaz à effet de serre : -95% par rapport à 1990 tout en intégrant :

- tous les secteurs énergétiques, y compris les usages chaleur et transport,
- les émissions autres qu'énergétiques (industrie, déchets, agriculture, changement d'affectation des sols...) ainsi que les éventuels, les puits de carbone.

Du point de vue environnemental, deux contraintes fortes ont été ajoutées :

- Réduction de consommation de ressources matérielles (-50% d'ici 2020 et -90% d'ici 2050)
- Réduction de l'urbanisation des sols (limité à 30 ha/jour en 2020 et 0 sur le long terme)

A noter enfin que la sobriété n'a pas été prise en compte, même si l'Umweltbundesamt la considère comme souhaitable.(Umweltbundesamt, 2013, p. 7)

### **Principales caractéristiques du scénario**

En 2050, la demande d'énergie est divisée par 2. Cette réduction est principalement attribuée au secteur résidentiel, ainsi qu'à l'industrie et au tertiaire. Le secteur du transport est faiblement réduit (-15%).

La décarbonisation par le recours aux énergies renouvelables est le plus facilement mis en œuvre dans le secteur électrique. L'électricité pénètre donc les secteurs de la chaleur et des transports. Pour le transport, le recours à l'électricité est néanmoins fortement limité en particulier pour l'aviation et les transports maritimes. La production de carburants de synthèses à partir d'électricité est donc la principale voie retenue (power-to-liquid). Au final le secteur énergétique complet est à 100% renouvelable.

Le transport consomme, en énergie finale 20% d'électricité et 80% de carburant de synthèse issus de l'électricité (power-to-liquid). Par manque de temps, il n'a pas été investigué le recours à différentes voies en parallèle de carburants de synthèse d'origine électrique. L'hydrogène seul et/ou le méthane de synthèse peuvent tout à fait avoir un rôle pertinent à jouer. Etant donnée l'obligation du recours aux carburants liquide pour la longue distance (avion, bateau), seule la voie hydrocarbonée liquide a été prise en compte. Des

études complémentaires devraient permettre de voir s'il serait pertinent d'avoir plusieurs voies en parallèle, l'hydrogène ayant a priori un rendement de conversion supérieur (Umweltbundesamt, 2013, pp. 9–10).

L'industrie réduit sa consommation de 50%, et réduit son mix énergétique à seulement deux vecteurs : électricité et méthane renouvelable (méthanisation et méthanation).

Le power-to-gas et power-to-liquid est au centre du scénario. Son utilisation va bien au-delà de la gestion des excès de production d'électricité renouvelable : il permet d'alimenter le secteur de transport en carburant et l'industrie en matière première (Umweltbundesamt, 2013, p. 27).

### **Type de modélisation**

Modélisation technique bottom-up de tous les besoins énergétiques.

Contraintes sur les émissions, les ressources matières, et les usages des sols

Seules les émissions du territoire allemand sont prises en compte.

### **Equilibrage**

Dans ce premier document « background paper » de l'étude (Umweltbundesamt, 2013), les moyens d'équilibrage ne sont pas décrits. Par contre le power-to-gas ou power-to-liquid est au cœur du scénario (voir « principales caractéristiques du scénario »). Au total en 2050, 588 TWh/a de méthane renouvelable sont consommés, et 552 TWh de carburant liquide renouvelable. Dans le document actuel, il n'est pas détaillé la part issue de la biomasse et celle issue de l'électricité, mais cette dernière est dominante.

## **B. Danemark**

### **1. Danish Climate Commission**

**Name** : «Grønenergi A1 (Green energy), 2010

**Authors** : Danish Climate Commission, Chaired by prof. Kathrine Richardson

**Financement** : The Danish Climate Commission was an independent Commission established and financed by the Danish state.

**Links or associated documents** : <http://www.ens.dk/politik/dansk-klima-energipolitik/klimakommissionen> and <http://www.ens.dk/en/policy/danish-climate-energy-policy/danish-commission-climate-change-policy>

### **Introduction**

This report evaluates two action scenarios with respectively limited and unlimited biomass use in two "world views": a world with high climate ambitions and a world with low climate ambitions. In the scenarios there are large use of windpower. A number of models are used, including economic models used by the Danish government, such as DREAM, and an energy sector model with hourly time-steps for specific years. The study concluded that there would be a smaller additional cost of the transition to 100% renewable energy compared to a business as usual development.

The scenarios of the Climate Commission are the only officially recognized Danish scenarios beyond 2030. Neither the scenarios nor the policy recommendations of the Climate Commission were adopted by the Danish government as official policies, but the present government has adopted the target of 100% renewable energy by 2050, similar to the action scenarios.

No production of hydrogen or other synthetic gas is included in the scenarios.

### **Scenario characteristics**

In the low biomass A-scenario in a climate ambitious world, 82% of power supply is from windpower. The large variability of the windpower supply is managed with heat storage in district heating systems using heat pumps and electric heating, increased international power lines, development of smart grid to sensitive

consumers to use power when wind is high, and curtailing of 5% of the windpower production. In the scenario there is electricity export in 2030 but not in 2050 and the biomass use is increased about 50% above present level (to 156 PJ excluding waste incineration), which the report claims is possible from Danish sources. The gross energy demand is reduced 26% in 2050 compared with the base year, 2008.

In the high biomass scenario in a climate non-ambitious world, the biomass use reaches 468 PJ, about 4 times the present level and cover 65% of gross energy demand that remains very close to the 2008 level.

The scenarios are results of economic optimization based on different assumptions of future energy prices till 2050 for the two different world views.

## Balancing

Installed renewable power reaches 18 GW of wind, and 4 GW solar + wave power in 2050. These variable renewable electricity productions will exceed power demand in some periods up to a maximum of 8 GW while at other times there will be a power deficit (demand minus variable production) of almost 8 GW. These surpluses and deficits are balanced out with increase of international power lines to reach 12 GW in 2050, twice the level of today, as well as with heat pumps and heat storage in the Danish district heating supply, with flexible power demand in industry (the industry is expected to alternate between biomass and electricity use for heating), with flexible charging of electric cars, and with curtailing of 5% of the windpower. In the transport scenario, the use of hydrogen is set to 0, but in the text the use of hydrogen is described together with electricity use that is set to 90% of the energy for personal cars in 2050. In the report, the development of international power lines and heat storages in district heating are seen as cheaper and simpler solutions to balance electricity than production of hydrogen or other gases.

## **2. Sustainable Energy Vision 2030 for Denmark**

**Name :** Vi harenergien (We have the energy), 2009 and 2010

**Authors :** The Danish organisation "VedvarendeEnergi"(Sustainable Energy) (OVE), Gunnar BoyeOlesen, Hans Pedersen et.al,

**Sponsors :** The work was done by Sustainable Energy with support from a national fund for NGO-lead climate activities, financed by the Danish state.

**Links or associated documents :** <http://www.ve.dk> and <http://www.inforse.org/europe/VisionDK.htm>

### **Introduction**

This work evaluates a main action scenario with a fast transition to renewable energy until 2030, based on sector scenarios for housing, industry, and transport as well as for the energy supply system. In the transport scenario is included a massive transition to electric transport, but it is found that a fuel will be needed as a range extender for 37% of the road transport, which is expected to be done with hydrogen. Since the electric transport is expected to remain twice as efficient as hydrogen-fuel cells (battery/tank-to-wheel efficiency), the share of hydrogen in the transport energy mix is higher than 37%, about 50%.

The 2010 report include cost estimates based on costs of technologies from the technology catalogue of the Danish Energy Agency. Future fossil fuel prices are included with two price scenarios: one with future fuel prices given by the Danish Energy Agency, and one with higher future fossil fuel prices. Using cost estimates of the Danish Energy Agency and a CO<sub>2</sub>-price of 20 €/ton, the costs are estimated to be very similar in 2030 for the action scenario and for a business as usual scenario. To test the effect of more windpower and less biomass use was developed a series of scenarios with higher windpower, increasing from 10 GW to 16 GW in 2030. These scenarios showed that with more windpower it is possible to reduce biomass use, but at

higher costs and with more unused windpower. The unused (curtailed) windpower reach 10% of windpower production in the 16 GW windpower scenario.

Sustainable Energy's scenarios are the advanced fast reduction scenarios in Denmark with transition to renewable energy well before 2050. The realisation of the scenarios will require a strong action for rebuilding the transport system, while the development of renewable energy and energy efficiency in other sectors are closer to the ongoing development.

A new, more detailed, scenario is under preparation by SustainableEnergy for publication in 2014.

### **Scenario characteristics**

The scenarios are made with a combination of the modeling in hourly time-steps for 2030 with the model EnergyPlan from Aalborg University and a spreadsheet model developed by INFORSE-Europe for development of national energy balances in 5-year time-steps.

In the energy supply system a large part, 138 PJ or 75% of electricity supply, comes from wind, solar and wave power, and a large part of that, 20% of the variable power supply, is used to produce hydrogen while 15% is used for heat pumps in district heating systems with heat storage. Of the electricity used for hydrogen it is expected that 70% is converted to hydrogen, 15% becomes useful energy that can be used in district heating, while 15% is lost. Thus, hydrogen is the most important storage technology included in the scenarios for managing the varying renewable electricity sources.

### **Balancing**

In the main scenario, the installed renewable power reach 16 GW in 2030 of which windpower is 10 GW, solar PV 4 GW, and wave-power 2 GW. The varying supply is managed with 2.5 GW electrolysers with 50 GWh hydrogen storage, 2GW (electric) heat pumps in district heating with 300 GWh heat storage, active international electricity exchange of 2.8 GW (present connections to Norway and Sweden), electric cars with a total charging capacity of 4.8 GW (but not all available at the same time) and a combined battery capacity of 20 GWh, as well as 10% flexible power demand. Compared with the scenario of the Danish Climate Commission, the lower use of international power lines increases demand for storage, and the lower transition to electric vehicles require another vehicle fuel. These requirements are met with the hydrogen production and use.

## **3. The IDA Climate Plan 2050**

**Name :** "Danmarkudenfossilebrændsler", The IDA Climate Plan 2050,

**Authors :** Brian VadMathiesen, Aalborg University, Henrik Lund, Aalborg University, Kenneth Karlsson, RISØ - DTU, and others, 2009

**Sponsors :** IDA, The Danish Association of Engineers

**Links or associated documents :**

[http://energy.plan.aau.dk/IDAClimatePlan-files/BV\\_Mathiesen\\_UK\\_IDAs\\_Climate\\_Plan\\_2050\\_Background\\_Report.pdf](http://energy.plan.aau.dk/IDAClimatePlan-files/BV_Mathiesen_UK_IDAs_Climate_Plan_2050_Background_Report.pdf) and <http://www.ida.dk>

### **Introduction**

This scenario is developed by above authors in cooperation with a large number of IDA members (engineers), contributing as volunteers. The senario is aiming at 100% renewable energy by 2050. The work included hourly modelling of selected years : 2015, 2030, and 2050, evaluations of socio-economic costs, employment effects, environmental effects, and estimations of commercial potentials of Denmark of keeping

or gaining a leading position in the transition to renewable energy. The hourly modelling is done with the programme Energy Plan from Aalborg University.

### **Scenario characteristics**

In the scenario, already in 2015 the large windpower production makes it beneficial to start installing large heat pumps in district heating to use windpower production, in addition to direct electric heating in district heating used in periods with windpower peaks. In 2030 with almost 70% of power supply from windpower, the scenario includes also smart grid solutions to make 15% of power demand flexible and use of intelligent charging of electric cars. The scenario for 100% renewable energy in 2050 include a new stream of fuel made from electricity. This fuel is both used for cars, assuming the use of fuel cell cars with 2.5 times the efficiency of present cars, and for electricity in periods with very low windpower production. Calculations are made with hydrogen, but in the text is briefly described another option: DME made from hydrogen and CO<sub>2</sub> as a possible transport fuel.

The study include socio-economic calculations for the target years 2015, 2030, and 2050, for each year comparing the action scenario and a business as usual scenario regarding economy and employment for different framework conditions . The framework conditions are international oil costs of 60 – 132 \$/barrel and and CO<sub>2</sub> prices 30 – 60 €/ton (in fixed prices). The calculation include depreciation of investments and an interest rate of 3%. For all cases the costs are lower for the action scenario than for the BAU scenario, except for the 100% renewable energy scenario in the situation with 60\$/barrel and CO<sub>2</sub> costs of 30 €/ton. The estimation of employment shows an increase of employment of 29,000 in the start year of the conversion (in this scenario 2010), falling to 20,000 in 2030, but increasing to 44,000 with the realisation of 100% renewable energy. In 2050 most employment will be in building improvements, followed by operating and maintenance of the 100% renewable energy system.

### **Balancing**

In the 2050 scenario with 100% renewable energy and windpower covering 77% of the power supply, the flexibility measures are increased compared with 2030, and supplemented with 600 MW- e electrolysis facilities installed at district heating stations. Also, a total of 101 GWh of hydrogen storage facilities are included, allowing the electrolysis facilities to be able to operate at full capacity for one week. It is assumed that the hydrogen can be supplied with high temperature electrolysis with a conversion efficiency of 73 percent from electricity to hydrogen. In addition, 7.5 percent of the electricity input to the electrolyzers is converted to useful heat to be used for district heating.

Economic calculations are made for a hydrogen economy with electrolyzers and storage in steel tanks of 10-15 bar. There is no result of the hydrogen sector alone, but the overall socio-economic calculations show, as mentioned above, equal or lower cost for the action scenario with 100% renewable energy in 2050 than for a business as usual scenario without the hydrogen sector and with continued fossil fuel use.

## **C. France**

### **1. Scénario négaWatt 2011-2050**

**Nom** : Scénario négaWatt 2011-2050, septembre 2011, mise à jour octobre 2013

**Auteurs** : Association négaWatt (réseau indépendant d'experts français de différentes disciplines)

**Financement** : l'association négaWatt a réalisé sous forme collaborative et publié ce scénario entièrement sur ses fonds propres.

### **Introduction**

Constituée en 2001, l'association négaWatt, à l'origine de la démarche éponyme fondée sur le triptyque « sobriété, efficacité, énergies renouvelables », a publié en 2003 un premier scénario à l'horizon 2050 prenant en compte l'ensemble des services énergétiques (chaleur, mobilité et électricité spécifique) et

prévoyant pour cette dernière un approvisionnement 100% renouvelable (90% pour les autres usages). Ce scénario mis à jour en 2006 a fait l'objet d'un travail de refonte entamé en 2010 qui a débouché sur une première publication en septembre 2011, suivie à l'automne 2013 par une actualisation de l'ensemble des chiffres mis à disposition sous forme de graphiques dynamiques sur le site internet de l'association. Une étude des impacts sociaux et économiques de la mise en œuvre du scénario négaWatt a été publiée en avril 2013, complétée par une analyse menée conjointement par les services économiques de l'ADEME et l'OFCE dans le cadre du Débat Nationale sur la Transition Énergétique.

### **Caractéristiques des scénarios**

Le scénario négaWatt permet d'atteindre en 2030 une division par près de 2 des émissions de gaz à effet de serre d'origine énergétique par rapport à celles de 2010, et par près de 15 à l'horizon 2050. Il prend également en compte les émissions non énergétiques, notamment celles de l'agriculture pour lesquelles il s'appuie sur le scénario Afterres de l'association Solagro, et débouche finalement sur une division globale par 5,8 de toutes les émissions de GES à l'horizon 2050 (- 83%).

La consommation totale d'énergie finale est quant à elle divisée par 2,2 (de 1908 à 849 TWh, soit - 54,5%), et celle la mobilisation des ressources primaires par 3 (de 3009 à 1010 TWh, soit - 66 %).

Concernant l'électricité, il prévoit une réduction de 433 TWh à 241 TWh de la consommation totale (division par 1,8, soit -44%) et de 286 TWh à 184 TWh pour les usages spécifiques (division par 1,55, soit -35,5%), mais une augmentation de 10,2 à 32,9 TWh pour la mobilité (multiplication par 3,2), ce qui traduit essentiellement le développement relativement important des véhicules électriques (20% des km parcourus en 2050).

### **Type de modélisation**

Croisement d'un calcul approfondi d'un potentiel d'économie d'énergie (sobriété + efficacité), avec les potentiels de déploiement des énergies renouvelables. Toute la chaîne énergétique, avec ses vecteurs intermédiaires, est modélisée de manière détaillée. L'équilibre électrique est vérifié sur une année type au pas de temps horaire.

### **Equilibrage**

La production totale d'électricité atteint 382 TWh, dont 209 TWh d'éolien (54,7 %), 90 TWh de photovoltaïque (23,5%), 77 TWh d'hydraulique (20%) et 6,5 TWh d'énergies marines hors éolien (1,7%).

Un outil de modélisation de l'équilibre offre/demande au pas horaire a été développé en interne, ce qui permet de déterminer, à partir d'un fichier de données météorologiques sur une année-type, le volume des surplus transitoires, les besoins de stockage/déstockage sous forme d'électricité ainsi que les quantités d'hydrogène et/ou de méthane produits.

Au total, les sources fluctuantes (éolien, PV, hydraulique au fil de l'eau) représentent plus de 85% de la production d'énergie électrique, ce qui impose, afin d'assurer l'équilibre annuel, de transformer 92,5 TWh d'électricité, soit 24% de la production, d'abord en hydrogène puis en méthane avec un rendement global de l'ordre de 50% entre les surplus initiaux d'électricité et la disponibilité finale sous forme de vecteur gaz, hors récupération de chaleur.

## **2. Vision ADEME 2030-2050**

**Exercice de prospective « Vision 2030-2050 »**, ADEME, mars 2013

**Financement** : il s'agit d'un exercice collaboratif auto-financé et réalisé en interne par les experts de différents services techniques et économiques sur la base des informations et des données auxquelles l'Agence a accès.



**Liens ou documents associés** : Un document technique complet, ainsi qu'une synthèse et une analyse macro-économique, sont disponibles en téléchargement gratuit sur le site de l'ADEME (<http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?cid=96&m=3&id=85536&p1=00&p2=07&ref=17597>)

## Introduction

Travail destiné à une diffusion large auprès de l'ensemble des parties prenantes (experts, grand public, décideurs,...) reposant sur une vision volontariste de l'évolution du système énergétique français autour de la maîtrise de la consommation et du développement des énergies renouvelables à partir de technologies éprouvées ou en phase de démonstration.

À l'horizon 2030, l'exercice consiste à exploiter de manière « ambitieuse mais réaliste » le potentiel d'économies d'énergie et de développement des énergies renouvelables, tandis que l'horizon 2050 est traité de façon « normative » en visant le facteur 4 en matière d'émission de GES par rapport à 1990.

## Principales caractéristiques

L'évolution de la consommation d'énergie à l'horizon 2030 repose sur une analyse prospective détaillée de type « bottom-up » pour chacun des quatre grands secteurs, eux-mêmes subdivisés en sous-secteurs : Bâtiment et organisation urbaine, Transport et mobilité, Alimentation, agriculture et utilisation des sols, Industrie et procédés industriels.

De même, le potentiel mobilisable d'énergies renouvelable est évalué filière par filière en fonction de conditions technico-économiques données s'inscrivant dans un objectif de diversification du mix, mais en tenant aussi compte de contraintes locales pouvant affecter leur développement.

À l'horizon 2030, la consommation finale d'électricité a été réduite de 37,7 MTep (438 TWh) en 2010 à 32,5 MTep (378 TWh), soit une réduction, de 14%, et la part du nucléaire a été ramenée à 48%, tandis que les énergies renouvelables variables (PV et éolien) fournissent 31% des besoins.

À l'horizon 2050 cette consommation est restée quasiment stable à 32,8 MTep (381 TWh), mais la vision intègre trois scénarios de mix électrique nommés en fonction de la part du nucléaire qu'ils intègrent : haut (48%), médian (25%) et bas (18%), la part des renouvelables variables étant respectivement de 31%, 45% et 49% dans chacun de ces scénarios.

A noter une électrification relativement importante du parc automobile, prioritairement par des véhicules hybrides rechargeables (7% du parc en 2030 et 38% en 2050) mais aussi par des véhicules purement électriques (4% du parc en 2030 et 28% en 2050). On note également un développement du véhicule au gaz.

## Type de modélisation

L'équilibre offre/demande du réseau électrique est analysé au pas horaire dans le cadre d'une modélisation détaillée d'une part de la consommation à partir d'une démarche bottom-up d'agrégation de la demande par secteurs (ménages, tertiaire industrie, transport et agriculture) et par usages (chaleur, électricité spécifique et transport) s'appuyant sur les bilans prévisionnels 2009 et 2011 de RTE et sur la base de données charter® d'Energies Demain, d'autre part de la production sur la base d'un ordre de priorité essentiellement technique déterminé par la disponibilité effective des moyens de production au moment où ils sont appelés.

## Equilibrage

Seules les STEPs sont considérées de manière explicite dans le modèle, l'évacuation des surplus et le comblement des déficits se réalisant *via* les interconnexions dont la capacité a été sensiblement augmentée (passage de 15 à 21 GW en export et de 9 à 16 GW en import) et qui sont utilisées à 80% de leur capacité. L'outil, aucune capacité d'électrolyse n'a été considérée dans les simulations à l'horizon 2030. Par contre, en 2050, le Power-to-Gas contribue pour 23 TWh au bilan annuel du réseau de gaz

### **3. Scénario : Facteur 4 - GrDF**

**Nom et auteurs :** « Scénario GrDF Facteur 4 », Direction Stratégie et Territoires, avril 2013

**Financement :** Travail réalisé en interne

#### **Contexte**

Ce scénario publié dans le cadre du DNTE a été élaboré dans le but « d'éclairer le rôle que le réseau de gaz peut jouer à court et long terme dans la politique énergétique française ». Il s'appuie pour l'horizon 2020-2030 sur les outils de prévision de consommation de gaz utilisés habituellement par GrDF dans le cadre des travaux de la DGEC (PPI-gaz) et de la CRE (trajectoire tarifaire). Pour l'horizon 2050, un outil de prospective bottom-up multi énergies et multi secteurs a été développé en interne, en faisant appel à des ressources externes (ADEME et RTE) pour ce qui concerne les secteurs et les vecteurs hors du champ de compétence de GrDF, en particulier la production d'électricité.

#### **Principales caractéristiques**

Le scénario repose sur un objectif de réduction des émissions de GES liées à l'énergie au plus près du facteur 4 en 2050 (-43% en 2030 et -75% en 2050), sur un mix sobriété + efficacité dans tous les secteurs, sur une forte pénétration des énergies renouvelables et une diversification du mix pour tous les vecteurs sauf les carburants liquides dont la consommation est très fortement réduite, et sur la valorisation des couplages entre réseaux à l'échelle des territoires.

La consommation finale d'électricité baisse de 15% entre 2010 et 2030 (passage de 436 à 368 TWh) puis reste pratiquement stable sur le reste de la période (360 TWh en 2050). Le parc de production électrique pour 2030 est repris du scénario « Nouveau mix » du bilan prévisionnel de RTE qui prévoit que le nucléaire fournit 49% des besoins et les énergies renouvelables variables (PV + éolien) 20%. Pour 2050 il s'inspire du scénario « médian » de l'ADEME (40% de nucléaire et 45% de renouvelables variables).

L'usage transport et mobilité est modérément électrifié (6,5 % de la consommation totale en 2030 et 14% en 2050) au profit du gaz (14% en 2030 et 41% en 2050) dont la part renouvelable s'accroît progressivement (17% en 2030 et 73% en 2050).

#### **Type de modélisation**

Le modèle utilisé pour l'électricité répartit les consommations par usages sur 4 plages horaires pour un jour moyen de chaque mois de l'année, puis assure l'équilibre en puissance en appelant les productions selon un ordre de mérite prédéfini. Un programme ambitieux de rénovation des logements (2% du parc par an) et de pénétration des technologies efficaces (chaudières gaz à condensation et PAC électrique) permettent une réduction importante des pointes saisonnière et journalière.

#### **Equilibrage**

Outre les moyens traditionnels d'équilibrage (STEP), une production d'hydrogène permettant de valoriser les surplus d'électricité renouvelable apparaît dès 2020 puis se développe progressivement pour atteindre 5 TWh/an en 2030 et 30 TWh en 2050, représentant 11% de la quantité totale de gaz renouvelable injecté dans le réseau.

La conversion de l'hydrogène en méthane est évoquée mais pas chiffrée.

#### 4. Scénarios de l'ANCRE

**Auteurs** : Les travaux ont notamment été pilotés par Nathalie Alazard-Toux (IFPEN), Patrick Criqui (CNRS) et Jean-Guy Devezeaux de Lavergne (CEA), sans indication de budget. Ils se présentent comme le fruit du travail de « 400 experts ».

**Sponsors** : L'ANCRE est une organisation de liaison entre des organismes publics de recherche créée par leurs tutelles ministérielles.

Membres fondateurs : CEA, CNRS, CPU, IFPEN

Membres associés : ANDRA, BRGM, CDEFI, CEMAGREF, CIRAD, CSTB, IFREMER, INERIS, INRA, IFSTTAR, INRIA, IRD, IRSN, LNE, ONERA.

**Liens ou documents associés** : Rapport « Scénarios de l'ANCRE pour la transition énergétique »

[http://www.allianceenergie.fr/imageProvider.asp?private\\_resource=984&fn=Doc+complet+ANCRE+version+finale+15+Janv%5F0%2Epdf](http://www.allianceenergie.fr/imageProvider.asp?private_resource=984&fn=Doc+complet+ANCRE+version+finale+15+Janv%5F0%2Epdf)

« [Présentation des trois scénarios ANCRE](#) »,

<http://www.allianceenergie.fr/presentation-des-scenarios-energetiques-de-l-ancre.asp#>

#### **Introduction**

L'objet des scénarios est explicitement de soutenir l'élaboration du projet de loi sur la transition énergétique, mais aussi de suggérer des programmations de recherches ambitieuses, et de cadrer des issues possibles. Les conclusions des scénarios sont exprimées « au nom de la communauté scientifique ». Ils visent le facteur 4.

#### **Caractéristiques des scénarios**

Trois scénarios sont développés, centrés sur Sobriété (SOB), Electricité (ELE), Diversification des vecteurs (DIV), et enfin un quatrième scénario développe l'idée d'un taux plus élevé de nucléaire que 50% de la production électrique .

- **Le scénario « Sobriété renforcée » (SOB)** s'appuie sur une évolution majeure des comportements individuels pour la réduction de la demande d'énergie, l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables. Il suppose notamment un effort de rénovation considérable de l'habitat (650 000 logements par an contre 125 000 actuellement).
- **Le scénario « Décarbonisation par l'électricité » (ELE)** est fondé sur la combinaison d'un effort marqué d'efficacité énergétique et d'un accroissement dans les différents usages de la part de l'électricité décarbonée. Le scénario ELE table, par exemple, sur 45 % de mobilité électrique en 2050.
- **Le scénario « Vecteurs diversifiés » (DIV)** mise sur l'efficacité énergétique et met l'accent sur la diversification des sources et vecteurs énergétiques, avec une forte contribution de la biomasse, la récupération de chaleur fatale (dont celle des réacteurs nucléaires) et un rôle important des systèmes énergétiques intelligents.

Pour la demande, l'industrie reste stable (l'augmentation d'activité compense les gains d'efficacité), le secteur résidentiel/tertiaire baisse de 25 à 50% selon les scénarios, le transport de 30 à 45%.

Sur l'offre, dans les transports le vecteur méthane est fortement développé dans le scénario DIV, l'électricité et l'hydrogène dans le scénario ELEC.

En termes de production dans le mix électrique, tous les scénarios conservent le nucléaire avec un point de passage à 50% du mix en 2025. Les ENR participent pour 40% à 48% de la production électrique en 2050, selon les scénarios. Les centrales au gaz sont considérées comme nécessaires dans tous les cas pour les

objectifs élevés d'électricité renouvelable (back-up), mais il s'agit essentiellement de gaz naturel fossile. Enfin, le niveau des exportations d'électricité reste élevé avec un solde net de 60 TWh par an.

Les scénarios atteignent le facteur 4 seulement pour le CO<sub>2</sub> d'origine énergétique, mais si l'on prend en compte tous les GES, la baisse est seulement de 65 à 70%.<sup>90</sup>. Ils partent d'un cadrage utilisé par le DGEC de « Scénario Post-Grenelle avec mesures supplémentaires et objectif 2050 de facteur 4 ».

Le rapport liste également les technologies de ruptures et les axes de recherches nécessaires pour la mise en œuvre de ces scénarios ;

- SOB : technologies de capture et stockage du carbone, ainsi que des solutions d'effacement de demande électrique
- ELE : Déploiement de très grandes quantités de stockage électrique (38 GW / 47TWh)
- DIV : cogénération nucléaire (120 TWh)

### La modélisation

La méthode de modélisation n'est pas explicitée, néanmoins le chiffrage va au-delà de la quantification énergétique. Les impacts économiques et sociaux sont aussi estimés même s'ils restent à consolider :

- Bilan économique pour les ménages
- Bilan économique pour les finances publiques
- Emplois

Les coûts de l'énergie sont inclus de façon externes, par exemple pour la variante « sobriété » le prix de carbone est de 300 €/t ce qui explique le coût plus élevé de l'énergie. Le besoin de stockage n'est pas chiffré, de même que le besoin en renforcement de réseau n'est pas chiffré mais est considéré comme « considérable ».

La modélisation concerne avant tout la consommation d'énergie des différents secteurs de l'économie. Par contre, les détails ou les références de la modélisation économique de production ou encore une faisabilité technique des équilibres offre-demande ne sont pas référencés.

### Equilibrage

Les besoins globaux ne sont pas quantifiés. Néanmoins, en dehors des moyens d'équilibrage classiques du réseau électrique (centrales gaz), des spécificités sont évoquées selon les scénarios<sup>91</sup> :

- SOB : développement renforcé des smart-grids, conversion électricité en chaleur
- DIV : recours au Power-to-Gas (H<sub>2</sub> et/ou CH<sub>4</sub>)<sup>92</sup>, développement du stockage de chaleur dans les réseaux de chaleur et en particulier le développement de la cogénération nucléaire (200 TWh)
- ELE : Développement de très grandes capacités de stockage électrique (60GW, 100TWh), dont l'hydrogène fait partie<sup>93</sup>

Dans ses priorités de recherche, les technologies de conversion électricité-hydrogènes sont mises comme priorité<sup>94</sup> :

*« En particulier, l'hydrogène est un vecteur qui pourra s'avérer une composante très utile du système énergétique des décennies 30 et 40. Il peut en effet jouer des rôles multiples : stockage de l'énergie, acteur de la gestion de l'intermittence électrique (notamment via la production par électrolyse haute température réversible), carburant automobile, élément chimique entrant dans la production de différents produits (notamment des biocarburants), composante du gaz de réseau (Hytane)... »*

---

<sup>90</sup> Rapport, p7

<sup>91</sup> Présentation, p33, et rapport p83

<sup>92</sup> Rapport, p83

<sup>93</sup> P71,

<sup>94</sup> Rapport, p84

## D. Europe

### 1. EU ENERGY, TRANSPORT AND GHG EMISSIONS TRENDS TO 2050

**Auteurs** : E3M-Lab Athènes : P. Capros et al. IIASA-GAINS, IIASA-GLOBIUM, EuroCARE

**Sponsors** : Commission Européenne

**Liens ou documents associés** : ISBN 978-92-79-33728-4 doi : 10.2833/17897 EU 2014

#### **Introduction**

Le scénario de référence de la Commission fait partie des processus de mise en œuvre des politiques de décarbonisation des technologies et de division des émissions dans l'Union. Ces scénarios discutés à partir de 2011 sont explicitement « post-Fukushima » et tiennent compte d'autres scénarios complets tels que ECF, Greenpeace ou Eurelectric. Il s'agit avant tout de cadrages permettant la constitution de feuilles de route sectorielles et non d'un choix final de scénario.

Un point important du scénario développé dans le document est la crise du système de quotas ETS. De même, le scénario est très exhaustif et prend en considération les émissions de l'agriculture et des gaz industriels.

Le point fort du scénario est un cadrage macro-économique détaillé sur chacun des États-membres.

Le précédent exercice datait de 2009 et avait été mené par le même laboratoire d'Athènes.

#### **Caractéristiques des scénarios**

L'exercice de référence comprend les conséquences de toutes les politiques déjà adoptées dans l'Union.

Les coûts de la capture-stockage du carbone (CCS) et du nucléaire sont nettement augmentés. LE CCS ne représente à terme que 6% de la production électrique contre encore 23% pour le reste des fossiles. Le nucléaire descend en 2020 à 22% (contre 28%) puis reste constant.

En 2020 le taux d'énergies renouvelables atteint 35% contre 20% en 2010. Le scénario atteint 50% en 2050 (43% en 2030) dont 35% de vent et solaire. Il y a donc clairement plafonnement des dynamiques après 2020 ce qui limite fortement les besoins de puissance de soutien. C'est le gaz qui fournit le principal complément. La cogénération (dont la biomasse) fournit 16% de la demande électrique. Par contre l'éolien offshore est plus limité pour tenir compte des difficultés techniques observées récemment.

Côté consommation, une électrification générale est observée, due notamment aux pompes à chaleur et aux climatisations, à des usages spécifiques ainsi que le transport par rail. Les véhicules électriques rechargeables et hybrides représentent respectivement 1% et 8% du parc d'autos en 2020, 4% et 25% en 2030, pour 8% et 35% en 2050. A cette échéance, le total du transport n'est cependant qu'à 4% d'électricité, 2% de gaz naturel et 2% d'autres combustibles gazeux (méthane, hydrogène...).

Le scénario de référence se base sur le développement du réseau tel que développé par les gestionnaires de l'ENTSOE et donc par des échanges accrus entre régions européennes.

#### **La modélisation**

Pour l'énergie c'est avant tout le modèle PRIMES qui a été employé. Il s'agit d'un modèle d'équilibre économique sur l'Union à 28 membres. Il se base sur le prix des énergies pour déterminer les quantités consommées et les équilibres entre technologies et sources. Il inclut des technologies variées [mais visiblement pas les stockages d'énergie].

La modélisation n'inclut pas une estimation spécifique des besoins de stockage.

#### **Equilibrage**

Le stockage hydraulique –comme la production des barrages eux-mêmes- reste quasiment identique à la situation actuelle. Le scénario ne mentionne pas le développement d'une production d'hydrogène. En effet, la production au gaz ainsi que le développement des lignes permet d'absorber la production variable.

## **2. Roadmap 2050 : a practical guide to a prosperous, low carbon Europe**

**Auteurs** : Imperial College, KEMA, Mc-Kinsey, ECN avec des acteurs des réseaux électriques

**Financement** : Fondation Européenne du Climat (ECF), organisme charitable privé

**Liens et documents associés** : rapport joint publié en avril 2010

### **Introduction**

Pour obtenir une baisse rapide et bon marché des émissions, le secteur électrique est ciblé par cette étude en priorité, car il émet beaucoup et peut changer fort et vite. Ces documents sont explicitement adressés aux décideurs européens et aux gouvernements. La variante 100% ENR, qui fait appel à la connexion vers l'Afrique du Nord sur le modèle du projet paneuropéen, n'est pas vraiment mise en avant. Pour des raisons notamment de crédibilité, le nucléaire est également conservé pour 20% dans une partie de la zone, qui correspond géographiquement à la France, dans une partie des scénarios. Un autre 20% provient de la capture-stockage du carbone. Ce travail est complété notamment par des « roadmap » rédigées par PWC, PIK et ECF<sup>95</sup> et par l'ECN<sup>96</sup>, de même qu'un rapport sur les marchés électriques par l'ONG Regulatory Assistance Project<sup>97</sup>.

### **Principales caractéristiques du scénario**

Le scénario de back-casting part d'une série de niveaux de décarbonisation posés ex-ante, pour lesquels les modélisateurs tentent d'évaluer un coût. L'échelle européenne choisie permet d'une part d'estimer des gains d'apprentissage pour l'investissement et la performance des équipements, et aussi des impacts sur les prix de l'énergie. Ceci ne pourrait pas être fait pour un seul pays.

Les résultats sont d'une part de montrer le caractère réaliste d'une projection assez radicale, mais aussi de montrer l'intérêt d'une telle politique pour l'économie de l'Union. Il s'agit aussi de montrer les infrastructures nécessaires pour les transports d'électricité, parfois assez importants, qui recoupent les goulets d'étranglement recensés par les réseaux nationaux.

Le PIB double à 2050, et l'énergie augmente de 15% seulement sur la période via une intensité croissante des usages. L'électricité croît, elle, de 40%.

Une variante publiée en 2011 à l'horizon de 2035<sup>98</sup> obtient les mêmes résultats d'augmentation forte du réseau sans considérer le stockage saisonnier comme praticable<sup>99</sup>.

### **Type de modélisation**

La modélisation comprend avant tout une répartition spatiale des productions et des demandes sur l'Europe entière (et même sur l'Afrique du Nord pour la version à 100% ENR). Il s'agit notamment d'estimer les conséquences réseau d'une utilisation optimale des ressources renouvelables. Une modélisation de l'approvisionnement en gaz a été menée en parallèle sur les mêmes zones.

A cette partie technique correspondent des modélisations économiques basées sur des courbes d'apprentissages mises en œuvre par Mc-Kinsey et réalisées par Oxford Economics pour montrer que les scénarios décarbonés ne sont pas moins chers (au total investissement + coûts variables) que des scénarios basés sur le gaz ou sur les fossiles.

### **Equilibrage**

---

<sup>95</sup> "100% renewable electricity : a roadmap to 2050 for Europe and North Africa", Pricewaterhousecooper, IIASA Vienne, Potsdam Institut for Climate Research (PIK) 2010. Ce document détaillé et de haut niveau (144) ne comporte pas le mot hydrogène.

<sup>96</sup> "A zero-carbon European powersystem in 2050: proposals for apolicy package" P.A. Boot, B. van Bree, ECN-E—10-041 April 2010

<sup>97</sup> "The Role of Forward Capacity Markets inIncreasing Demand-Side and Other Low-CarbonResources: Experience and Prospects", Meg Gottstein and Lisa Schwartz, RAP 2010

<sup>98</sup> Power Perspectives 2030 : On the road to a decarbonised power sector, document annexé.

<sup>99</sup> P55. Storage: a lot of promising technologic development is happening, but on present knowledge is still a very expensive alternative (analysed in last year's Roadmap 2050 analysis). Hence, it is hard to see how seasonal variations will be handled without grid investment or substantially bigger investments in back-up and fuel supply.

A noter que le gaz reste un vecteur important mais avant tout pour la production d'électricité de soutien au reste du système. Le rapport estime que la rentabilité du stockage pour le soutien de court terme rend les innovations un peu illusoire.<sup>100</sup>

La flexibilité est prise de façon générique comme une sorte de sensibilité pour estimer les conséquences sur les coûts : 0 à 20% de demande dynamique provenant de 700 TWh de pompes à chaleur et de 740 TWh de véhicules électriques. Dans ce cas à 20% de réponse active de la demande, l'investissement réseau est réduit de 15 à 25%, les centrales de soutien sont 30 à 40% inférieures en puissance et la déconnexion diminue de façon significative.

L'hydrogène entre pour ¼ de l'hypothèse de stockage, sur la base d'une utilisation ultérieure en turbines. Le rendement global des stockages est de 75%. Comme alternative de la construction d'une partie du réseau prévu, 125 GW de capacité soit un triplement dans l'UE, associée à 50 TWh de stockage (soit la moitié des barrages norvégiens), doit être répartie entre régions. Cependant, il est clair que l'hydrogène à l'heure de ce rapport (2010) n'était pas une option considérée comme crédible<sup>101</sup>.

### **3. Greenpeace Battle of the Grids**

**Auteurs** : Jan Van de Putte et Rebecca Shorts et Energynautics GmbH, E. Tröster, R. Kuwahata, T. Ackermann

**Financement** : Greenpeace International

**Liens et documents associés** : 2 rapports joints

**Date** : 2011

#### **Introduction**

Greenpeace veut démontrer que le système électrique peut devenir renouvelable, en maximisant l'utilisation régionale des ressources et de l'intégration de réseaux plus intelligents, et ceci sans augmentation des coûts pour l'utilisateur. Le transport de courant permet de valoriser le foisonnement saisonnier des ressources.

Outre la faisabilité technique du 100% renouvelable, le travail vise à montrer l'intérêt de la coordination des moyens (smart grids et utilisation des ressources locales) tout en minimisant la construction de réseau. Le stockage saisonnier se situe hors champ. Ce scénario s'inscrit dans une série de travaux réalisés conjointement avec les lobbys de l'éolien et des renouvelables (GWEC et EREC)<sup>102</sup> dans le cadre d'une stratégie de reconnaissance institutionnelle<sup>103</sup>.

#### **Principales caractéristiques du scénario**

Le travail concerne le périmètre élargi de l'UE (dont Norvège et Suisse notamment) sur l'ensemble du bilan avec focus sur l'électricité. La consommation primaire baisse dans la zone de 78880 PJ à 46000 PJ

---

<sup>100</sup>p.12 volume 1 : "The implications for gas or hydrogen networks have not been studied in detail. Storage is optimized to create additional flexibility. The study has not assumed any additional large-scale storage capable of shifting large amounts of energy between seasons but with new technology this may become an economic alternative. Neither has vehicle-to-grid storage been assumed. If proven economic and feasible, this could enhance the balancing capability of the system."

<sup>101</sup>Hydrogen is also a potential way to store electricity. Another option is to produce power by way of an IGCC in which production of hydrogen is an alternative for power at times of low power demand (Oeko-Institut - Prognos, 2009).

<sup>102</sup>Notamment le rapport "[R]eport Energy Grid scenario 24/7, Infrastructure needed to save the Climate. » de 2009 et les scénarios [E]nergy [R]evolution successifs.

<sup>103</sup> Relayé sous forme d'articles scientifiques référencés dans des revues reconnues, qui a permis à ce scénario d'être le seul à être comparé sur un pied d'égalité avec celui de l'AIE dans le rapport SRREN du GIEC sur les énergies renouvelables. Ce dernier, qui relève de l'intergouvernemental, n'a pas eu à se plier au même exercice.

notamment par la quasi disparition des centrales thermiques. La projection considère que les consommations spécifiques n'augmentent pas à 2050. La consommation passe de 2900 TWh en 2007 dans le périmètre à 4300 en 2050 à cause des véhicules électriques et des pompes à chaleur géothermiques.

En 2030 le soutien du réseau provient des centrales à gaz restantes.

Le développement de réseaux enterrés ou sous-marins à courant continu haute tension est caractéristique de ce scénario dont la philosophie rejoint la « Roadmap » de ECF. 70 milliards sont nécessaires pour l'extension du réseau en 2030<sup>104</sup> plus 20 milliards pour l'offshore. Il s'agit majoritairement de réseau DC de longue distance. Sur 2030-2050 les options vont de 74 milliard à 581 milliards, cette dernière variante (hi-grid) est estimée non nécessaire mais diminue fortement les déconnexions à 1% mais inclut la liaison complète vers l'Afrique du Nord. Les questions de régulation et de priorité aux renouvelables sont ainsi vues comme bien plus efficaces que les renforcements systématiques.

A 2030 le scénario a supprimé 90% du charbon et du nucléaire et 100% en 2050. Les ENR fournissent 43% de l'électricité en 2020, 68% en 2030 et 98% en 2050. Les autos sont électrifiées à 14% (2030) et à 62% (2050)

L'éolien (respectivement 376 puis 667 GW en 2050) et le solaire PV (241 puis 974 GW) et la biomasse (77 puis 336 GW) forment l'essentiel de l'approvisionnement électrique.

### **Type de modélisation**

Greenpeace s'était déjà alliée au lobby des renouvelables EREC pour le rapport RES 24/7 qui concluait à la possibilité d'un approvisionnement électrique continu en Europe, moyennant des interconnexions supplémentaires. Le modèle DIgSILENTPowerFactory (15 mn d'intervalle) était mis en œuvre pour l'extension de réseau, y compris sur des séquences d'évènements extrêmes.

Le plus gros du travail est donc un calcul d'expansion de réseau, le stockage étant perçu comme une opportunité de baisse de coûts global qui ne change pas la faisabilité des 100% ENR. Le réseau est simulé sur 224 nodes de façon similaire à d'autres projets pan-européens (TradeWind, OffshoreGrid...)

### **Equilibrage**

Le scénario est quantifié en détail, mais ne considère pas le stockage de longue durée. Celui-ci est mentionné comme « lorsqu'il sera disponible ». Par contre il fait partie d'une panoplie de flexibilité quotidienne sous forme électricité et chaleur qui est intégrée dans la boucle de calcul pour chaque node, afin de limiter les déconnexions et les investissements. La conversion hydrogène n'est pas considérée dans ce travail.

---

<sup>104</sup> Contre 70 Milliards dans l'étude Roadmap ECF (variante de 2011) calculée de façon moins précise sur 48 nodes.



## E. Suisse

### 1. « Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 », septembre 2012

**Nom** : Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050

[http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_564869151.pdf](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_564869151.pdf)

**Auteur** : Prognos AG

**Financement** : Office fédéral de l'énergie (OFEN) [Bundesamt für Energie (BFE)]

#### Introduction

Suite à Fukushima et à la décision du gouvernement suisse de sortir du nucléaire, l'OFEN a commandé un nouveau rapport dressant les perspectives énergétiques tous secteurs du pays, prenant en compte les nouveaux objectifs du pays sur le long terme. Ce dernier établit trois scénarios d'ici à 2050. « Weiterwiebisher » (Business as usual) trace une perspective où seuls les instruments déjà en œuvre continuent de valoir : le taux de rénovation reste celui d'aujourd'hui, pénétration modérée des véhicules électriques, etc. Le scénario « NeueEnergiepolitik » s'emploie à donner la voie vers l'objectif politique posé en mai 2011 : réduire les émissions de GES à 1 ou 1,5 tonne par tête en 2050. Le scénario « PolitischeMassnahmen » quantifie les effets du paquet de 50 mesures en discussion au Parlement (lois en préparation pour 2014 dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050) qui concernent la rénovation, les économies d'énergies, le transport, etc. Je retiens le scénario « NeueEnergiepolitik » qui est le seul scénario cible, mais qui implique une politique plus volontariste.

#### Caractéristiques du scénario (description détaillée pp 365 à 490)<sup>105</sup>

Le scénario « NeueEnergiepolitik » suppose une forte augmentation du taux de rénovation des bâtiments et une forte pénétration des pompes à chaleur. La consommation d'énergie finale diminue de 46 % en 2050 comparé à 2010. L'électricité devient la première source d'énergie (voir p. 428) en satisfaisant 42 % des besoins d'énergie finale. 35,5 % des besoins de transport sont couverts par l'électricité et les transports publics sont renforcés. Les renouvelables couvrent en outre 30 % des besoins de chaleur et de carburants. Les émissions de CO<sub>2</sub> sont divisées par 5 en 2050, comparé à 2010, passant de 39,6 MtCO<sub>2</sub> à 7,6 MtCO<sub>2</sub>.

Le scénario ne donne pas un seul mix électrique possible mais 3 variantes. Variante « C » (centralisé et fossiles) : les centrales nucléaires sont remplacées par des centrales combinées gaz, développement des énergies renouvelables (75%) mais pénétration modeste de l'éolien et du PV (8%), la cogénération décentralisée progresse modestement. Variante « C&E » (centralisé et énergies renouvelables) : les centrales nucléaires sont également remplacées par des centrales combinées gaz mais les énergies renouvelables ont une part plus importante : 90 % dont 15% pour l'éolien et le PV. Variante E (énergie renouvelable et importation) : remplacement des centrales nucléaires par les renouvelables (93,8 % dont 13 % pour l'éolien et le PV) et recours aux importations de courant des pays voisins.

p. 475 à 477 : Sources d'énergie pour la production d'électricité selon 3 variantes.

---

<sup>105</sup> Détails :

p. 116 : Comparaison des usages électriques par secteurs pour chaque scénario.

p. 367 : Tableau des données et demande d'énergie du scénario NeueEnergiepolitik

## Type de calcul

Détaillé. La simulation heure par heure pour l'électricité est présentée en annexe « Anhang II.3 Fluktuierende Stromerzeugung » à partir p. 790. Présente notamment, l'analyse détaillée de l'impact d'une forte pénétration de l'éolien et du PV dans les variantes du scénario « Neue Energie Politik ».

## Equilibrage

Neue Energiepolitik : Le modèle n'a pris en compte que les capacités de stockage des stations de pompage-turbine en service (9,9 GW en 2010) et celles dont la construction est prévue d'ici 2020 (capacité non précisée dans ce document). De futures constructions ainsi que d'autres technologies de stockage centralisées ou décentralisées ne sont pas (encore) étudiées. Néanmoins les différentes simulations indiquent une saturation des moyens de stockage et des défis posés à leur gestion dans les scénarios comportant une forte pénétration d'éolien et de PV (C&E, E). Les lacs ne permettent par exemple de ne stocker l'énergie photovoltaïque excédentaire que 5 jours consécutifs. Voir le schéma page 818, semaine de juin 2050 dans variante C&E. A partir de 2045, la Suisse devra ainsi se doter de nouveaux moyens de stockage. En 2050, le besoin de stockage s'élève à 1 TWh par an (p.828). Conclusions sur stockage pp. 825-828.

## 2. AES Scénarios Approvisionnement Electrique futur

**Nom** : AES Scénarios Approvisionnement Electrique futur

**Auteurs** : 50 représentants de la branche électricité, cités en fin d'étude

**Sponsors** : Association des Electriciens Suisses.

**Liens et documents associés** : rapports détaillés

### Introduction

La présentation est plaisante et basée sur la métaphore d'une ballade de difficulté croissante : chemin de montagne, sentier alpin, voie d'escalade. Cette métaphore permet de faire passer le message d'une difficulté et d'un coût élevé, sans être impossible, pour les scénarios les plus ambitieux. Le consortium des électriciens ne conteste pas la primauté du politique mais il prévient les citoyens. La modélisation est un langage pour nous dire « La branche électrique suisse a besoin de décisions politiques claires et durables afin de pouvoir assurer sa tâche principale: la sécurité de l'approvisionnement. » (factsheet p.3)

Une partie du scénario sert aussi à faire passer un message de plus court terme : "on ne pourra pas se passer de centrales à gaz avant 2020". De même, la difficulté d'une économie radicale d'électricité est soulignée, de même que des changements de comportements assimilés à la « voie d'escalade » (voir illustration plus loin). Seul ce scénario « difficile » décroît en valeur absolue.

A noter que le rapport discute très sérieusement de la notion de « suffisance », un terme similaire au mot « sobriété » qui fait l'objet d'un débat mandaté par les autorités suisses (§5.2.5 p.36)

### Principales caractéristiques du scénario

Les scénarios prennent en compte uniquement le champ de l'électricité. Le scénario considère à la fois une augmentation des usages électriques et une amélioration de l'efficacité. Le tout aboutit à une faible augmentation de la consommation au final, mais ceci dans un périmètre restreint.

La flexibilité des usages est quantifiée mais son volume décroît avec l'efficacité croissante du chauffage et de l'ECS. Seul le scénario difficile (3) décroît en valeur absolue (de 65 à 60 TWh) contre 73 TWh et 81 TWh en 2050 respectivement pour le 2 et le 1.

Le taux de renouvelables atteint 100% (3) ou seulement 85% (2) voire seulement 60% dont une part importante d'importations (1). Dans le scénario 3 une exportation de 4 TWh, surtout en été, est prévue, avec

une augmentation très forte de l'énergie solaire PV entre 2035 (2 TWh) et 2050 (14 TWh) un peu étrange du point de vue des auto-producteurs.

Le point critique du scénario selon l'AES est la construction souhaitable de liaisons électriques supplémentaires permettant d'utiliser au mieux les flexibilités déjà existantes dans le réseau. Ce facteur limitant se situe notamment hors de Suisse (par exemple pour acheminer de l'éolien depuis la mer du Nord).

Pour le scénario le plus ambitieux (sans fossiles) le renforcement est de 7000 km de lignes à 2035 et de 85000 km à 2050 incluant un quasi-doublement de la moyenne tension du pays (55000 km) et un renforcement de la BT. C'est le plus gros coût estimé par l'étude.

### Type de modélisation

La comparaison multicritère des options de production et de demande est complétée par une modélisation heure par heure des différents scénarios sur l'ensemble de la période. Six itérations sur des années météorologiques réelles sont menées pour vérifier la sécurité de l'approvisionnement (Pöyry 2012) et tester les configurations de prix observées sur le marché européen (p79).

### Equilibrage

Le stockage joue déjà un rôle très important en Suisse puisque les centrales possédant une retenue fournissent déjà 20 TWh sur 65 environ. Cette flexibilité très importante, ainsi que la forte interconnexion, rend la question de la variabilité moins sensible qu'ailleurs. L'étude insiste plutôt sur la fermeture des centrales nucléaires que sur l'opportunité d'importation de l'énergie solaire ou éolienne lors des pointes, même si un taux élevé d'importations est maintenu dans le bilan.

La production d'hydrogène n'est pas considérée comme intéressante dans le scénario, ni le Power to Gas dont les coûts d'investissement sont élevés (4000 €/kW) et le rendement total relativement bas, car le nombre d'étapes de transformation nécessaires est élevé. De ce fait, ces solutions ne sont actuellement pas compétitives. »(p.59)

### Quelque soit le scénario choisi, la voie vers l'approvisionnement électrique du futur ne sera pas une simple promenade

**scénario 1**  
le chemin de montagne



Pas une promenade, mais faisable

**scénario 2**  
le sentier alpin



Ambitieux, exige une forte volonté

**scénario 3**  
la voie d'escalade



Extrêmement exigeant, possible seulement avec une forte incitation, une volonté claire, et des renoncements

## F. Belgique

### 1. Fiche scenario : Vers 100% d'énergies renouvelables en Belgique

**Auteurs et organisation**<sup>106</sup> : VITO (Mol), ICEDD (Namur), BFP (Bruxelles)

**Sponsors** : Ministères fédéral et régionaux de l'énergie en Belgique

**Liens ou documents associés** : Pièce jointe

#### Introduction

Les trois auteurs ont été mandatés conjointement en 2011 par les autorités belges de l'énergie pour imaginer un avenir en totalité renouvelable, et ceci pour l'énergie primaire complète du pays (hors soutes maritimes<sup>107</sup> et carburants aviation). Le résultat publié début 2013 inclut plusieurs variantes s'inspirant notamment des feuilles de route de la Commission Européenne.

Il est encore trop tôt pour comprendre l'impact de ce rapport sur les méandres de la politique énergétique belge. Mais les tendances de fond (diminution voire disparition du nucléaire) et développements agressifs des énergies renouvelables par les entités régionales devraient en être confortées.

#### Caractéristiques des scénarios

Un scenario "sans mesures" sert de référence, qui se contente des objectifs du paquet climat-énergie européen pour la Belgique. Les autres scénarios conservent les mêmes projections de demande.

Les scénarios correspondent chacun à une levée de la contrainte sur la ressource en énergies renouvelables : restriction de demande, importation de courant, importation de biomasse, extension du PV ou de l'éolien offshore.

#### La modélisation

La modélisation met en œuvre le modèle TIMES (intégration de MARKAL et EFOM) qui vise à minimiser les coûts de la demande d'énergie (kilomètres parcourus, surfaces chauffées, production d'acier...) en intégrant des choix technologiques. Le modèle n'est pas horaire mais ajoute quelques sous-périodes pour comprendre la dynamique d'inclusion des énergies variables. Le nombre de sous-périodes étudiées est étendu à 78 niveaux soit 26 semaines-types comprenant trois niveaux de demande.

La gestion de l'électricité et d'autres vecteurs n'est donc pas totalement détaillée. Il permet surtout de comprendre l'impact des scénarios sur l'économie, la facture pétrolière, l'investissement et l'emploi. Les prix de l'énergie sont exogènes. Par contre, les questions de compétitivité ne peuvent être abordées dans ce cadre purement national.

#### Equilibrage

La fluctuation du solaire et du vent sont considérées de façon quasi-aléatoires, en considérant les variations diurnes et saisonnières en plus d'un aléa allant de 0% à 100%.

Le pays est déjà largement intégré dans l'ensemble européen ce qui constitue une première réponse.

Le stockage d'électricité en mode saisonnier est considéré comme trop cher (base rapport IEA-IRENA 2012), le stockage sert à résoudre les questions de fluctuation quotidienne ou hebdomadaire.

Le modèle inclut (§3.3.3 p.25) l'option hydrogène pour le stockage quotidien (80% de rendement) ou saisonnier (75% rendement). Il est en concurrence économique avec une option de déconnexion (jusqu'à

---

<sup>106</sup>Bureau Fédéral du Plan (BFP) – FPB Kunstlaan 47-49 1000 Brussel <http://www.plan.be>

Institut de Conseil et d'Etudes en Développement Durable (ICEDD) Bd Frère Orban, 4 5000 Namur [www.icedd.be](http://www.icedd.be)

Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek (VITO) Boeretang 200, 2400 Mol

<sup>107</sup> Les soutes maritimes ne font pas partie de l'énergie primaire

11% de la production solaire dans le scénario PV). Le coût de stockage est considéré faible, par contre l'investissement est cher. L'hydrogène ainsi produit est utilisé directement.

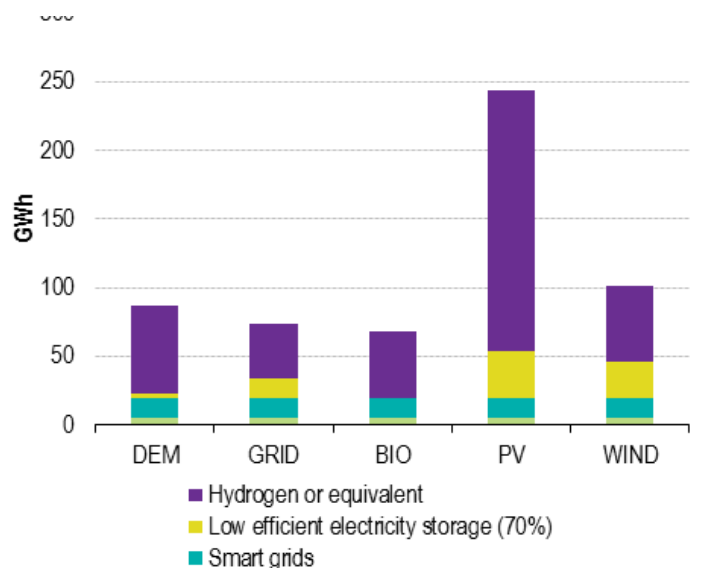
A noter que le réseau hydrogène existant est centré sur la Belgique, ce qui rend possible son utilisation en substitution du charbon dans l'industrie sidérurgique, un usage plutôt intéressant du point de vue des émissions de CO<sub>2</sub> (§4.4.4). Les usages de l'hydrogène et leurs coûts sont détaillés. Cet hydrogène n'est jamais utilisé à nouveau sous forme électrique.

Du point de vue quantitatif, l'énergie stockée sous forme hydrogène est de 2500 GWh d'hydrogène « ou équivalent » pour les scénarios PV et Wind, de 1000 GWh pour l'extension des réseaux (fort import) et de zéro pour Biomasse et Laisser-Faire. Le rapport pose la question « si cela peut être fait avec l'hydrogène ou « l'électricity-to-gas » ou de nouvelles batteries importe peu ».

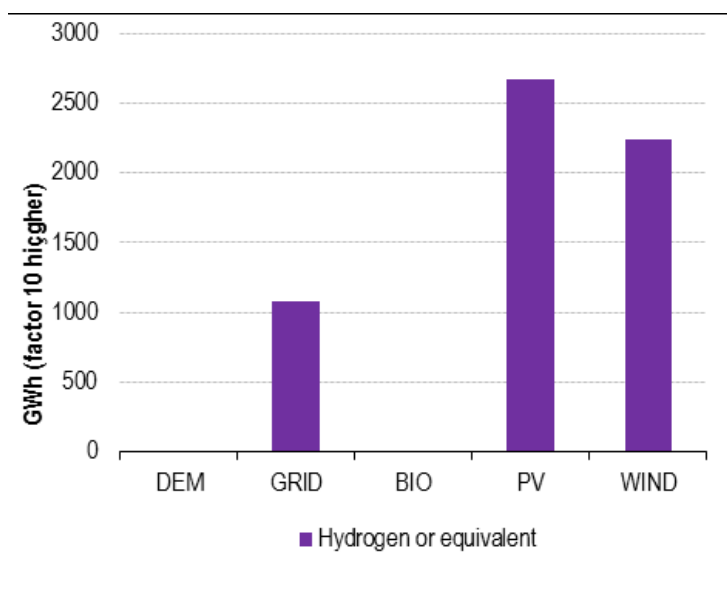
Dans le cas du scénario PV la puissance des électrolyseurs atteint 35 GWe. Le H<sub>2</sub> est réparti entre la consommation nuit-jour (5 GW) et un stockage saisonnier (4 GW) en plus des usages transport ou industrie. A noter que le volume d'hydrogène (estimé dans le rapport) permet un stockage direct sous pression sans conversion.

Les graphes suivants présentent les résultats du modèle (en énergie et pas en puissance) (rapport §7.5 p.50)

#### Stockage de court terme



#### Stockage saisonnier



## G. Pays-Bas

### 1. ECN Roadmap NL sustainable

**Auteurs:** PBL<sup>108</sup> Jan Ros (jan.ros@pbl.nl), Robert Koelemeijer (robert.koelemeijer@pbl.nl), Jeroen Peters avec Peter Bosch (TNO); PBL est une agence publique néerlandaise

**Sponsors :** Energyresearch Centre of the Netherlands (ECN) est le plus grand centre de recherche des Pays-Bas sur l'énergie (500 personnes). Originellement lié au nucléaire, l'institut garde une vocation publique de recherche sur le long terme et la soutenabilité.

**Liens et documents associés :** rapport joint

#### Introduction

Ce scénario commandé par la puissance publique néerlandaise est typique du compromis de ce pays : d'emblée il s'agit d'un scénario « soutenable » donc limitant la consommation d'énergie suivant les auteurs. Les autres piliers sont les sources non carbonées (vent, solaire, nucléaire) ; la biomasse ; la capture et le stockage du carbone. Chacun de ces piliers « jouera un rôle crucial »...et limite les risques de pression excessive sur les autres piliers. Il s'agit donc de guider les pouvoirs publics vers la décarbonisation du pays, mais sans vraiment encore choisir.

Il s'agit donc d'une proposition de déclinaison de la roadmap de l'UE (mars 2011) pour les Pays-Bas, sans encore que les options soient arrêtées.

A noter que le bilan présent aux Pays-Bas est dominé (à 80%) par l'import-export et la transformation des hydrocarbures, et secondairement par la production de gaz ce qui accentue le caractère radical des changements structurels nécessaires.

#### Principales caractéristiques du scénario

La demande d'énergie augmenterait de 15% à 2050 mais une réduction de 30% sur les consommations présentes est proposée grâce à des politiques d'efficacité énergétique.

La biomasse (importée pour partie) sera réservée aux transports et à l'aviation ainsi qu'aux bâtiments existants, sous forme liquide et gazeuse, et exclue de l'électricité.

<sup>108</sup>PBL (Netherlands Environmental Assessment Agency) est une institution publique de conseil et de modélisation. Il dépend du Ministère de l'Economie des Pays-Bas.

Les options restent assez ouvertes (connexion vers l'Afrique du Nord, hydrogène...) mais l'électrification des usages s'étend. Enfin, le stockage du carbone est considéré notamment dans les aquifères au large de la Norvège à 800 km au nord. Autre « pilier », le nucléaire n'est pas développé car il n'est pas adapté à un système fluctuant de production électrique.

### **Type de modélisation**

Le scénario n'est pas détaillé et s'apparente plutôt à une « feuille de route » et à une note d'experts.

### **Equilibrage**

Le stockage (p.28) de l'électricité est considéré sur le court terme, tandis que pour l'équilibre saisonnier c'est surtout le développement du réseau qui est privilégié, dans la ligne des travaux du « Super-Grid » de la mer du Nord, connecté le cas échéant à l'Afrique du Nord.

L'hydrogène comme mode de stockage est mentionné mais non développé car « il pourrait ne pas être développé en 2050 ». Le scénario mentionne cependant la coopération essentielle des réseaux de gaz pour l'injection d'une part d'hydrogène (à 10% max.) Le scénario mentionne aussi « si le marché est trop petit » la conversion en « E-gas » ou en méthanol pour conserver l'hydrogène. Cependant, l'étape d'électrolyse est critique car « relativement chère ».

## **H. Grande Bretagne**

### **1. ZéroCarbonBritain 2013**

**Nom** : ZéroCarbonBritain 2013

**Auteurs** : Paul Allen, Laura Blake, Peter Harper, Alice Hooker-Stroud, Philip James, TobiKellner.

**Financement** : Center for Alternative Technology (Machynlleth, Pays de Galles) avec soutien de fondations diverses

**Liens et documents associés** : rapport joint

Publié en juillet 2013

### **Introduction**

Cet ouvrage est le pendant « macro-économique » du mouvement des « villes en transition » au Royaume-Uni. Il porte la vision d'une Grande-Bretagne respectant ses engagements de réduction d'émissions, sortant du nucléaire et modifiant largement sa physionomie.

Il s'agit du troisième rapport après deux autres en 2007 et 2010, qui ont déjà eu une influence significative (notamment dans le programme national des Sociaux-Libéraux). L'extension de la vision à l'usage des sols et aux puits de carbone, l'autonomie alimentaire à terme, les émissions non énergétiques ainsi que l'amélioration des modélisations détaillées pour les renouvelables variables ont été ajoutés avec l'aide d'équipes universitaires.

D'emblée, le processus du changement et la vision de ce que seraient les implications pour les ménages est très développé dans les travaux. Il s'agit donc autant d'un manifeste pour la sobriété et l'efficacité que d'un travail technique. Ce processus très abouti a aussi des similitudes avec le scénario Négawatt pour la France. A noter aussi la présence de plusieurs graphistes et artistes pour penser la diffusion du scénario, qui donne à l'ouvrage un caractère visuel construit.

### **Principales caractéristiques du scénario**

Pour tenir le 2°C en tenant compte de la responsabilité historique du pays, l'horizon zéro carbone est fixé à 2030. Cet objectif tient compte de l'aviation et des routes maritimes, mais pas des émissions importées, une omission discutée en détail. Le stockage du carbone par les végétaux et le biochar sont inclus mais pas le

CCS sur énergies fossiles, ni la géo-ingénierie. Pour des raisons statistiques et d'engagements, le travail concerne le Royaume-Uni dans son ensemble.

Tout d'abord, la demande chute de 1765 à 770 TWh dont 105 proviennent des apports des pompes à chaleur. Avec 404 TWh d'électricité l'électrification est très sensible. Les combustibles gazeux et liquides (dont l'aviation) représentent 36 TWh pour la biomasse chaleur, 110 TWh pour les liquides de synthèse, 61 TWh pour le gaz de synthèse, et 14 TWh d'hydrogène. Pour tenir compte des pertes et transformations, la production renouvelable atteint 1,160 TWh sous forme d'éolien offshore (530 TWh), biomasse (274 TWh) et de façon plus limitée le solaire thermique et la géothermie (40 TWh).

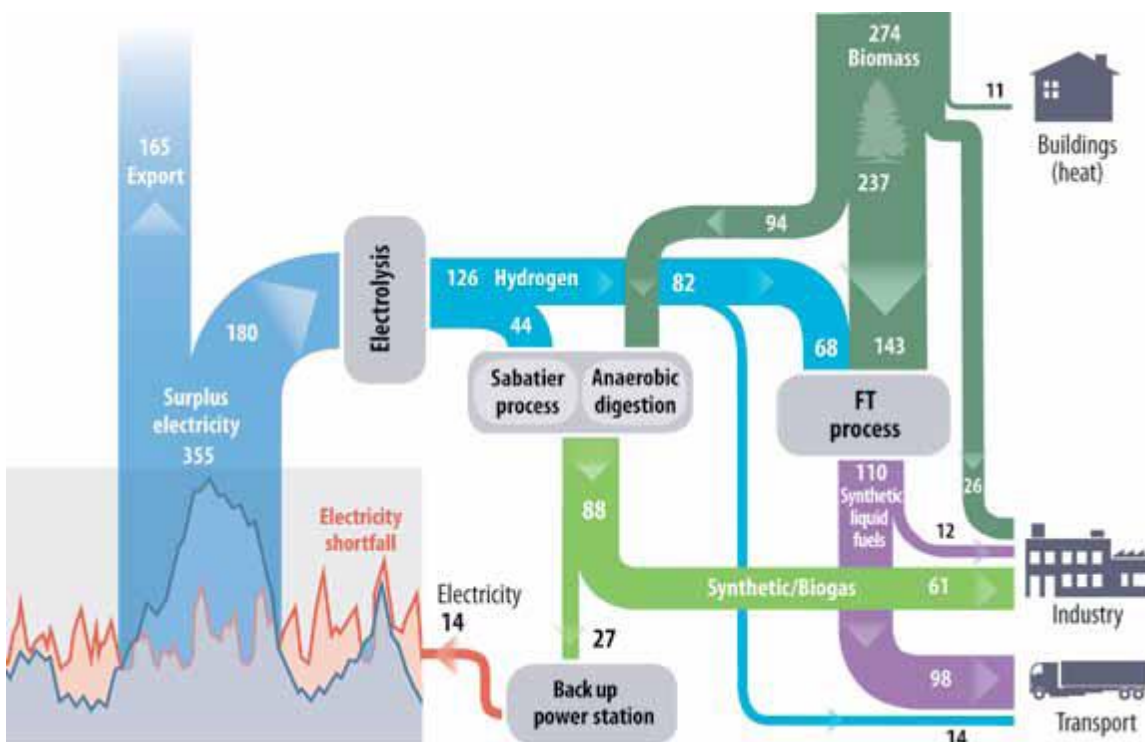
### Type de modélisation

Il s'agit d'un modèle bottom-up qui détaille les options techniques et les modifications d'usage. Les modélisations électriques sont détaillées ainsi que le reste du bilan énergétique.

Il ne s'agit donc pas d'une description macro-économique (par exemple via des coûts de carbone) mais plutôt d'une étude de faisabilité détaillée.

### Equilibrage

En se basant sur les réalisations éoliennes de plusieurs années réelles, le scénario propose un équilibre du réseau basé sur la demande active avec notamment une part importante d'autos électriques rechargeables. Le stockage est décrit sur les différents horizons, avec notamment une forte contribution des pompes à chaleur en hiver. L'hydrogène (35 GW d'électrolyseurs) n'est pas conservé mais transformé en méthane est stocké ainsi que le biogaz dans l'infrastructure gazière existante. Ce gaz sert à l'industrie et au backup du réseau : 27 TWh de gaz et fioul synthétique pour 14 TWh électriques produits par des centrales de puissance similaire à aujourd'hui soit 45 GW, mais avec un facteur de charge faible. Le rendement considéré aller-retour (P2G) est globalement de 50%. Pour passer les périodes creuses historiques (calme plat et froid intense) la capacité de stockage de gaz du pays passe de l'actuel 35 TWh à 60 TWh.



## I. Irlande

### 1. Store : Does Ireland need more storage



**Nom :** Store : Does Ireland need more storage

**Auteurs :** Consortium dont University College Cork

**Sponsors :** Commission Européenne [www.StoRE-project.eu](http://www.StoRE-project.eu)

**Liens et documents associés :** rapport joint

Publié en juillet 2013

## Introduction

La recherche fait partie du programme "Intelligent Energy" de l'Union Européenne, et concerne aussi d'autres pays comme Grèce, Autriche, Allemagne, Danemark.

L'Irlande a des caractéristiques de réseau insulaire et a été un des premiers réseaux en Europe à se heurter aux limites d'absorption de l'éolien dans un réseau existant. Ce pays a donc eu à la fois un soutien politique aux énergies renouvelables et un défi spécifique à sa structure isolée et dépendante de la Grande-Bretagne. C'est ici que l'idée de déconnexion (« curtailment ») a été pour la première fois proposée comme compromis économique à grande échelle, par opposition à des lignes nouvelles, par de nombreuses études qui estiment de 2 à 15% le taux de déconnexion. Par exemple P. O'Malley<sup>109</sup> de UCD Dublin estime que pour un niveau moyen de pénétration des ER, les lignes nouvelles aident plutôt des centrales à charbon au Royaume-Uni, et pour des niveaux nettement plus élevés le stockage est de toute façon nécessaire et ne peut être substitué par des connexions supplémentaires. De plus, le taux d'utilisation des lignes nouvelles est particulièrement faible. Il y a donc lieu de faire un calcul coût-bénéfice des options sans à-priori. Par ailleurs, divers scénarios comme Connolly 2007<sup>110</sup> ont permis la modélisation intégrée de ce système de taille limitée, ce dernier concluant cependant au peu d'intérêt économique de l'hydrogène en P2E.

## Principales caractéristiques du scénario

Le travail concerne l'Ile d'Irlande dans son ensemble, qui comprend un système électrique intégré entre la part liée au Royaume-Uni et la République d'Irlande. La projection utilisée poursuit une consommation croissante d'électricité (de 26 TWh à 45 TWh) liée à de nouveaux usages prévus dans les projections sectorielles publiques, ainsi que la croissance importante de la population. En particulier le véhicule électrique compte pour 10% du parc en 2020 et 60% en 2050, soit 14% de la consommation électrique. 18% de ces véhicules fonctionnent à l'hydrogène.

Au-delà de l'année 2020 qui comprend surtout des installations déjà engagées, soit environ 4000 MW d'éolien terrestre, 500 MW offshore, 238 MW d'hydro existantes, la projection de 80% d'ENR n'est pas attachée à une année précise. Elle comprend 9200 MW d'éolien terrestre et 3900 MW d'éolien offshore ou moins selon trois variantes assez proches pour 2020. Il n'y a pas de photovoltaïque en 2020 ni en 2050. Il s'agit donc d'une substitution quasi-intégrale des fossiles par l'éolien produisant 36 TWh.

## Type de modélisation

Le projet utilise un algorithme original pour estimer les charges résiduelles du réseau une fois déduites les puissances variables (éolien et solaire). Ces charges et leur variabilité permettent d'estimer la taille des stockages permettant de maximiser la contribution des énergies renouvelables.

## Equilibrage

Les résultats de simulation comparent une situation avec l'extension de l'interconnexion vers la Grande-Bretagne à 2 GW, avec une situation illimitée et la situation présente (500 MW). Les besoins de stockage sont en réalité très proches, de l'ordre de 2,7 TWh pour une intégration totale de l'éolien. Ce calcul est basé sur une technologie générique de stockage.

---

<sup>109</sup> <http://www.ucd.ie/research/people/electrical/electroniccommseng/professormarko%27malley/>

<sup>110</sup> Connolly D, Leahy M., Lund H., Mathiesen BV, Ireland's pathway towards a 100% renewable energy-system: the first step. "



## J. Suède

### 1. Energy Scenario for Sweden 2050.

**Name** : “Energy Scenario for Sweden 2050, based on Renewable Energy Technologies and Sources”

**Authors** : Gustavsson, Mathias; Särholm, Erik; Stigson, Peter; Zetterberg, Lars. the Swedish Environmental Research Institute (IVL) 2011.

**Sponsors** : This project was co-funded by WWF Sweden and the Foundation for IVL - Swedish Environmental Research Institute (SIVL) via grants from the Swedish Environmental Protection Agency and the Swedish Research Council for Environment, Agricultural Sciences and Spatial Planning (Formas).

**Links or associated documents** :

[http://www.wwf.se/source.php/1409709/Energy%20Scenario%20for%20Sweden%202050\\_bakgrundsrapport%20IVL\\_sep%202011.pdf](http://www.wwf.se/source.php/1409709/Energy%20Scenario%20for%20Sweden%202050_bakgrundsrapport%20IVL_sep%202011.pdf)

#### **Introduction**

This is a scenario for a transition to almost 100% renewable energy by 2050 with the exception of the steel industry and with phase-out of nuclear power.

In order to reach the goal of the energy scenario, efficiency measures are needed on the demand side in all sectors. It also includes fuel switch and modal switch of transport. For example in terms of transport, personal transports for long journeys in Sweden are considered to be done by train to a greater extent than today. Still, cars and individual transport means are important for fulfilling transport needs in areas where there is no public transport infrastructure. Cars will operate on biofuels to a great extent for long journeys, while short journeys can be powered by electricity.

The paper and pulp industry will, according to the scenario continue to play a key role in both biofuel and heat production. The scenario builds on the idea that biorefineries can supply a range of energy and industry products based on biomass resources.

Hydropower, bioenergy, wind, and solar power (both heating and photovoltaic) form the basis for energy supply in this scenario. New renewable energy technologies, such as bio algae, play a part in the scenario only in the run-up to 2050. An increased share variable power will be seen in the electricity system. This will require increased attention to secure regulating capacity in the power system, as well as to ensure transmission capacity within the country and abroad.

#### **Scenario characteristics**

The scenario is made with a Swedish back-casting model, starting with the target of 100% renewable energy by 2050. The model is based on fulfilling energy service demands. There is an iteration taking place in order to see that the demands can be fulfilled by the supply side, and that the supply is also within the carrying capacity of the ecosystems in Sweden. This is done for each 10 year from 2010 to 2050. The technical pathways displayed in the scenario is to a great extent based on an analysis of attractive, feasible technical solutions found at present.

While hydro-power is expected to remain the most important power source, supplying 66 TWh, windpower is expected to increase to 45 TWh and solar electricity to 32 TWh in 2050, together supplying 50% of power demand. While hydro-power has a large capacity to regulate power, there is also expected flexible consumption with heat pumps in district heating, but only consuming 2-3 TWh of electricity/year. For transport, electricity is expected to cover 30% of the energy demand, and somewhat more of the transport demand because of the higher energy efficiency of electric transportation. The rest is from liquid and gaseous biofuels, while hydrogen is not mentioned.

#### **Balancing**

The share of varying power increases to slightly more than 50% in 2050. The regulating capacity in hydropower shall then be prioritized over hydro-power production. Smart grids, including the management of power peaks by managing demand loads (for example, plan certain recurring events such as the start of large compressors at certain times), is the main additional measure needed to manage the large varying power supply in 2050. Additionally electricity exchange with other countries will be used.

## **K. Scandinavie**

### **1. Nordic-Scenario 2006-2030**

**Name :** Viable Energy Strategy for the Nordic Countries 2006 – 2030

**Authors :** Klaus Illum, lektor, Aalborg University, Denmark

**Sponsors :** Greenpeace Nordic

**Links or associated documents :**

<http://www.nordicenergy.org/programme/sustainable-energy-systems-2050/>

#### **Introduction**

An energy scenario commissioned by Greenpeace Nordic in 2006 and developed by the Danish energy researcher Klaus Illum covering the Nordic countries<sup>111</sup>: Denmark, Norway, Sweden, Finland. It shows a development path with a viable investment budget for an energy transition, large reductions of CO<sub>2</sub> emissions, and the phase out of nuclear power.

In the scenario, there is electricity export from Norwegian hydropower to Denmark, Sweden, and Finland. To use transmission lines as efficiently as possible, it is assumed that electricity will be converted in the recipient countries to hydrogen or other chemical energy for use in transportation, in addition to electric trains, trams and cars with batteries. In the study are an action scenario and a business as usual scenario. In the action scenario CO<sub>2</sub> emissions are reduced 70% 2005 – 2030.

Storage is essential to match the varying production from windpower. The main electricity storage in the scenario is Norwegian hydropower plants, but the scenario also include production of hydrogen with storage as well storage production of heat for district heating with heat storage.

#### **Scenario characteristics**

The methodology is the application of a general energy systems analysis method in a study of technological and economic ways and means for the initiation of the transition to a viable Nordic energy system. Modelling of the Nordic energy systems are made for 2010, 2015, 2020, and 2030 with a 15-minutes model for a typical year. The model is the SESAM model developed by the Aalborg University in the 1980's.

#### **Balancing**

It is expected that there will be use of hydrogen and eventually a process where zink-oxide is reduced with electricity and is later oxidised to generate power, and maybe also other chemical conversions. The hydrogen is expected to be used mainly in fuel cells in vehicles. The investment in the hydrogen and chemical infrastructure is expected to be 10 bill € for the four Nordic countries together and the annual power use for electrolysis is in the scenario about 150 PJ in 2030 and the hydrogen use 104 PJ. The total investment in conversion from electricity to gas and gas storage is estimated to 7 billion € over the entire period of 24 years and for all four countries, that is 6% of all energy investments in the scenario.

---

<sup>111</sup> Available from <http://www.greenpeace.org/denmark/Global/denmark/p2/other/report/2006/nordic-energiscenarie.pdf>

In the scenario there is export of power from Norway to the other countries and 50% of this export is to be converted to chemical energy (hydrogen or others) for transport. In the analysis it is found that it will be optimal to have storages for this to reduce the need to build additional power lines. Then there can be a large utilisation of the power network, contributing to a better economy of the entire system.

For the scenario the total loss on the way from power generating units to the wheels is estimated to be about 80%. The expected storages are hydrogen and eventually above-mentioned a kind of fuel cell, developed in China, where the electric current is generated by the oxidation of zinc plates and the electric power is converted to an electrochemical potential by the reduction of zinc-oxide from the used oxidated zinc-plates. Hydrogen can also be stored and transported in the form of chemical compounds such as magnesium hydrid or ammonia. This is mentioned as alternatives, but are not discussed further as higher losses is expected for these kinds of storages.

## Annexe 2 Caractéristiques des gaz utilisées pour les calculs

---

H2		
PCS	kWh/Nm3	3,54
PCI	kWh/Nm3	3
masse volumique	kg/Nm3	0,0899
CH4		
PCS	kWh/Nm3	11,04
PCI	kWh/Nm3	9,94
masse volumique	kg/Nm3	0,7158
H2O		
masse volumique (gaz)	kg/Nm3	0,80
masse volumique (liq)	kg/m3	1000
CO2		
masse volumique	kg/Nm3	1,963
O2		
masse volumique	kg/Nm3	1,428

Conditions normales de température et pression : 0°C et 1,013 bar

## **Annexe 3 Hypothèse du calcul d'excédents d'électricité renouvelable**

---

Les tableaux suivants résument les hypothèses utilisées pour le calcul d'excédents de production électrique. Pour rappel, ces données sont extraites du scénario Vision 2030-2050 de l'ADEME (ADEME, 2012a) pour les projections 2030 et « 2050 bas », et du scénario négaWatt (négaWatt, 2013) pour la projection « 2050 haut ». Certaines données non disponibles directement sont interprétées par E&E Consultant.

			Bas	Haut
Production ENR		2030	2050	2050
Eolien terrestre	GW	34	35	61
Eolien mer	GW	12	27	32
PV	GW	33	58	75
Energie marine	GW	1,5	10	2
Hydro - Fil de l'eau	GW	8,4	8,4	8,4
Energie marine				
facteur de charge	%	39%		
Cogé bois ou autres	GW	0,5	0,5	4,0
Géothermie	GW	0,2	0,4	0,1
Biogaz	GW	1	1	0,6
UIOM	GW	0,43	0,43	0,0
Cogé chaleur fatale	GW	0,17	0,17	0,0
<b>total thermique</b>	<b>GW</b>	<b>2,3</b>	<b>2,5</b>	<b>4,7</b>
Minimum pris en compte				
Cogé bois	%	50%	50%	50%
Géothermie	%	50%	50%	50%
Biogaz	%	50%	50%	50%
UIOM	%	75%	75%	75%
Cogé chaleur fatale	%	100%	100%	100%
Total ENR en base	GW	1,3	1,4	2,4
Pompage/stockage	GW	5,4	5,4	5,4
Réservoir	GWh	100	100	100
Nucléaire	GW	32	20	0,001
mini technique		40%		
var charge max	%capa/h	5%		
Disponibilité par mois				
1	%	95%	idem	idem
2	%	92%		
3	%	82%		
4	%	75%		
5	%	75%		
6	%	76%		
7	%	77%		
8	%	71%		
9	%	73%		
10	%	72%		
11	%	76%		
12	%	88%		
Demande (T°2012, pe	TWh	404	386	307
Véhicule électrique	TWh	5,2	27,5	10
	GW	0,6	3,1	1,1



Détail sur la demande (TWh)

	2030	2050 bas	2050 haut
<b>Total avec pertes</b>	<b>404,1</b>	<b>386,1</b>	<b>306,6</b>
<b>Total</b>	<b>378,2</b>	<b>361,8</b>	<b>287,8</b>
Résidentiel	118,7	100,0	72,2
Tertiaire	113,4	118,0	66,7
Industrie	103,7	86,4	94,7
Transports	15,8	30,7	21,9
Agriculture	10,5	10,5	1,4
Energie	16,3	16,3	30,9
<b>Chauffage</b>	<b>55,6</b>	<b>49,7</b>	<b>34,7</b>
Résidentiel	36,7	30,9	22,3
Tertiaire	15,0	15,6	8,8
Industrie	3,9	3,3	3,6
Transports	0,0	0,0	0,0
Agriculture	0,0	0,0	0,0
Energie	0,0	0,0	0,0
<b>Autre</b>	<b>322,7</b>	<b>312,0</b>	<b>253,1</b>
Résidentiel	82,0	69,1	49,9
Tertiaire	98,4	102,4	57,9
Industrie	99,7	83,1	91,1
Transports	15,8	30,7	21,9
Agriculture	10,5	10,5	1,4
Energie	16,3	16,3	30,9
<b>Pertes</b>	<b>25,8</b>	<b>24,3</b>	<b>18,8</b>
Distribution	16,2	15,1	11,2
Transport	9,7	9,2	7,7

## Annexe 4 Hypothèses des cas d'étude

Tableau 35 – Hypothèses de calculs de l'électrolyseur

		Alcalin				PEM				SOEC			
		ActuelAA	2020	2030	2050	ActuelAA	2020	2030	2050	ActuelAA	2020	2030	2050
Conversion elec-> H2 PCS	%	70%	75%	79%	79%	70%	78%	84%	84%			100%	100%
Conversion elec+chaleur-> H2	%	70%	75%	79%	79%	70%	78%	84%	84%			85%	85%
Pression électrolyseur	bar(a)	1	15	30	30	30	60	80	80			80	80
% pertes valorisables en chaleur	%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%			70%	70%
Purification eau - ratio E/S	m3/m3	2	2	2	2	2	2	2	2			2	2
CAPEX	€/kW	1000	700	400	400	2000	1250	700	700			1000	1000
OPEX	%capex	5%	5%	5%	5%	3%	3%	3%	3%			5%	5%
Révision stack													
Durée de vie	h	60000	75000	90000	90000	30000	60000	80000	80000			60000	60000
Coût	%capex	50%	60%	65%	65%	50%	60%	65%	65%			60%	60%

Tableau 36 – Hypothèses de calculs de la source de CO2r

Source CO2		Epuratio				BioG bru				CO2 indu				CO2 Capt			
		ActuelAA	2020	2030	2050	ActuelAA	2020	2030	2050	ActuelAA	2020	2030	2050	ActuelAA	2020	2030	2050
type		CO2	CO2	CO2	CO2	BioGB	BioGB	BioGB	BioGB	CO2	CO2	CO2	CO2	CO2	CO2	CO2	CO2
part CO2		100%	100%	100%	100%	50%	50%	50%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Consommation électrique	kWh/Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,06	0,06	0,06
Consommation chaleur HT	kWh/Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,04	2,04	2,04	2,04
Consommation chaleur BT	kWh/Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Consommation d'eau	m <sup>3</sup> /Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub>													0,003	0,003	0,003	0,003
CAPEX	€/Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> /h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	882	882	794	706
OPEX	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3%	3%	3%	3%
Surcout effet échelle	%													100%	100%	100%	100%

Tableau 37 – Hypothèses de calculs de la méthanation

		Catalytique				Biologique			
		ActuelAA	2020	2030	2050	ActuelAA	2020	2030	2050
Taux de conversion (E pour bio)	%	100%	100%	100%	100%	99%	99%	99%	99%
% Chaleur HT valorisable	%	90%	90%	90%	90%				
% ChaleurBT valorisable	%					90%	90%	90%	90%
CAPEX	€/kW <sub>CH4</sub>	1500	1000	500	500	1000	200	100	100
OPEX	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%

Tableau 38 – Hypothèses de calculs du raccordement réseau de gaz

Réseau d'injection		Distribut	Transport
Pression		5	50
Raccordement (700m)			
CAPEX	k€	130	410
OPEX	%capex	2%	2%
Poste d'injection			
CAPEX	k€	600	700
OPEX	%capex	8%	8%

Tableau 39 – Hypothèses de calculs du raccordement réseau de gaz

		Distribut	Transport
Pression		5	50
Raccordement (700m)			
CAPEX	k€	130	410
OPEX	%capex	2%	2%
Poste d'injection			
CAPEX	k€	600	700
OPEX	%capex	8%	8%

Tableau 40 – Divers prix achat, vente, valorisation

Approvisionnement électrique		ActuelAA	2020	2030	2050
HEPP	h	3000	3000	2000	3000
Prix elec	€/MWh	25	25	25	25
Prix achat / vente		ActuelAA	2020	2030	2050
Prix chaleur HT	€/MWh	30	30	30	30
Prix chaleur BT	€/MWh	30	30	30	30
Eau industrielle	€/m3	2,8	2,8	2,8	2,8
Prix de vente de l'oxygène	€/Nm3	0,035	0,035	0,035	0,035
Prix achat CO2	€/t	40	40	35	30
Valorisation		ActuelAA	2020	2030	2050
Gaz naturel (marché de gros) - I	€/MWhPCS	26	34	34	33
Gaz naturel (marché de gros) - I	€/MWhPCS	26	40	46	49
tarif injection biogaz min	€/MWhPCS	45	45	45	45
tarif injection biogaz max	€/MWhPCS	125	125	125	125

Tableau 41 – Valorisation co-produit

Valorisation co-produits		
Chaleur BT		90%
Chaleur HT		90%
Oxygène		90%
Récupération d'eau de méthanation	%	0%



## Annexe 5 Calculs – Bilan procédé

Chaque calcul est codé ainsi : xx\_yy avec xx le numéros du cas, et yy l'année.

Pour le cas de calcul 9 (électrolyse SOEC), les calculs n'ont été réalisés qu'à partir de 2030, date estimée d'industrialisation de la technologie.

### A. Actuel

		1_AA	2_AA	3_AA	4_AA	5_AA	6_AA	7_AA	8_AA	10_AA	11_AA
<b>Bilan Procédé</b>											
<b>Electrolyseur</b>											
Electricité spécifique électrolyseur	kWh/Nm3	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Energie spécifique électrolyseur	kWh/Nm3	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Débit H2	Nm3/h	395	1977	1977	395	395	395	1977	1977	1977	1977
Débit O2	Nm3/h	198	989	989	198	198	198	989	989	989	989
Pression	bar(a)	1	1	30	1	1	1	1	30	1	1
Puissance électrique	MW	2	10	10	2	2	2	10	10	10	10
Consommation de chaleur HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Compression H2</b>											
Débit H2	Nm3/h	395	1977	1977	395	395	395	1977	0	1977	1977
Pe	bar(a)	1	1	30	1	1	1	1	30	1	1
Ps	bar(a)	5	50	50	5	5	5	8	15	8	8
Pu compression	kW	18	338	54	18	18	18	137	0	137	137
Psmax	bar(a)	5	50	50	16	16	16	16	30	16	16
Pu max	kW	18	338	54	44	44	44	219	0	219	219
<b>Stockage H2</b>											
Volume	Nm3	0	0	0	395	395	395	1977	1977	1977	1977
Pression max	bar(a)	5	50	50	16	16	16	16	30	16	16
<b>Source CO2</b>											
Type		-	-	-	CO2	BioGB	BioGB	BioGB	BioGB	CO2	CO2
Part de CO2	%vol	-	-	-	100%	50%	50%	50%	50%	100%	100%
Débit CO2	Nm3/h	0	0	0	99	99	98	494	494	494	494
Débit total	Nm3/h	0	0	0	99	198	195	989	989	494	494
<b>Compression CO2</b>											
Débit CO2	Nm3/h	0	0	0	99	198	195	989	989	494	494
Pe	bar(a)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Ps	bar(a)	5	50	50	5	5	5	8	15	8	8
Pu compression	kW	0	0	0	7	14	13	88	115	44	44
Psmax	bar(a)	5	50	50	16	16	16	16	30	16	16
Pu max	kW	0	0	0	11	22	22	109	141	55	55
<b>Méthanation</b>											
<b>Débit entrée</b>											
H2	Nm3/h	395	1977	1977	395	395	395	1977	0	1977	1977
CO2	Nm3/h	0	0	0	99	99	98	494	494	494	494
CH4	Nm3/h	0	0	0	0	99	98	494	494	0	0
<b>Débit sortie</b>											
CH4	Nm3/h	0	0	0	99	198	195	989	989	494	494
dont CH4 méthané	Nm3/h	0	0	0	99	99	98	494	494	494	494
Pression	bar(a)	5	50	50	5	5	5	8	15	8	8
<b>Compression CH4</b>											
Débit CH4	Nm3/h	-	-	-	-	-	-	989	989	494	494
Pe	bar(a)	5	50	50	5	5	5	8	15	8	8
Ps	bar(a)	5	50	50	5	5	5	50	50	50	50
Pu compression	kW	0	0	0	0	0	0	78	51	39	39

		1_AA	2_AA	3_AA	4_AA	5_AA	6_AA	7_AA	8_AA		10_AA	11_AA
<b>Bilan massique</b>												
<b>Bilan E-S</b>	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0
<b>Entrée</b>	kg/h	636	3178	3178	830	900	897	4502	4502		4148	7055
Eau brute	kg/h	636	3178	3178	636	636	636	3178	3178		3178	6085
CO2	kg/h	0	0	0	194	194	192	970	970		970	970
CH4 associé à CO2	kg/h	0	0	0	0	71	70	354	354		0	0
<b>Sortie</b>	kg/h	636	3178	3178	830	901	897	4503	4503		4149	7056
Eau - rejet traitement	kg/h	318	1589	1589	318	318	318	1589	1589		1589	3042
Eau - méthanation	kg/h	0	0	0	159	159	157	794	794		794	794
Eau - refroidissement (évaporation)	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	0		0	1453
CH4 - méthanation	kg/h	0	0	0	71	71	70	354	354		354	354
CH4 - associé CO2	kg/h	0	0	0	0	71	70	354	354		0	0
H2	kg/h	36	178	178	0	0	0	0	0		0	0
O2	kg/h	282	1411	1411	282	282	282	1411	1411		1411	1411
<b>Bilan eau</b>												
<b>Consommation d'eau industrielle</b>												
Besoin en eau déminéralisée	kg/h	318	1589	1589	318	318	318	1589	1589		1589	1589
Récupération de l'eau de méthanation	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0
Consommation source de CO2	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	0		0	1453
Eau industrielle achetée	kg/h	636	3178	3178	636	636	636	3178	3178		3178	6085
	m3/h	0,64	3,18	3,18	0,64	0,64	0,64	3,18	3,18		3,18	6,08
eau rejetée - traitement eau	kg/h	318	1589	1589	318	318	318	1589	1589		1589	3042
eau rejetée - méthanation	kg/h	0	0	0	159	159	157	794	794		794	794
<b>Bilan net eau prélevée</b>	kg/h	318	1589	1589	159	159	161	794	794		794	2248
	m3/h	0,32	1,59	1,59	0,16	0,16	0,16	0,79	0,79		0,79	2,25
	m3/MWhPCS	0,23	0,23	0,23	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15		0,15	0,41
<b>Bilan énergétique</b>												
<b>Pu élec</b>	MW	2,02	10,34	10,05	2,02	2,03	2,03	10,30	10,17		10,22	10,25
Electrolyseur	MW	2,00	10,00	10,00	2,00	2,00	2,00	10,00	10,00		10,00	10,00
Compression H2	MW	0,02	0,34	0,05	0,02	0,02	0,02	0,14	0,00		0,14	0,14
Source CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,03
Compression CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,09	0,12		0,04	0,04
Compression CH4	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,05		0,04	0,04
Pu H2	MW	1,40	7,00	7,00	1,40	1,40	1,40	7,00	7,00		7,00	7,00
Pu CH4 produit par méthanation	MW	0,00	0,00	0,00	1,09	1,09	1,08	5,46	5,46		5,46	5,46
Pu CH4 sortie	MW	0,00	0,00	0,00	1,09	2,18	2,16	10,92	10,92		5,46	5,46
<b>Chaleur BT valorisable</b>	MW	0,38	1,89	1,89	0,38	0,38	0,67	1,89	1,89		1,89	1,89
Electrolyseur	MW	0,38	1,89	1,89	0,38	0,38	0,38	1,89	1,89		1,89	1,89
Réacteur méthanation	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,00	0,00		0,00	0,00
<b>Chaleur HT valorisable</b>	MW	0,00	0,00	0,00	0,28	0,28	0,00	1,39	1,39		1,39	1,39
<b>Consommation de chaleur BT</b>	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00
Source CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00
<b>Consommation de chaleur HT</b>	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	1,01
Source CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	1,01
Electrolyse SOEC	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00
<b>Bilan de chaleur</b>												
<b>Chaleur BT</b>	MW	0,38	1,89	1,89	0,38	0,38	0,67	1,89	1,89		1,89	1,89
<b>Chaleur HT</b>	MW	0,00	0,00	0,00	0,28	0,28	0,00	1,39	1,39		1,39	0,38
<b>Rendement</b>												
Conversion Electricité -> Gaz de synthèse	%	69,4%	67,7%	69,6%	53,9%	53,7%	53,1%	53,0%	53,7%		53,4%	53,2%
Rendement globale avec valorisation chaleur	%	88,1%	86,0%	88,4%	86,3%	86,0%	85,9%	84,8%	85,9%		85,5%	75,4%

## B. 2020

		1_20	2_20	3_20	4_20	5_20	6_20	7_20	8_20		10_20	11_20
<b>Bilan Procédé</b>												
<b>Electrolyseur</b>												
Electricité spécifique électrolyseur	kWh/Nm3	4,7	4,7	4,5	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,5	4,7	4,7
Energie spécifique électrolyseur	kWh/Nm3	4,7	4,7	4,5	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,5	4,7	4,7
Débit H2	Nm3/h	424	2119	2203	424	424	424	2119	2203		2119	2119
Débit O2	Nm3/h	212	1059	1102	212	212	212	1059	1102		1059	1059
Pression	bar(a)	15	15	60	15	15	15	15	60		15	15
Puissance électrique	MW	2	10	10	2	2	2	10	10		10	10
Consommation de chaleur HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0
<b>Compression H2</b>												
Débit H2	Nm3/h	0	2119	0	0	0	0	0	0		0	0
Pe	bar(a)	15	15	60	15	15	15	15	60		15	15
Ps	bar(a)	5	50	50	5	5	5	8	30		8	8
Pu compression	kW	0	146	0	0	0	0	0	0		0	0
Psmax	bar(a)	5	50	50	16	16	16	16	60		16	16
Pu max	kW	0	146	0	0	0	0	0	0		0	0
<b>Stockage H2</b>												
Volume	Nm3	0	0	0	424	424	424	2119	2203		2119	2119
Pression max	bar(a)	5	50	50	16	16	16	16	60		16	16
<b>Source CO2</b>												
Type		-	-	-	CO2	BioGB	BioGB	BioGB	BioGB		CO2	CO2
Part de CO2	%vol	-	-	-	100%	50%	50%	50%	50%		100%	100%
Débit CO2	Nm3/h	0	0	0	106	106	105	530	551		530	530
Débit total	Nm3/h	0	0	0	106	212	209	1059	1102		530	530
<b>Compression CO2</b>												
Débit CO2	Nm3/h	0	0	0	106	212	209	1059	1102		530	530
Pe	bar(a)	1	1	1	1	1	1	1	1		1	1
Ps	bar(a)	5	50	50	5	5	5	8	30		8	8
Pu compression	kW	0	0	0	7	15	14	95	161		47	47
Psmax	bar(a)	5	50	50	16	16	16	16	60		16	16
Pu max	kW	0	0	0	12	23	23	117	199		59	59
<b>Méthanation</b>												
<b>Débit entrée</b>												
H2	Nm3/h	0	2119	0	0	0	0	0	0		0	0
CO2	Nm3/h	0	0	0	106	106	105	530	551		530	530
CH4	Nm3/h	0	0	0	0	106	105	530	551		0	0
<b>Débit sortie</b>												
CH4	Nm3/h	0	0	0	106	212	209	1059	1102		530	530
dont CH4 méthané	Nm3/h	0	0	0	106	106	105	530	551		530	530
Pression	bar(a)	5	50	50	5	5	5	8	30		8	8
<b>Compression CH4</b>												
Débit CH4	Nm3/h	-	-	-	-	-	-	1059	1102		530	530
Pe	bar(a)	5	50	50	5	5	5	8	30		8	8
Ps	bar(a)	5	50	50	5	5	5	50	50		50	50
Pu compression	kW	0	0	0	0	0	0	83	24		42	42

		1_20	2_20	3_20	4_20	5_20	6_20	7_20	8_20		10_20	11_20
<b>Bilan massique</b>												
<b>Bilan E-S</b>	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0
<b>Entrée</b>	kg/h	681	3405	3541	889	965	961	4824	5017		4445	7559
Eau brute	kg/h	681	3405	3541	681	681	681	3405	3541		3405	6519
CO2	kg/h	0	0	0	208	208	205	1040	1081		1040	1040
CH4 associé à CO2	kg/h	0	0	0	0	76	75	379	394		0	0
<b>Sortie</b>	kg/h	681	3405	3541	889	965	961	4824	5017		4445	7560
Eau - rejet traitement	kg/h	340	1702	1771	340	340	340	1702	1771		1702	3260
Eau - méthanation	kg/h	0	0	0	170	170	168	851	885		851	851
Eau - refroidissement (évaporation)	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	0		0	1557
CH4 - méthanation	kg/h	0	0	0	76	76	75	379	394		379	379
CH4 - associé CO2	kg/h	0	0	0	0	76	75	379	394		0	0
H2	kg/h	38	190	198	0	0	0	0	0		0	0
O2	kg/h	302	1512	1573	302	302	302	1512	1573		1512	1512
<b>Bilan eau</b>												
<b>Consommation d'eau industrielle</b>												
Besoin en eau déminéralisée	kg/h	340	1702	1771	340	340	340	1702	1771		1702	1702
Récupération de l'eau de méthanation	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0
Consommation source de CO2	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	0		0	1557
Eau industrielle achetée	kg/h	681	3405	3541	681	681	681	3405	3541		3405	6519
	m3/h	0,68	3,40	3,54	0,68	0,68	0,68	3,40	3,54		3,40	6,52
eau rejetée - traitement eau	kg/h	340	1702	1771	340	340	340	1702	1771		1702	3260
eau rejetée - méthanation	kg/h	0	0	0	170	170	168	851	885		851	851
Bilan net eau prélevée	kg/h	340	1702	1771	170	170	172	851	885		851	2408
	m3/h	0,34	1,70	1,77	0,17	0,17	0,17	0,85	0,89		0,85	2,41
	m3/MWhPCS	0,23	0,23	0,23	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15		0,15	0,41
<b>Bilan énergétique</b>												
Pu élec	MW	2,00	10,15	10,00	2,01	2,01	2,01	10,18	10,19		10,09	10,12
Électrolyseur	MW	2,00	10,00	10,00	2,00	2,00	2,00	10,00	10,00		10,00	10,00
Compression H2	MW	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00
Source CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,03
Compression CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,09	0,16		0,05	0,05
Compression CH4	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,02		0,04	0,04
Pu H2	MW	1,50	7,50	7,80	1,50	1,50	1,50	7,50	7,80		7,50	7,50
Pu CH4 produit par méthanation	MW	0,00	0,00	0,00	1,17	1,17	1,16	5,85	6,08		5,85	5,85
Pu CH4 sortie	MW	0,00	0,00	0,00	1,17	2,34	2,31	11,69	12,16		5,85	5,85
Chaleur BT valorisable	MW	0,32	1,58	1,39	0,32	0,32	0,63	1,58	1,39		1,58	1,58
Electrolyseur	MW	0,32	1,58	1,39	0,32	0,32	0,32	1,58	1,39		1,58	1,58
Réacteur méthanation	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,31	0,00	0,00		0,00	0,00
Chaleur HT valorisable	MW	0,00	0,00	0,00	0,30	0,30	0,00	1,49	1,55		1,49	1,49
Consommation de chaleur BT	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00
Source CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00
Consommation de chaleur HT	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	1,08
Source CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	1,08
Electrolyse SOEC	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00
<b>Bilan de chaleur</b>												
Chaleur BT	MW	0,32	1,58	1,39	0,32	0,32	0,63	1,58	1,39		1,58	1,58
Chaleur HT	MW	0,00	0,00	0,00	0,30	0,30	0,00	1,49	1,55		1,49	0,41
<b>Rendement</b>												
Conversion Electricité -> Gaz de synthèse	%	75,0%	73,9%	78,0%	58,3%	58,1%	57,4%	57,5%	59,7%		58,0%	57,8%
Rendement globale avec valorisation chaleur	%	90,8%	89,4%	91,9%	88,8%	88,5%	88,4%	87,5%	88,5%		88,3%	77,4%



## C. 2030

		1_30	2_30	3_30	4_30	5_30	6_30	7_30	8_30	9_30	10_30	11_30
<b>Bilan Procédé</b>												
<b>Electrolyseur</b>												
Electricité spécifique électrolyseur	kWh/Nm3	4,5	4,5	4,2	4,5	4,5	4,5	4,5	4,2	3,5	4,5	4,5
Energie spécifique électrolyseur	kWh/Nm3	4,5	4,5	4,2	4,5	4,5	4,5	4,5	4,2	4,2	4,5	4,5
Débit H2	Nm3/h	446	2232	2373	446	446	446	2232	2373	2825	2232	2232
Débit O2	Nm3/h	223	1116	1186	223	223	223	1116	1186	1412	1116	1116
Pression	bar(a)	30	30	80	30	30	30	30	80	80	30	30
Puissance électrique	MW	2	10	10	2	2	2	10	10	10	10	10
Consommation de chaleur HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0
<b>Compression H2</b>												
Débit H2	Nm3/h	0	2232	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pe	bar(a)	30	30	80	30	30	30	30	80	80	30	30
Ps	bar(a)	5	50	50	5	5	5	15	40	40	15	15
Pu compression	kW	0	61	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Psmax	bar(a)	5	50	50	30	30	30	30	80	80	30	30
Pu max	kW	0	61	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Stockage H2</b>												
Volume	Nm3	0	0	0	446	446	446	2232	2373	2825	2232	2232
Pression max	bar(a)	5	50	50	30	30	30	30	80	80	30	30
<b>Source CO2</b>												
Type		-	-	-	CO2	BioGB	BioGB	BioGB	BioGB	BioGB	CO2	CO2
Part de CO2	%vol	-	-	-	100%	50%	50%	50%	50%	50%	100%	100%
Débit CO2	Nm3/h	0	0	0	112	112	110	558	593	706	558	558
Débit total	Nm3/h	0	0	0	112	223	220	1116	1186	1412	558	558
<b>Compression CO2</b>												
Débit CO2	Nm3/h	0	0	0	112	223	220	1116	1186	1412	558	558
Pe	bar(a)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Ps	bar(a)	5	50	50	5	5	5	15	40	40	15	15
Pu compression	kW	0	0	0	8	15	15	130	188	224	65	65
Psmax	bar(a)	5	50	50	30	30	30	30	80	80	30	30
Pu max	kW	0	0	0	16	32	31	159	127	152	79	79
<b>Méthanation</b>												
<b>Débit entrée</b>												
H2	Nm3/h	0	2232	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2	Nm3/h	0	0	0	112	112	110	558	593	706	558	558
CH4	Nm3/h	0	0	0	0	112	110	558	593	706	0	0
<b>Débit sortie</b>												
CH4	Nm3/h	0	0	0	112	223	220	1116	1186	1412	558	558
dont CH4 méthané	Nm3/h	0	0	0	112	112	110	558	593	706	558	558
Pression	bar(a)	5	50	50	5	5	5	15	40	40	15	15
<b>Compression CH4</b>												
Débit CH4	Nm3/h	-	-	-	-	-	-	1116	1186	1412	558	558
Pe	bar(a)	5	50	50	5	5	5	15	40	40	15	15
Ps	bar(a)	5	50	50	5	5	5	50	50	50	50	50
Pu compression	kW	0	0	0	0	0	0	57	11	13	29	29

		1_30	2_30	3_30	4_30	5_30	6_30	7_30	8_30	9_30	10_30	11_30
<b>Bilan massique</b>												
<b>Bilan E-S</b>	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0	0
<b>Entrée</b>	kg/h	717	3587	3814	936	1016	1013	5081	5403	6432	4682	7962
Eau brute	kg/h	717	3587	3814	717	717	717	3587	3814	4540	3587	6867
CO2	kg/h	0	0	0	219	219	216	1095	1164	1386	1095	1095
CH4 associé à CO2	kg/h	0	0	0	0	80	79	399	425	505	0	0
<b>Sortie</b>	kg/h	717	3587	3814	936	1016	1012	5082	5403	6432	4682	7963
Eau - rejet traitement	kg/h	359	1793	1907	359	359	359	1793	1907	2270	1793	3434
Eau - méthanation	kg/h	0	0	0	179	179	177	897	953	1135	897	897
Eau - refroidissement (évaporation)	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1640
CH4 - méthanation	kg/h	0	0	0	80	80	79	399	425	505	399	399
CH4 - associé CO2	kg/h	0	0	0	0	80	79	399	425	505	0	0
H2	kg/h	40	201	213	0	0	0	0	0	0	0	0
O2	kg/h	319	1593	1694	319	319	319	1593	1694	2016	1593	1593
<b>Bilan eau</b>												
Consommation d'eau industrielle												
Besoin en eau déminéralisée	kg/h	359	1793	1907	359	359	359	1793	1907	2270	1793	1793
Récupération de l'eau de méthanation	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consommation source de CO2	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1640
Eau industrielle achetée	kg/h	717	3587	3814	717	717	717	3587	3814	4540	3587	6867
	m3/h	0,72	3,59	3,81	0,72	0,72	0,72	3,59	3,81	4,54	3,59	6,87
eau rejetée - traitement eau	kg/h	359	1793	1907	359	359	359	1793	1907	2270	1793	3434
eau rejetée - méthanation	kg/h	0	0	0	179	179	177	897	953	1135	897	897
Bilan net eau prélevée	kg/h	359	1793	1907	179	179	181	897	953	1135	897	2537
	m3/h	0,36	1,79	1,91	0,18	0,18	0,18	0,90	0,95	1,13	0,90	2,54
	m3/MWhPCS	0,23	0,23	0,23	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,41
<b>Bilan énergétique</b>												
Pu élec	MW	2,00	10,06	10,00	2,01	2,02	2,02	10,19	10,20	10,24	10,09	10,13
Electrolyseur	MW	2,00	10,00	10,00	2,00	2,00	2,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Compression H2	MW	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Source CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03
Compression CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,02	0,13	0,19	0,22	0,06	0,06
Compression CH4	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,01	0,01	0,03	0,03
Pu H2	MW	1,58	7,90	8,40	1,58	1,58	1,58	7,90	8,40	10,00	7,90	7,90
Pu CH4 produit par méthanation	MW	0,00	0,00	0,00	1,23	1,23	1,22	6,16	6,55	7,80	6,16	6,16
Pu CH4 sortie	MW	0,00	0,00	0,00	1,23	2,46	2,43	12,32	13,10	15,59	6,16	6,16
Chaleur BT valorisable	MW	0,26	1,32	1,01	0,26	0,26	0,59	1,32	1,01	1,11	1,32	1,32
Electrolyseur	MW	0,26	1,32	1,01	0,26	0,26	0,26	1,32	1,01	1,11	1,32	1,32
Réacteur méthanation	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Chaleur HT valorisable	MW	0,00	0,00	0,00	0,31	0,31	0,00	1,57	1,67	1,98	1,57	1,57
Consommation de chaleur BT	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Source CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation de chaleur HT	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,76	0,00	1,14
Source CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,14
Electrolyse SOEC	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,76	0,00	0,00
<b>Bilan de chaleur</b>												
Chaleur BT	MW	0,26	1,32	1,01	0,26	0,26	0,59	1,32	1,01	1,11	1,32	1,32
Chaleur HT	MW	0,00	0,00	0,00	0,31	0,31	0,00	1,57	1,67	0,22	1,57	0,43
<b>Rendement</b>												
Conversion Electricité -> Gaz de synthèse	%	79,0%	78,5%	84,0%	61,4%	61,1%	60,4%	60,5%	64,2%	76,2%	61,0%	60,8%
Rendement globale avec valorisation chaleur	%	92,2%	91,7%	94,1%	90,1%	89,8%	89,7%	88,8%	90,4%	89,2%	89,6%	78,1%

## D. 2050

		1_50	2_50	3_50	4_50	5_50	6_50	7_50	8_50	9_50	10_50	11_50
<b>Bilan Procédé</b>												
<b>Electrolyseur</b>												
Electricité spécifique électrolyseur	kWh/Nm3	4,5	4,5	4,2	4,5	4,5	4,5	4,5	4,2	3,5	4,5	4,5
Energie spécifique électrolyseur	kWh/Nm3	4,5	4,5	4,2	4,5	4,5	4,5	4,5	4,2	4,2	4,5	4,5
Débit H2	Nm3/h	446	2232	2373	446	446	446	2232	2373	2825	2232	2232
Débit O2	Nm3/h	223	1116	1186	223	223	223	1116	1186	1412	1116	1116
Pression	bar(a)	30	30	80	30	30	30	30	80	80	30	30
Puissance électrique	MW	2	10	10	2	2	2	10	10	10	10	10
Consommation de chaleur HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0
<b>Compression H2</b>												
Débit H2	Nm3/h	0	2232	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pe	bar(a)	30	30	80	30	30	30	30	80	80	30	30
Ps	bar(a)	5	50	50	5	5	5	15	40	40	15	15
Pu compression	kW	0	61	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Psmax	bar(a)	5	50	50	30	30	30	30	80	80	30	30
Pu max	kW	0	61	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Stockage H2</b>												
Volume	Nm3	0	0	0	446	446	446	2232	2373	2825	2232	2232
Pression max	bar(a)	5	50	50	30	30	30	30	80	80	30	30
<b>Source CO2</b>												
Type		-	-	-	CO2	BioGB	BioGB	BioGB	BioGB	BioGB	CO2	CO2
Part de CO2	%vol	-	-	-	100%	50%	50%	50%	50%	50%	100%	100%
Débit CO2	Nm3/h	0	0	0	112	112	110	558	593	706	558	558
Débit total	Nm3/h	0	0	0	112	223	220	1116	1186	1412	558	558
<b>Compression CO2</b>												
Débit CO2	Nm3/h	0	0	0	112	223	220	1116	1186	1412	558	558
Pe	bar(a)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Ps	bar(a)	5	50	50	5	5	5	15	40	40	15	15
Pu compression	kW	0	0	0	8	15	15	130	188	224	65	65
Psmax	bar(a)	5	50	50	30	30	30	30	80	80	30	30
Pu max	kW	0	0	0	16	32	31	159	127	152	79	79
<b>Méthanation</b>												
<b>Débit entrée</b>												
H2	Nm3/h	0	2232	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2	Nm3/h	0	0	0	112	112	110	558	593	706	558	558
CH4	Nm3/h	0	0	0	0	112	110	558	593	706	0	0
<b>Débit sortie</b>												
CH4	Nm3/h	0	0	0	112	223	220	1116	1186	1412	558	558
dont CH4 méthané	Nm3/h	0	0	0	112	112	110	558	593	706	558	558
Pression	bar(a)	5	50	50	5	5	5	15	40	40	15	15
<b>Compression CH4</b>												
Débit CH4	Nm3/h	-	-	-	-	-	-	1116	1186	1412	558	558
Pe	bar(a)	5	50	50	5	5	5	15	40	40	15	15
Ps	bar(a)	5	50	50	5	5	5	50	50	50	50	50
Pu compression	kW	0	0	0	0	0	0	57	11	13	29	29

		1_50	2_50	3_50	4_50	5_50	6_50	7_50	8_50	9_50	10_50	11_50
<b>Bilan massique</b>												
<b>Bilan E-S</b>	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0	0
<b>Entrée</b>	kg/h	717	3587	3814	936	1016	1013	5081	5403	6432	4682	7962
Eau brute	kg/h	717	3587	3814	717	717	717	3587	3814	4540	3587	6867
CO2	kg/h	0	0	0	219	219	216	1095	1164	1386	1095	1095
CH4 associé à CO2	kg/h	0	0	0	0	80	79	399	425	505	0	0
<b>Sortie</b>	kg/h	717	3587	3814	936	1016	1012	5082	5403	6432	4682	7963
Eau - rejet traitement	kg/h	359	1793	1907	359	359	359	1793	1907	2270	1793	3434
Eau - méthanation	kg/h	0	0	0	179	179	177	897	953	1135	897	897
Eau - refroidissement (évaporation)	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1640
CH4 - méthanation	kg/h	0	0	0	80	80	79	399	425	505	399	399
CH4 - associé CO2	kg/h	0	0	0	0	80	79	399	425	505	0	0
H2	kg/h	40	201	213	0	0	0	0	0	0	0	0
O2	kg/h	319	1593	1694	319	319	319	1593	1694	2016	1593	1593
<b>Bilan eau</b>												
<b>Consommation d'eau industrielle</b>												
Besoin en eau déminéralisée	kg/h	359	1793	1907	359	359	359	1793	1907	2270	1793	1793
Récupération de l'eau de méthanation	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consommation source de CO2	kg/h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1640
Eau industrielle achetée	kg/h	717	3587	3814	717	717	717	3587	3814	4540	3587	6867
	m3/h	0,72	3,59	3,81	0,72	0,72	0,72	3,59	3,81	4,54	3,59	6,87
eau rejetée - traitement eau	kg/h	359	1793	1907	359	359	359	1793	1907	2270	1793	3434
eau rejetée - méthanation	kg/h	0	0	0	179	179	177	897	953	1135	897	897
Bilan net eau prélevée	kg/h	359	1793	1907	179	179	181	897	953	1135	897	2537
	m3/h	0,36	1,79	1,91	0,18	0,18	0,18	0,90	0,95	1,13	0,90	2,54
	m3/MWhPCS	0,23	0,23	0,23	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,41
<b>Bilan énergétique</b>												
Pu élec	MW	2,00	10,06	10,00	2,01	2,02	2,02	10,19	10,20	10,24	10,09	10,13
Electrolyseur	MW	2,00	10,00	10,00	2,00	2,00	2,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Compression H2	MW	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Source CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03
Compression CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,02	0,13	0,19	0,22	0,06	0,06
Compression CH4	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,01	0,01	0,03	0,03
Pu H2	MW	1,58	7,90	8,40	1,58	1,58	1,58	7,90	8,40	10,00	7,90	7,90
Pu CH4 produit par méthanation	MW	0,00	0,00	0,00	1,23	1,23	1,22	6,16	6,55	7,80	6,16	6,16
Pu CH4 sortie	MW	0,00	0,00	0,00	1,23	2,46	2,43	12,32	13,10	15,59	6,16	6,16
Chaleur BT valorisable	MW	0,26	1,32	1,01	0,26	0,26	0,59	1,32	1,01	1,11	1,32	1,32
Electrolyseur	MW	0,26	1,32	1,01	0,26	0,26	0,26	1,32	1,01	1,11	1,32	1,32
Réacteur méthanation	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Chaleur HT valorisable	MW	0,00	0,00	0,00	0,31	0,31	0,00	1,57	1,67	1,98	1,57	1,57
Consommation de chaleur BT	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Source CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation de chaleur HT	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,76	0,00	1,14
Source CO2	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,14
Electrolyse SOEC	MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,76	0,00	0,00
<b>Bilan de chaleur</b>												
Chaleur BT	MW	0,26	1,32	1,01	0,26	0,26	0,59	1,32	1,01	1,11	1,32	1,32
Chaleur HT	MW	0,00	0,00	0,00	0,31	0,31	0,00	1,57	1,67	0,22	1,57	0,43
<b>Rendement</b>												
Conversion Electricité -> Gaz de synthèse	%	79,0%	78,5%	84,0%	61,4%	61,1%	60,4%	60,5%	64,2%	76,2%	61,0%	60,8%
Rendement globale avec valorisation chaleur	%	92,2%	91,7%	94,1%	90,1%	89,8%	89,7%	88,8%	90,4%	89,2%	89,6%	78,1%

# Annexe 6    Calculs - Bilan économique

---

## A. Actuel

		1_AA	2_AA	3_AA	4_AA	5_AA	6_AA	7_AA	8_AA	10_AA	11_AA
<b>Bilan économique</b>											
CAPEX	k€	3499	15048	53431	6031	6073	5345	26955	64834	26759	27893
	€/kW	1750	1505	5343	3015	3036	2673	2696	6483	2676	2789
Electrolyseur	k€	2000	10000	20000	2000	2000	2000	10000	20000	10000	10000
Rénovation stack	k€	0	0	20000	0	0	0	0	20000	0	0
Compression H2	k€	130	722	247	218	218	218	560	0	560	560
Stockage H2 - réservoir	k€	0	0	0	158	158	158	683	385	683	683
Source CO2	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	872
Compression CO2	k€	0	0	0	65	97	96	249	288	166	166
Stockage CO2 - réservoir	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réacteur méthanation	k€	0	0	0	1637	1637	1078	8186	8186	8186	8186
Compression CH4	k€	0	0	0	0	0	0	204	159	136	136
Raccordement	k€	130	410	410	130	130	130	410	410	410	410
Poste d'injection	k€	600	700	700	600	600	600	700	700	700	700
Divers	k€	639	3216	12074	1223	1233	1065	5964	14706	5919	6181
<b>OPEX</b>											
Electrolyseur	k€/an	105	529	610	193	194	166	948	1022	945	971
Compression H2	k€/an	100	500	600	100	100	100	500	600	500	500
Compression H2	k€/an	5,2	28,9	9,9	8,7	8,7	8,7	22,4	0,0	22,4	22,4
Stockage H2 - réservoir	k€/an	0,0	0,0	0,0	1,6	1,6	1,6	6,8	3,9	6,8	6,8
Source CO2	k€/an	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,2
Compression CO2	k€/an	0,0	0,0	0,0	1,3	1,9	1,9	5,0	5,8	3,3	3,3
Stockage CO2 - réservoir	k€/an	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Réacteur méthanation	k€/an	0	0	0	82	82	54	409	409	409	409
Compression CH4	k€/an	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	3,2	2,7	2,7
Raccordement	k€/an	2,6	8,2	8,2	2,6	2,6	2,6	8,2	8,2	8,2	8,2
Poste d'injection	k€/an	48,0	56,0	56,0	48,0	48,0	48,0	56,0	56,0	56,0	56,0
<b>Bilan annuel</b>											
HEPP	h	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Electricité consommée	MWh	6054	31013	30163	6075	6095	6095	30910	30498	30661	30748
H2 produit	kNm3	1186	5932	5932	1186	1186	1186	5932	5932	5932	5932
	t	107	533	533	107	107	107	533	533	533	533
	MWh (PCS)	4200	21000	21000	4200	4200	4200	21000	21000	21000	21000
CO2 Consommé	Nm3	0	0	0	297	297	293	1483	1483	1483	1483
	t	0	0	0	582	582	575	2911	2911	2911	2911
CH4 produit par méthanation	kNm3	0	0	0	297	297	293	1483	1483	1483	1483
	t	0	0	0	212	212	210	1062	1062	1062	1062
	MWh (PCS)	0	0	0	3275	3275	3235	16373	16373	16373	16373
Energie chimique sortie	MWh (PCS)	4200	21000	21000	3275	3275	3235	16373	16373	16373	16373
Eau consommée	m3	1907	9534	9534	1907	1907	1907	9534	9534	9534	18254
O2 vendu	kNm3	534	2669	2669	534	534	534	2669	2669	2669	2669
<b>Bilan chaleur</b>											
Chaleur BT vendue	MWh	1134	5670	5670	1134	1134	2002	5670	5670	5670	5670
Chaleur HT vendue	MWh	0	0	0	833	833	0	4164	4164	4164	1141
Chaleur BT consommée	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chaleur HT consommée	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Dépenses</b>											
Dépenses	k€	437	2083	4062	675	679	614	3211	5169	3192	3185
Amortissement CAPEX	k€	175	752	2672	302	304	267	1348	3242	1338	1395
OPEX	k€	105	529	610	193	194	166	948	1022	945	971
Electricité	k€	151	775	754	152	152	152	773	762	767	769
Eau	k€	5	27	27	5	5	5	27	27	27	51
chaleur BT	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
chaleur HT	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2	k€	0	0	0	23	23	23	116	116	116	0
<b>Recettes</b>											
Recettes	k€	1053	1264	1264	1078	1078	1079	1388	1388	1388	1298
vente chaleur BT	k€	34	170	170	34	34	60	170	170	170	170
vente chaleur HT	k€	0	0	0	25	25	0	125	125	125	34
vente O2	k€	19	93	93	19	19	19	93	93	93	93
		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
<b>Coûts de productions</b>											
Dépenses	€/MWh	104	99	193	206	207	190	196	316	195	195
Amortissement CAPEX	€/MWh	42	36	127	92	93	83	82	198	82	85
OPEX	€/MWh	25	25	29	59	59	51	58	62	58	59
Electricité	€/MWh	36	37	36	46	47	47	47	47	47	47
Eau	€/MWh	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3
chaleur BT	€/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
chaleur HT	€/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2	€/MWh	0	0	0	7	7	7	7	7	7	0
<b>Recettes</b>											
Recettes	€/MWh	251	60	60	329	329	333	85	85	85	79
vente chaleur BT	€/MWh	8	8	8	10	10	19	10	10	10	10
vente chaleur HT	€/MWh	0	0	0	8	8	0	8	8	8	2
vente O2	€/MWh	4	4	4	6	6	6	6	6	6	6
<b>Coûts de production</b>											
sans valorisation de co-produit	€/MWh	104	99	193	206	207	190	196	316	195	195
avec valorisation chaleur BT	€/MWh	96	91	185	196	197	171	186	305	185	184
avec valorisation chaleur BT et HT	€/MWh	96	91	185	188	189	171	178	298	177	182
avec valorisation chaleur BT et HT, O2	€/MWh	91	87	181	183	184	165	172	292	171	176

## B. 2020

		1_20	2_20	3_20	4_20	5_20	6_20	7_20	8_20	10_20	11_20
<b>Bilan économique</b>											
CAPEX	k€	2550	10783	17360	4376	4420	3199	19369	26150	19165	20380
	€/kW	1275	1078	1736	2188	2210	1599	1937	2615	1916	2038
Electrolyseur	k€	1400	7000	12500	1400	1400	1400	7000	12500	7000	7000
Rénovation stack	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Compression H2	k€	0	441	0	0	0	0	0	0	0	0
Stockage H2 - réservoir	k€	0	0	0	168	168	168	727	226	727	727
Source CO2	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	934
Compression CO2	k€	0	0	0	67	101	100	259	352	172	172
Stockage CO2 - réservoir	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réacteur méthanation	k€	0	0	0	1169	1169	231	5847	6081	5847	5847
Compression CH4	k€	0	0	0	0	0	0	212	102	141	141
Raccordement	k€	130	410	410	130	130	130	410	410	410	410
Poste d'injection	k€	600	700	700	600	600	600	700	700	700	700
Divers	k€	420	2232	3750	841	851	570	4214	5778	4167	4447
OPEX	k€/an	70	368	375	131	132	85	659	690	656	684
Electrolyseur	k€/an	70	350	375	70	70	70	350	375	350	350
Compression H2	k€/an	0,0	17,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stockage H2 - réservoir	k€/an	0,0	0,0	0,0	1,7	1,7	1,7	7,3	2,3	7,3	7,3
Source CO2	k€/an	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,0
CompressionCO2	k€/an	0,0	0,0	0,0	1,3	2,0	2,0	5,2	7,0	3,4	3,4
Stockage CO2 - réservoir	k€/an	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Réacteur méthanation	k€/an	0	0	0	58	58	12	292	304	292	292
Compression CH4	k€/an	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	2,0	2,8	2,8
Raccordement	k€/an	2,6	8,2	8,2	2,6	2,6	2,6	8,2	8,2	8,2	8,2
Poste d'injection	k€/an	48,0	56,0	56,0	48,0	48,0	48,0	56,0	56,0	56,0	56,0
<b>Bilan annuel</b>											
HEPP	h	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Electricité consommée	MWh	6000	30437	30000	6022	6044	6043	30534	30555	30267	30360
H2 produit	kNm3	1271	6356	6610	1271	1271	1271	6356	6610	6356	6356
	t	114	571	594	114	114	114	571	594	571	571
	MWh (PCS)	4500	22500	23400	4500	4500	4500	22500	23400	22500	22500
CO2 Consommé	Nm3	0	0	0	318	318	314	1589	1653	1589	1589
	t	0	0	0	624	624	616	3119	3244	3119	3119
CH4 produit par méthanation	kNm3	0	0	0	318	318	314	1589	1653	1589	1589
	t	0	0	0	227	227	225	1137	1183	1137	1137
	MWh (PCS)	0	0	0	3508	3508	3466	17542	18244	17542	17542
Energie chimique sortie	MWh (PCS)	4500	22500	23400	3508	3508	3466	17542	18244	17542	17542
Eau consommée	m3	2043	10215	10623	2043	2043	2043	10215	10623	10215	19558
O2 vendu	kNm3	572	2860	2975	572	572	572	2860	2975	2860	2860
<b>Bilan chaleur</b>											
Chaleur BT vendue	MWh	945	4725	4158	945	945	1875	4725	4158	4725	4725
Chaleur HT vendue	MWh	0	0	0	892	892	0	4462	4640	4462	1223
Chaleur BT consommée	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chaleur HT consommée	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Dépenses</b>											
Amortissement CAPEX	k€	128	539	868	219	221	160	968	1308	958	1019
OPEX	k€	70	368	375	131	132	85	659	690	656	684
Electricité	k€	150	761	750	151	151	151	763	764	757	759
Eau	k€	6	29	30	6	6	6	29	30	29	55
chaleur BT	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
chaleur HT	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2	k€	0	0	0	25	25	25	125	130	125	0
<b>Recettes</b>											
vente chaleur BT	k€	28	142	125	28	28	56	142	125	142	142
vente chaleur HT	k€	0	0	0	27	27	0	134	139	134	37
vente O2	k€	20	100	104	20	20	20	100	104	100	100
		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
<b>Coûts de productions</b>											
Dépenses	€/MWh	78	75	86	151	152	123	145	160	144	143
Amortissement CAPEX	€/MWh	28	24	37	62	63	46	55	72	55	58
OPEX	€/MWh	16	16	16	37	38	25	38	38	37	39
Electricité	€/MWh	33	34	32	43	43	44	44	42	43	43
Eau	€/MWh	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3
chaleur BT	€/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
chaleur HT	€/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2	€/MWh	0	0	0	7	7	7	7	7	7	0
<b>Recettes</b>											
vente chaleur BT	€/MWh	233	55	53	306	306	310	78	75	78	73
vente chaleur HT	€/MWh	6	6	5	8	8	16	8	7	8	8
vente O2	€/MWh	0	0	0	8	8	0	8	8	8	2
	€/MWh	4	4	4	6	6	6	6	6	6	6
<b>Coûts de production</b>											
sans valorisation de co-produit	€/MWh	78	75	86	151	152	123	145	160	144	143
avec valorisation chaleur BT	€/MWh	72	69	81	143	144	107	137	153	136	135
avec valorisation chaleur BT et HT	€/MWh	72	69	81	136	137	107	129	146	128	133
avec valorisation chaleur BT et HT, O2	€/MWh	68	65	77	130	131	101	124	140	122	128

## C. 2030

		1_30	2_30	3_30	4_30	5_30	6_30	7_30	8_30	9_30	10_30	11_30
<b>Bilan économique</b>												
CAPEX	k€	1770	6655	10210	2804	2856	2213	11496	15146	19945	11288	12440
	€/kW	885	666	1021	1402	1428	1106	1150	1515	1995	1129	1244
Electrolyseur	k€	800	4000	7000	800	800	800	4000	7000	10000	4000	4000
Rénovation stack	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Compression H2	k€	0	265	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Stockage H2 - réservoir	k€	0	0	0	99	99	99	430	186	218	430	430
Source CO2	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	886
Compression CO2	k€	0	0	0	80	120	120	309	272	301	206	206
Stockage CO2 - réservoir	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réacteur méthanation	k€	0	0	0	616	616	122	3080	3275	3898	3080	3080
Compression CH4	k€	0	0	0	0	0	0	170	64	71	114	114
Raccordement	k€	130	410	410	130	130	130	410	410	410	410	410
Poste d'injection	k€	600	700	700	600	600	600	700	700	700	700	700
Divers	k€	240	1280	2100	479	491	342	2397	3239	4347	2349	2615
<b>OPEX</b>												
Electrolyseur	k€/an	40	211	210	73	74	49	368	382	705	365	391
Compression H2	k€/an	40	200	210	40	40	40	200	210	500	200	200
Stockage H2 - réservoir	k€/an	0,0	10,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Source CO2	k€/an	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	4,3	1,9	2,2	4,3	4,3
CompressionCO2	k€/an	0,0	0,0	0,0	1,6	2,4	2,4	6,2	5,4	6,0	4,1	4,1
Stockage CO2 - réservoir	k€/an	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Réacteur méthanation	k€/an	0	0	0	31	31	6	154	164	195	154	154
Compression CH4	k€/an	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	1,3	1,4	2,3	2,3
Raccordement	k€/an	2,6	8,2	8,2	2,6	2,6	2,6	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
Poste d'injection	k€/an	48,0	56,0	56,0	48,0	48,0	48,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
<b>Bilan annuel</b>												
HEPP	h	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Electricité consommée	MWh	4000	20123	20000	4015	4031	4030	20375	20399	20475	20187	20253
H2 produit	kNm3	893	4463	4746	893	893	893	4463	4746	5650	4463	4463
	t	80	401	427	80	80	80	401	427	508	401	401
	MWh (PCS)	3160	15800	16800	3160	3160	3160	15800	16800	20000	15800	15800
CO2 Consommé	Nm3	0	0	0	223	223	220	1116	1186	1412	1116	1116
	t	0	0	0	438	438	433	2190	2329	2773	2190	2190
CH4 produit par méthanation	kNm3	0	0	0	223	223	220	1116	1186	1412	1116	1116
	t	0	0	0	160	160	158	799	849	1011	799	799
	MWh (PCS)	0	0	0	2464	2464	2434	12319	13098	15593	12319	12319
Energie chimique sortie	MWh (PCS)	3160	15800	16800	2464	2464	2434	12319	13098	15593	12319	12319
Eau consommée	m3	1435	7173	7627	1435	1435	1435	7173	7627	9080	7173	13734
O2 vendu	kNm3	402	2008	2136	402	402	402	2008	2136	2542	2008	2008
<b>Bilan chaleur</b>												
Chaleur BT vendue	MWh	529	2646	2016	529	529	1182	2646	2016	2224	2646	2646
Chaleur HT vendue	MWh	0	0	0	627	627	0	3133	3332	437	3133	859
Chaleur BT consommée	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chaleur HT consommée	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Dépenses</b>												
Amortissement CAPEX	k€	89	333	511	140	143	111	575	757	997	564	622
OPEX	k€	40	211	210	73	74	49	368	382	705	365	391
Electricité	k€	100	503	500	100	101	101	509	510	512	505	506
Eau	k€	4	20	21	4	4	4	20	21	25	20	38
chaleur BT	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
chaleur HT	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2	k€	0	0	0	15	15	15	77	82	97	77	0
<b>Recettes</b>												
vente chaleur BT	k€	16	79	60	16	16	35	79	60	67	79	79
vente chaleur HT	k€	0	0	0	19	19	0	94	100	13	94	26
vente O2	k€	14	70	75	14	14	14	70	75	89	70	70
		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
<b>Coûts de productions</b>												
Dépenses	€/MWh	74	68	74	135	137	115	126	134	150	124	126
Amortissement CAPEX	€/MWh	28	21	30	57	58	45	47	58	64	46	50
OPEX	€/MWh	13	13	13	30	30	20	30	29	45	30	32
Electricité	€/MWh	32	32	30	41	41	41	41	39	33	41	41
Eau	€/MWh	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	3
chaleur BT	€/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
chaleur HT	€/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2	€/MWh	0	0	0	6	6	6	6	6	6	6	0
<b>Recettes</b>												
vente chaleur BT	€/MWh	5	5	4	6	6	15	6	5	4	6	6
vente chaleur HT	€/MWh	0	0	0	8	8	0	8	8	1	8	2
vente O2	€/MWh	4	4	4	6	6	6	6	6	6	6	6
<b>Coûts de production</b>												
sans valorisation de co-produit	€/MWh	74	68	74	135	137	115	126	134	150	124	126
avec valorisation chaleur BT	€/MWh	69	62	70	129	130	100	119	129	146	118	120
avec valorisation chaleur BT et HT	€/MWh	69	62	70	121	123	100	112	122	145	110	118
avec valorisation chaleur BT et HT, O2	€/MWh	64	58	66	116	117	95	106	116	139	104	112

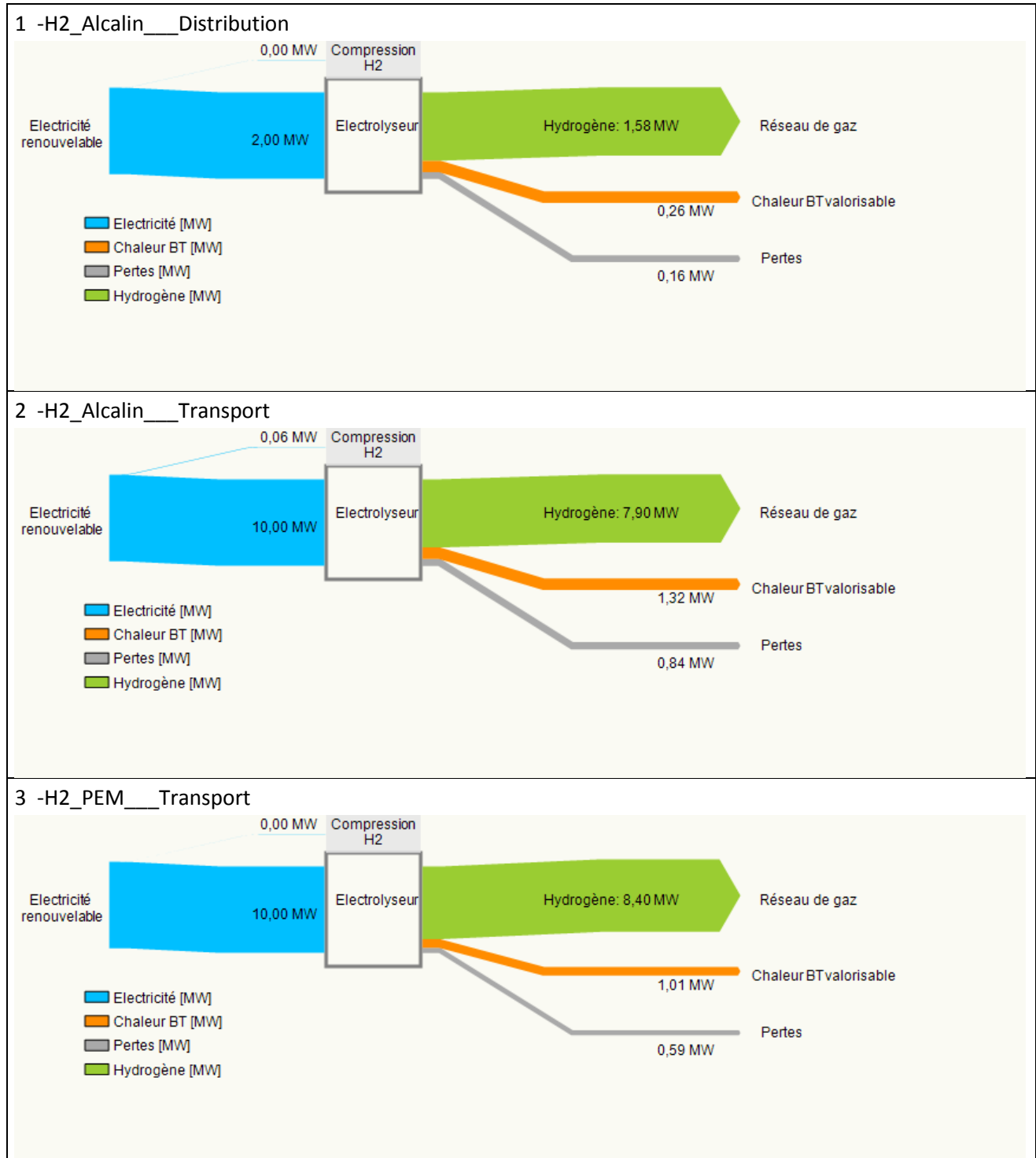


## D. 2050

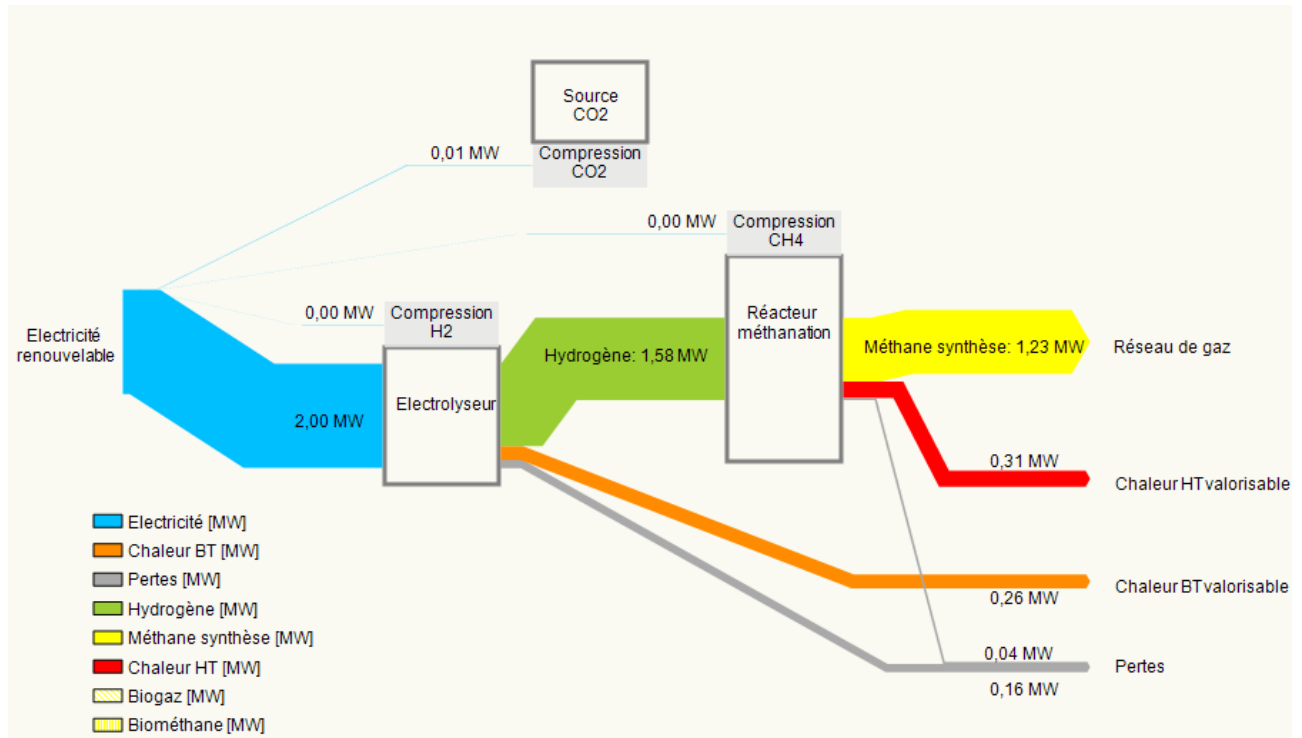
		1_50	2_50	3_50	4_50	5_50	6_50	7_50	8_50	9_50	10_50	11_50
<b>Bilan économique</b>												
CAPEX	k€	1770	6655	10210	2804	2856	2213	11496	15146	19945	11288	12312
	€/kW	885	666	1021	1402	1428	1106	1150	1515	1995	1129	1231
Electrolyseur	k€	800	4000	7000	800	800	800	4000	7000	10000	4000	4000
Rénovation stack	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Compression H2	k€	0	265	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Stockage H2 - réservoir	k€	0	0	0	99	99	99	430	186	218	430	430
Source CO2	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	787
Compression CO2	k€	0	0	0	80	120	120	309	272	301	206	206
Stockage CO2 - réservoir	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réacteur méthanation	k€	0	0	0	616	616	122	3080	3275	3898	3080	3080
Compression CH4	k€	0	0	0	0	0	0	170	64	71	114	114
Raccordement	k€	130	410	410	130	130	130	410	410	410	410	410
Poste d'injection	k€	600	700	700	600	600	600	700	700	700	700	700
Divers	k€	240	1280	2100	479	491	342	2397	3239	4347	2349	2585
<b>OPEX</b>												
Electrolyseur	k€/an	40	211	210	73	74	49	368	382	705	365	388
Compression H2	k€/an	40	200	210	40	40	40	200	210	500	200	200
Compression H2	k€/an	0,0	10,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stockage H2 - réservoir	k€/an	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	4,3	1,9	2,2	4,3	4,3
Source CO2	k€/an	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,6
Compression CO2	k€/an	0,0	0,0	0,0	1,6	2,4	2,4	6,2	5,4	6,0	4,1	4,1
Stockage CO2 - réservoir	k€/an	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Réacteur méthanation	k€/an	0	0	0	31	31	6	154	164	195	154	154
Compression CH4	k€/an	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	1,3	1,4	2,3	2,3
Raccordement	k€/an	2,6	8,2	8,2	2,6	2,6	2,6	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
Poste d'injection	k€/an	48,0	56,0	56,0	48,0	48,0	48,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
<b>Bilan annuel</b>												
HEPP	h	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Electricité consommée	MWh	6000	30184	30000	6023	6046	6046	30562	30598	30712	30281	30380
H2 produit	kNm3	1339	6695	7119	1339	1339	1339	6695	7119	8475	6695	6695
	t	120	602	640	120	120	120	602	640	762	602	602
	MWh (PCS)	4740	23700	25200	4740	4740	4740	23700	25200	30000	23700	23700
CO2 Consommé	Nm3	0	0	0	335	335	331	1674	1780	2119	1674	1674
	t	0	0	0	657	657	649	3286	3493	4159	3286	3286
CH4 produit par méthanation	kNm3	0	0	0	335	335	331	1674	1780	2119	1674	1674
	t	0	0	0	240	240	237	1198	1274	1516	1198	1198
	MWh (PCS)	0	0	0	3696	3696	3651	18478	19647	23390	18478	18478
Energie chimique sortie	MWh (PCS)	4740	23700	25200	3696	3696	3651	18478	19647	23390	18478	18478
Eau consommée	m3	2152	10760	11441	2152	2152	2152	10760	11441	13620	10760	20601
O2 vendu	kNm3	603	3013	3203	603	603	603	3013	3203	3814	3013	3013
<b>Bilan chaleur</b>												
Chaleur BT vendue	MWh	794	3969	3024	794	794	1774	3969	3024	3335	3969	3969
Chaleur HT vendue	MWh	0	0	0	940	940	0	4700	4997	655	4700	1288
Chaleur BT consommée	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chaleur HT consommée	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Dépenses</b>												
Dépenses	k€	285	1328	1503	390	394	337	1835	2041	2632	1815	1821
Amortissement CAPEX	k€	89	333	511	140	143	111	575	757	997	564	616
OPEX	k€	40	211	210	73	74	49	368	382	705	365	388
Electricité	k€	150	755	750	151	151	151	764	765	768	757	759
Eau	k€	6	30	32	6	6	6	30	32	38	30	58
chaleur BT	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
chaleur HT	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2	k€	0	0	0	20	20	19	99	105	125	99	0
<b>Recettes</b>												
Recettes	k€	1045	1225	1203	1073	1073	1074	1366	1353	1253	1366	1263
vente chaleur BT	k€	24	119	91	24	24	53	119	91	100	119	119
vente chaleur HT	k€	0	0	0	28	28	0	141	150	20	141	39
vente O2	k€	21	105	112	21	21	21	105	112	133	105	105
		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
<b>Coûts de productions</b>												
Dépenses	€/MWh	60	56	60	106	107	92	99	104	113	98	99
Amortissement CAPEX	€/MWh	19	14	20	38	39	30	31	39	43	31	33
OPEX	€/MWh	8	9	8	20	20	14	20	19	30	20	21
Electricité	€/MWh	32	32	30	41	41	41	41	39	33	41	41
Eau	€/MWh	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	3
chaleur BT	€/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
chaleur HT	€/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2	€/MWh	0	0	0	5	5	5	5	5	5	5	0
<b>Recettes</b>												
Recettes	€/MWh	220	52	48	290	290	294	74	69	54	74	68
vente chaleur BT	€/MWh	5	5	4	6	6	15	6	5	4	6	6
vente chaleur HT	€/MWh	0	0	0	8	8	0	8	8	1	8	2
vente O2	€/MWh	4	4	4	6	6	6	6	6	6	6	6
<b>Coûts de production</b>												
sans valorisation de co-produit	€/MWh	60	56	60	106	107	92	99	104	113	98	99
avec valorisation chaleur BT	€/MWh	55	51	56	99	100	78	93	99	108	92	92
avec valorisation chaleur BT et HT	€/MWh	55	51	56	91	93	78	85	92	107	84	90
avec valorisation chaleur BT et HT, O2	€/MWh	51	47	52	86	87	72	80	86	102	78	84

## Annexe 7 Diagrammes bilan énergétique

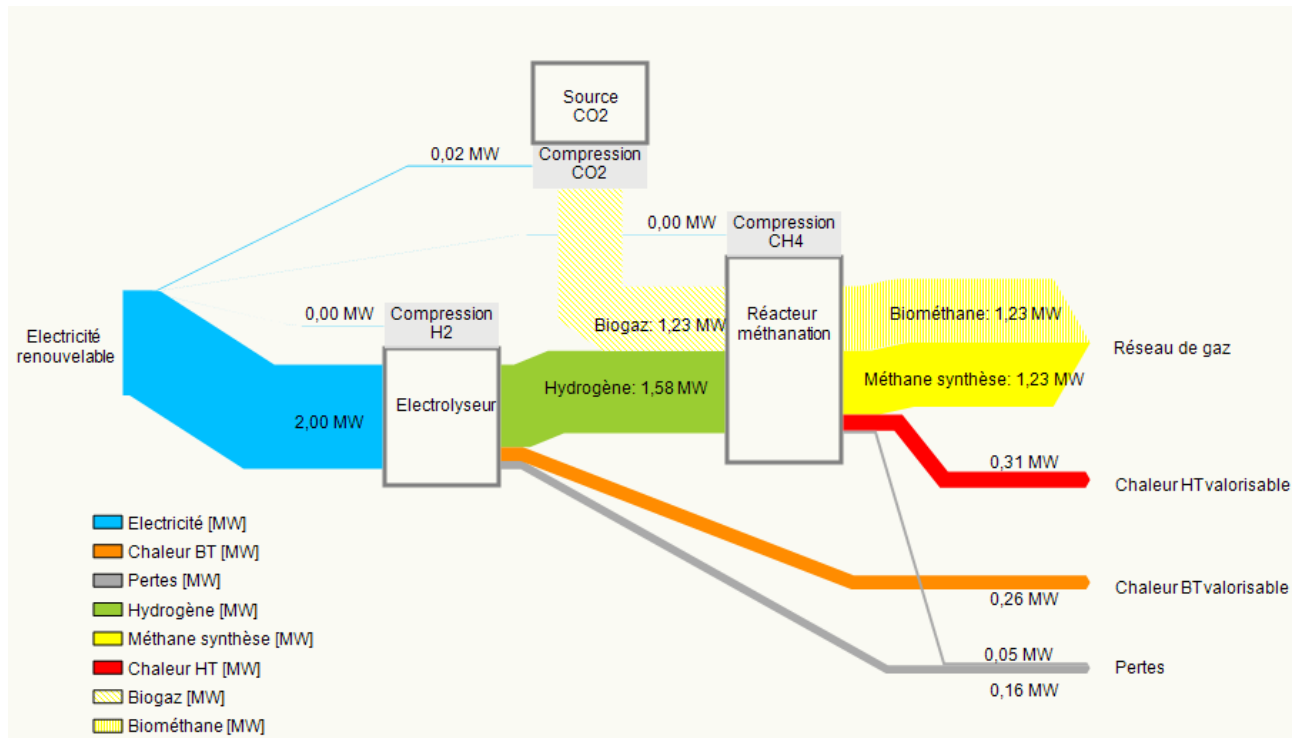
Les diagrammes suivant illustrent le bilan énergétique de chaque cas de calcul en 2030 (pour les valeurs aux autres années, se reporter à l'Annexe 5)



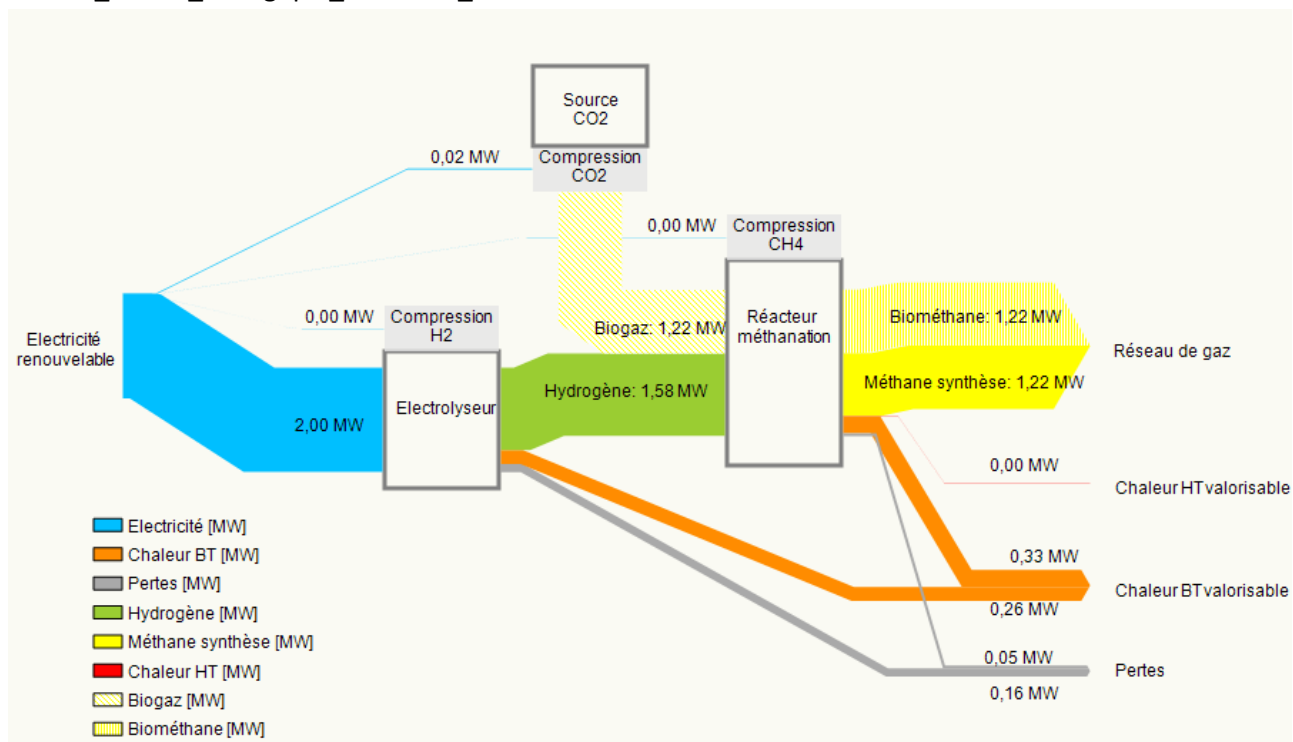
#### 4 -CH4\_Alcain\_Catalytique\_Epuration BioG\_Distribution



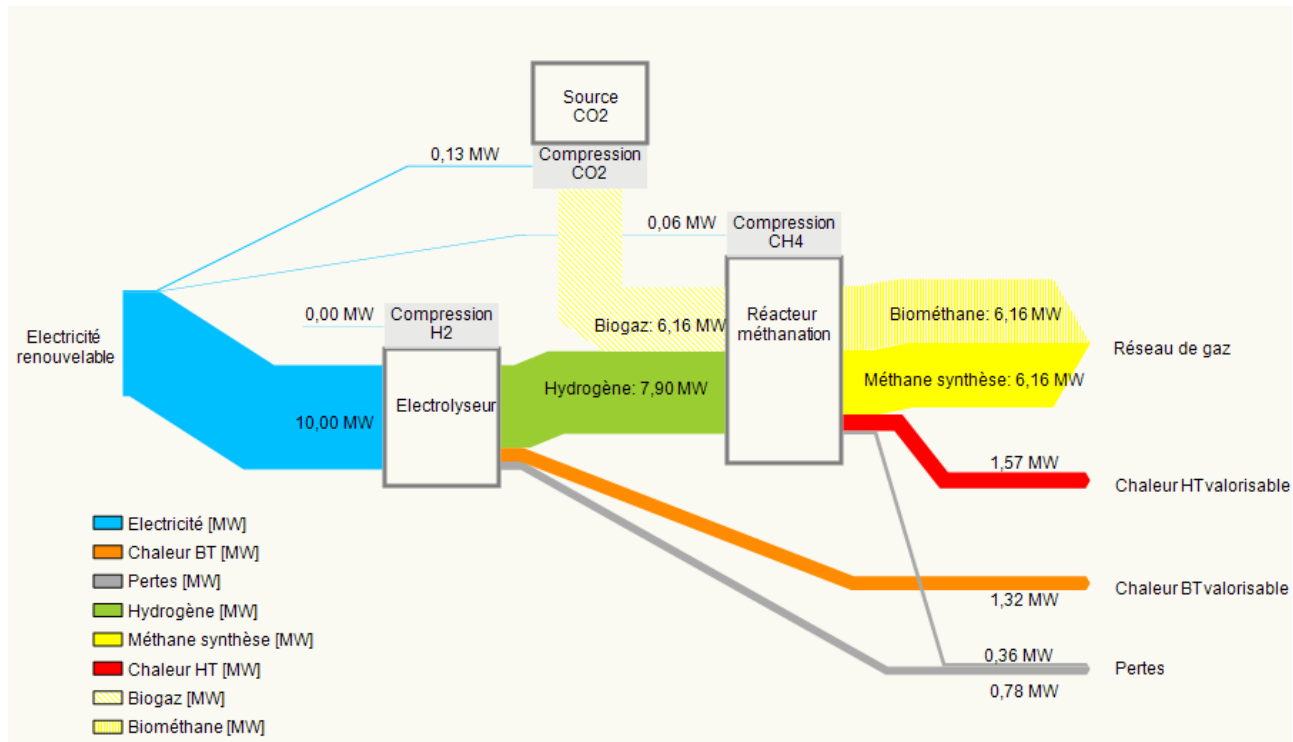
#### 5 -CH4\_Alcain\_Catalytique\_BioG brut\_Distribution



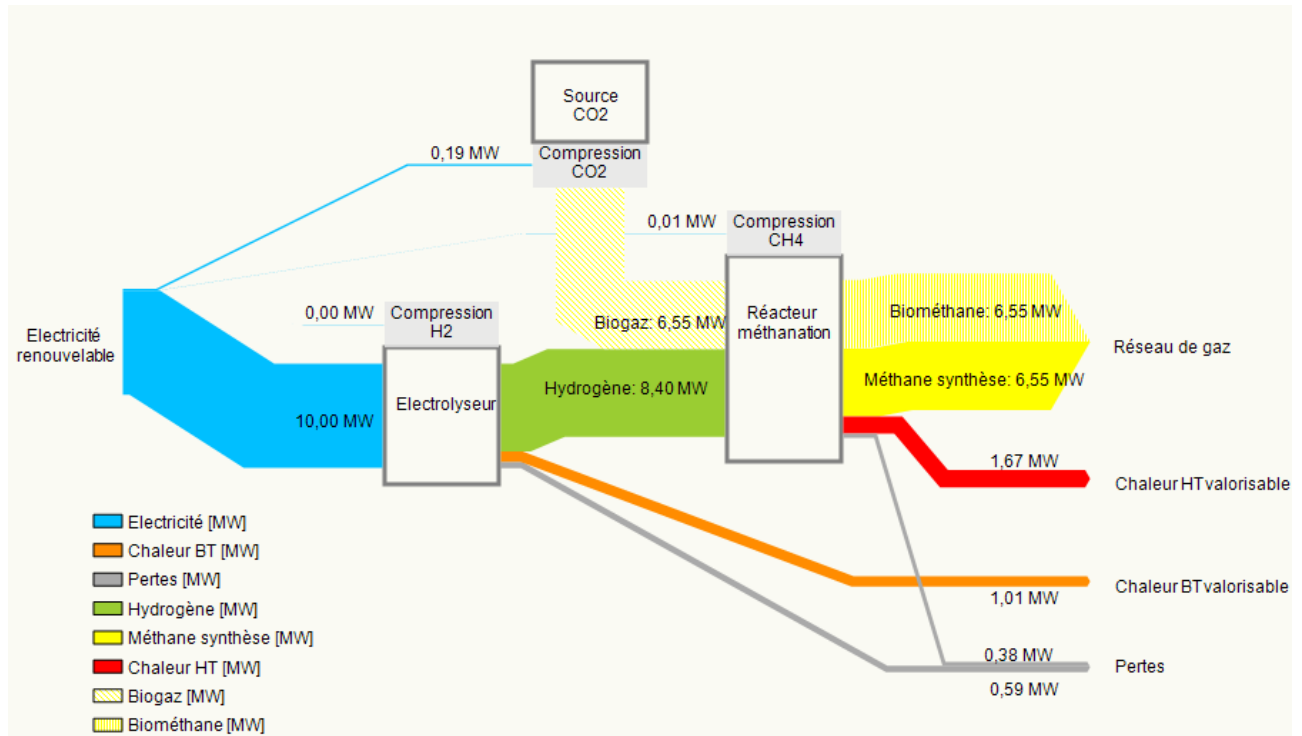
### 6 -CH4\_Alcain\_Biologique\_BioG brut\_Distribution



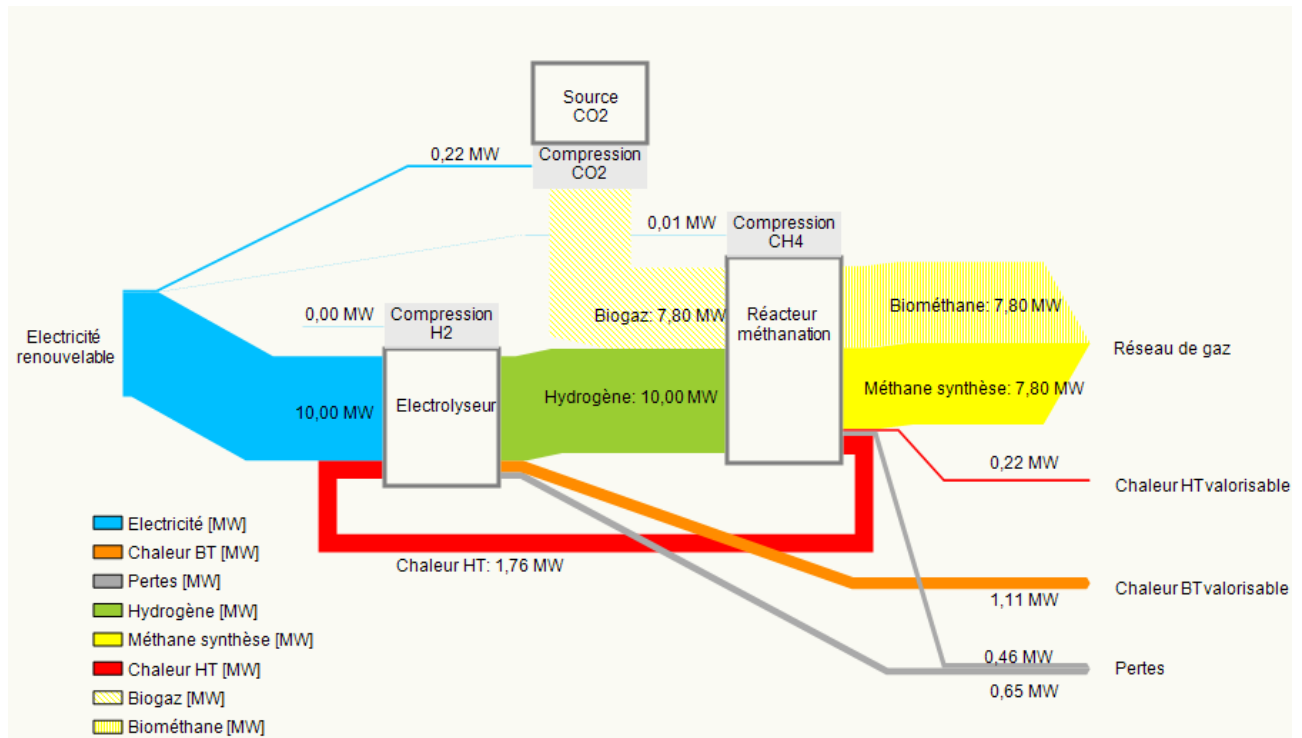
### 7 -CH4\_Alcain\_Catalytique\_BioG brut\_Transport



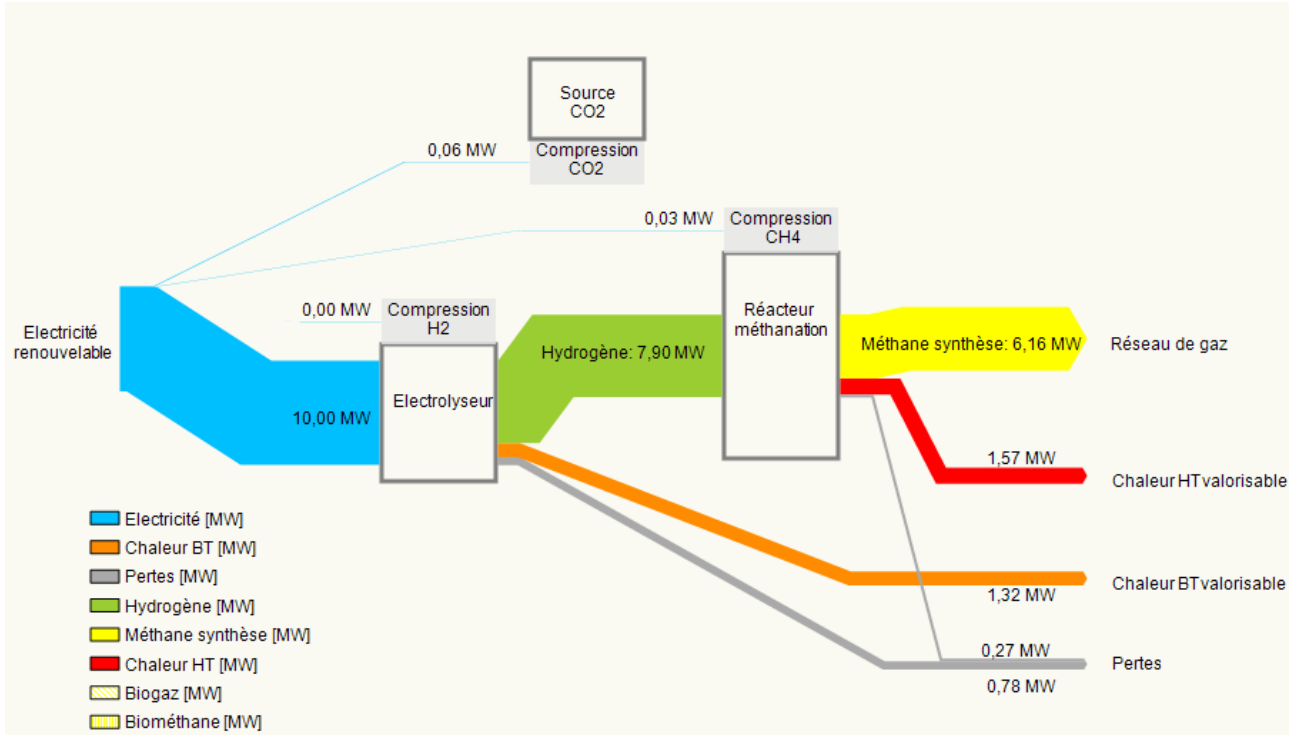
### 8 -CH4\_PEM\_Catalytique\_BioG brut\_Transport



### 9 -CH4\_SOEC\_Catalytique\_BioG brut\_Transport



### 10 -CH4\_Alcain\_Catalytique\_CO2 industriel\_Transport



### 11 -CH4\_Alcain\_Catalytique\_CO2 Capture\_Transport

