



**SUISSE**

Gaz renouvelable

*Potentiel d'injection de gaz renouvelable  
dans le réseau suisse à horizon 2030*

Etude réalisée pour l'EnFK

---

E-CUBE STRATEGY CONSULTANTS

JUIN 2018

---

**Contact du mandataire :**

E-CUBE Strategy Consultants

Avenue de Rumine 33 – 1005 Lausanne

[nicolas.charton@e-cube.com](mailto:nicolas.charton@e-cube.com)

## Sommaire

|       |                                                                                                                |    |
|-------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1     | Objectifs et méthodologie .....                                                                                | 5  |
| 2     | Résumé .....                                                                                                   | 8  |
| 3     | Le rôle du gaz renouvelable en 2016 et en 2035 selon la stratégie énergétique 2050 .....                       | 17 |
| 3.1   | Le gaz renouvelable en Suisse en 2016 .....                                                                    | 17 |
| 3.2   | Le gaz renouvelable à horizon 2035 selon la stratégie énergétique .....                                        | 18 |
| 4     | Estimation du potentiel de valorisation énergétique de la biomasse en Suisse .....                             | 21 |
| 4.1   | Biomasse agricole .....                                                                                        | 22 |
| 4.1.1 | Gisement d'énergie primaire.....                                                                               | 23 |
| 4.1.2 | Potentiel de production de gaz renouvelable .....                                                              | 25 |
| 4.1.3 | Potentiel d'injection de gaz renouvelable .....                                                                | 27 |
| 4.2   | Bois et sous-produits du bois.....                                                                             | 29 |
| 4.2.1 | Gisement d'énergie primaire.....                                                                               | 30 |
| 4.2.2 | Potentiel de production de gaz renouvelable .....                                                              | 31 |
| 4.3   | Déchets renouvelables .....                                                                                    | 32 |
| 4.3.1 | Gisement d'énergie primaire.....                                                                               | 33 |
| 4.3.2 | Potentiel de production de gaz renouvelable .....                                                              | 34 |
| 4.3.3 | Potentiel d'injection de gaz renouvelable .....                                                                | 36 |
| 4.4   | Electricité renouvelable.....                                                                                  | 37 |
| 4.4.1 | Gisement d'énergie primaire.....                                                                               | 37 |
| 4.4.2 | Potentiel de production de gaz renouvelable .....                                                              | 37 |
| 4.5   | Confrontation des résultats aux références fédérales et de la branche .....                                    | 38 |
| 5     | Impact économique de l'atteinte de l'objectif de 30% de gaz renouvelable pour la chaleur en 2030 .....         | 41 |
| 5.1   | Coût de l'atteinte de l'objectif.....                                                                          | 42 |
| 5.2   | Impact d'une hausse du prix du gaz naturel.....                                                                | 44 |
| 5.3   | Impact d'une hausse du prix des garanties d'origine importées .....                                            | 45 |
| 6     | Analyse technico-économique des filières de production et de valorisation du gaz renouvelable .....            | 47 |
| 6.1   | Revue des technologies de production de gaz renouvelable .....                                                 | 47 |
| 6.1.1 | Méthanisation.....                                                                                             | 47 |
| 6.1.2 | Pyrogazéification .....                                                                                        | 50 |
| 6.1.3 | Power-to-Gas.....                                                                                              | 51 |
| 6.2   | Comparaison technico-économique des filières de valorisation des ressources en chaleur et en électricité ..... | 53 |
| 6.2.1 | Recensement des filières envisageables .....                                                                   | 53 |

|       |                                    |    |
|-------|------------------------------------|----|
| 6.2.2 | Valorisation du biogaz .....       | 56 |
| 6.2.3 | Valorisation du bois-énergie ..... | 57 |
| 6.2.4 | Electricité renouvelable.....      | 59 |
| 7     | Bibliographie.....                 | 60 |

# 1 Objectifs et méthodologie

La présente étude vise à estimer, à partir d'une revue des études existantes les plus pertinentes en termes de précision et d'actualisation des données, le potentiel de production de gaz renouvelable indigène en Suisse à l'horizon 2030 et à mener sur cette base une évaluation des conditions économiques pour exploiter ce potentiel à court-terme dans le cadre de l'injection dans les réseaux de gaz.

Les résultats de la présente étude sont essentiellement issus d'études mandatées par l'OFEN, l'OFEV ou issues du milieu académique, en particulier :

- [1] L'étude de l'OFEN portée par Bernhard Oettli « Potentielle zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz » (2004), qui vise à estimer le potentiel théorique durable de valorisation énergétique de la biomasse en Suisse à horizon 2040 et qui formule des recommandations d'actions à mettre en place en vue de l'utilisation efficace de la biomasse en Suisse ;
- [2] L'étude de l'Empa (EPFL) « Bioenergy in Switzerland: assessing the domestic sustainable biomass potential » (2010), réalisant une estimation du potentiel d'énergie primaire valorisable issu de la biomasse en s'appuyant principalement sur l'analyse de l'OFEN [1] et sur une série d'entretiens avec les acteurs de la branche ;
- [3] L'étude du WSL pour le SCCER « Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung » (2017), conduisant sa propre analyse de potentiels d'énergie primaire à partir des ressources biomasse en Suisse et estimant, dans le cas de la biomasse agricole et des biodéchets, un potentiel de production de biométhane équivalent. Dans son étude « Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies » (2017) [4], l'OFEN à travers le PSI met à profit les résultats du SCCER pour estimer un potentiel de production de biométhane à des fins de production d'électricité.
- Les statistiques fédérales suisses publiées par l'OFEN [5][6][7] et par l'ASIG [8] et donnant, entre autres, la part de production, d'injection et de valorisation de gaz renouvelable en Suisse en 2016 ;
- Les perspectives énergétiques à horizon 2035 retenues par la Confédération dans la conception de sa stratégie énergétique 2050 [10][11] ;
- [16] L'étude de l'OFEN « Mini-Biogaz : développement de petites unités de biogaz en agriculture » (2014) en partenariat avec Agridea et l'Erep, qui estime le potentiel maximal de méthanisation des sous-produits agricoles en Suisse et qui conclut sur les recommandations pour optimiser l'exploitation de ce potentiel ;
- [23] La publication de l'OFEN, de l'OFEV et du SECO « Politique de la ressource bois : stratégie, objectifs et plan d'action bois » (2017), qui reprend les estimations de potentiel bois-énergie exploitable en Suisse et qui précise les objectifs de la Confédération ;
- Plusieurs études de référence concernant la collecte et la valorisation des biodéchets en Suisse, en particulier [25] l'étude de l'OFEV « Organische Verluste aus der Lebensmittelindustrie in der Schweiz » (2016) analysant la chaîne de valorisation des déchets alimentaires, [27] le recensement de l'OFEV « Installations de compostage et de méthanisation » (2016) et [28] le recensement de l'OFEV « Elimination des boues d'épuration en suisse » (2013) ;
- [15] L'étude de l'ADEME « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? » (2018) sur la faisabilité d'une consommation de gaz exclusivement renouvelable en France à l'horizon 2050 ;

- Les prises de position de l'ASIG concernant l'avenir du gaz dans le paysage énergétique suisse, dans lesquelles l'industrie gazière annonce sa volonté qu'à l'horizon 2030, 30% du gaz utilisé pour la production de chaleur en Suisse soit d'origine renouvelable [13], et donne une estimation du potentiel d'injection [14]. C'est une des bases de comparaison de cette analyse.

L'étude ne s'appuie pas sur des entretiens avec les branches concernées (agriculture, industrie du bois, industrie des déchets, industrie du gaz) mais sur ces études. Malgré la sélection d'études, un travail de mise en cohérence a été nécessaire pour assurer une comparabilité et pertinence des résultats présentés.

## Nomenclature et conventions utilisées :

*Gaz renouvelable* – Méthane produit à partir d'un gisement renouvelable (c'est-à-dire : qui se renouvelle au moins au même rythme qu'il est consommé). Les gisements renouvelables considérés dans l'étude sont : la biomasse (agricole et forestière), les biodéchets y compris les boues d'épuration, et l'électricité renouvelable (Scientifiquement parlant, l'électricité renouvelable ne peut être considérée comme une énergie primaire : voir Energie primaire).

*Gaz renouvelable injecté* – Gaz renouvelable (au sens de la définition ci-dessus) acheminé sur son site de transformation via le réseau de gaz. Le gaz renouvelable injecté dispose des propriétés adéquates (en particulier de teneur en méthane supérieure à 96%), et a été comprimé puis détendu dans le réseau pour son transport et sa distribution.

*Biogaz* – Gaz issu du procédé de méthanisation de matière organique, non épuré. Le biogaz a une teneur en méthane de 55 – 65%, et ne peut être injecté tel quel dans le réseau de gaz. Il peut cependant être valorisé sur le site de production.

*Biométhane* – Méthane issu de l'épuration du biogaz. Le biométhane a une teneur en méthane supérieure à 96% en méthane et peut être injecté dans le réseau de gaz.

*Energie primaire* – Energie en amont des filières de valorisation. Dans l'étude, les gisements d'énergie primaire considérés sont la biomasse (agricole et forestière), les biodéchets y compris les boues d'épuration, et l'électricité renouvelable. Scientifiquement parlant, l'électricité renouvelable ne peut être considérée comme une énergie primaire puisqu'elle-même issue de la transformation d'un gisement primaire (énergie solaire, énergie éolienne, eau, biomasse). Par souci de simplification de la lecture, l'électricité renouvelable pouvant être valorisée en gaz est cependant considérée comme énergie primaire comme les autres sources de production de gaz renouvelable. La quantification des gisements (sauf électricité renouvelable) est réalisée à partir des Pouvoirs Calorifiques Inférieurs.

*Energie finale* – Energie en aval de l'ensemble des processus de transformation. Dans l'étude, par souci de comparabilité, toutes les filières de valorisation aboutissent à la production de chaleur. Ponctuellement, l'énergie finale considérée peut alternativement être l'électricité. La quantification de l'énergie finale produite est réalisée à partir des Pouvoirs Calorifiques Inférieurs. Dans l'étude, l'énergie finale est toujours considérée en sortie de procédé de production : les réseaux de chaleur à distance ne sont pas pris en compte (respectivement, le réseau électrique n'est pas pris en compte lorsque l'électricité est considérée comme énergie finale).

*Rendement énergétique / Efficacité énergétique* – Rapport de la quantité d'énergie produite (définie à partir du Pouvoir Calorifique Inférieur) sur la quantité d'énergie dépensée lors du processus (définie avec le Pouvoir Calorifique Inférieur). Dans le cas des pompes à chaleur, l'énergie captée dans l'environnement (air, sol) n'est pas comptée dans la quantité d'énergie dépensée lors du processus : le terme « efficacité énergétique » (comparable au Coefficient de Performance dans le cas des pompes à chaleur) est alors préférée au terme « rendement énergétique ».

*Coût complet* – Coût de production de l'énergie en sortie du processus intégrant l'ensemble des coûts de la filière de transformation. Par souci de comparabilité, sans mention contraire, l'énergie en sortie de processus considérée est toujours de la chaleur. Le coût complet peut aussi être appelé « prix de revient » ou « LCOE ».

## 2 Résumé

1

**La présente étude vise dans un premier temps à estimer le potentiel d'injection de gaz renouvelable indigène en Suisse**, en s'appuyant sur l'agrégation des résultats d'une série d'études de référence. Pour chacune des filières considérées (biomasse agricole, bois et sous-produits du bois, déchets renouvelables, électricité renouvelable), l'étude quantifie à la fois le gisement d'énergie primaire durable, le potentiel maximal théorique de production de gaz renouvelable et le potentiel maximal théorique d'injection de ce gaz renouvelable, en tenant compte de la stratégie fédérale en matière énergétique (stratégie énergétique 2050, stratégie de la ressource bois, etc.).



2

**La filière biomasse agricole révèle un gisement primaire estimé par l'OFEN [16] à 10,4 TWh, issu des déjections animales (8,4 TWh) et des cultures intermédiaires (2,0 TWh)<sup>1</sup>. La méthanisation de ce gisement conduirait à un potentiel de production de gaz renouvelable estimé par l'OFEN à 4,4 TWh.** L'exploitation de la majorité du potentiel requerrait de déployer des méthaniseurs de taille réduite comparée aux unités actuelles, et d'organiser la filière pour mutualiser les intrants. Une modélisation conduite sur l'ensemble du territoire évaluant la proximité des exploitations agricoles au réseau de gaz permet d'estimer que ~50% du potentiel de production de gaz renouvelable se situe à moins de 5 kilomètres du réseau de gaz<sup>2</sup> : **le potentiel d'injection de gaz renouvelable indigène dans le réseau suisse est par conséquent estimé à 2,2 TWh.** Pour autant, l'injection du gaz renouvelable agricole entre en concurrence avec sa valorisation sur site pour la production couplée de chaleur et d'électricité : l'épuration du biogaz et le raccordement au réseau peuvent être coûteux, et les exploitations agricoles constituent des poches de consommation énergétique importantes (chaleur pour le séchage du digestat et des composts, chauffage des bâtiments agricoles et d'habitation, consommation propre d'électricité).

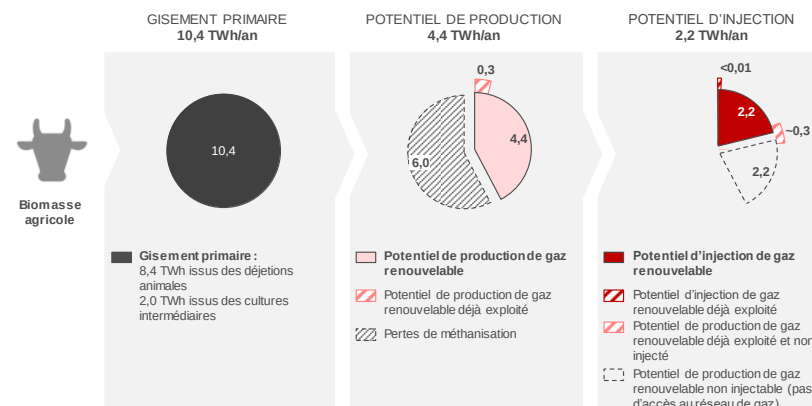


Figure 1 : Estimation des potentiels issus de la biomasse agricole

<sup>1</sup> Conformément à la stratégie fédérale, aucun potentiel lié à d'éventuelles cultures énergétiques dédiées n'est pris en compte

<sup>2</sup> La distance de 5 km pour le raccordement des méthaniseurs au réseau est notamment retenue dans les études de la branche [14]. Sur la base, la branche retient une estimation plus optimiste (70% du potentiel à proximité du réseau). En France, la distance moyenne de raccordement au réseau est de 1,7 km [47]

**3** La filière déchets renouvelables [25][27][28] représentent 7,9 TWh de **gisement primaire**, dont 7,0 TWh contenus dans les biodéchets urbains et industriels et 0,9 TWh dans les boues d'épuration et effluents industriels. 3,9 TWh d'énergie est contenue dans des biodéchets urbains non collectés séparément, ne pouvant par conséquent pas être valorisés par méthanisation<sup>3</sup>. La méthanisation du potentiel restant impliquerait des pertes estimées à 1,8 TWh, laissant un **potentiel de production de gaz renouvelable à partir de déchets de l'ordre de 2,2 TWh**. Actuellement, 0,7 TWh de biogaz sont produits à partir de déchets et directement valorisés sur le site de production : ce potentiel ne sera probablement pas injecté dans le réseau de gaz à horizon 2030. **Le potentiel d'injection de gaz renouvelable à partir de déchets est donc évalué à 1,5 TWh**. La concurrence entre injection du gaz dans le réseau et valorisation sur site en chaleur et en électrique, déjà identifiée pour la filière biomasse agricole, aura aussi cours dans la filière déchets.

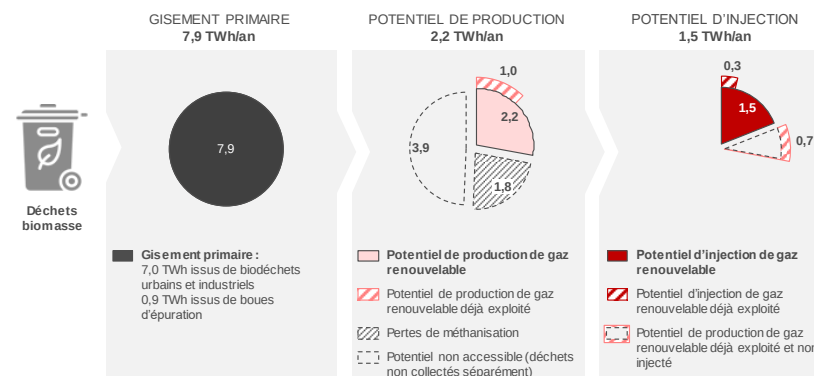


Figure 2 : Estimation des potentiels issus de déchets biomasse

<sup>3</sup> Une augmentation du taux de collecte séparée des biodéchets urbains, ciblée notamment par l'OLED, pourrait augmenter le potentiel de production et d'injection de gaz renouvelable. Une telle augmentation ne changera pas l'ordre de grandeur du potentiel, a minima à moyen-terme : les meilleures communes affichent actuellement un taux de collecte de ~60%, contre une moyenne nationale autour de 45%.

**4** La filière bois-énergie constitue un gisement primaire estimé par l'OFEV [23] à 16 TWh – dont 13,5 TWh sont déjà exploités sous forme de chaleur et d'électricité. Une valorisation sous forme de gaz du gisement bois-énergie nécessite le recours à la **pyrogazéification, pour un rendement inférieur à 60%**<sup>4</sup> (contre des rendements chaleur de l'ordre de 90% pour les nouvelles installations de chauffage à bois) **et un coût de production de l'ordre de 25 à 45 ct/kWh** (hors coût d'acheminement du gaz dans le réseau). A horizon 2030, cette technologie sera encore émergente (le seul projet industriel, à Göteborg, a cessé toute exploitation en avril 2018) pour se conformer aux exigences de la stratégie de la ressource bois-énergie selon laquelle la valorisation du bois doit privilégier les filières maximisant l'efficacité énergétique. **Le potentiel de production de gaz renouvelable à partir de bois – et a fortiori son potentiel d'injection, devraient donc se limiter à un volume marginal lié à des expérimentations.**

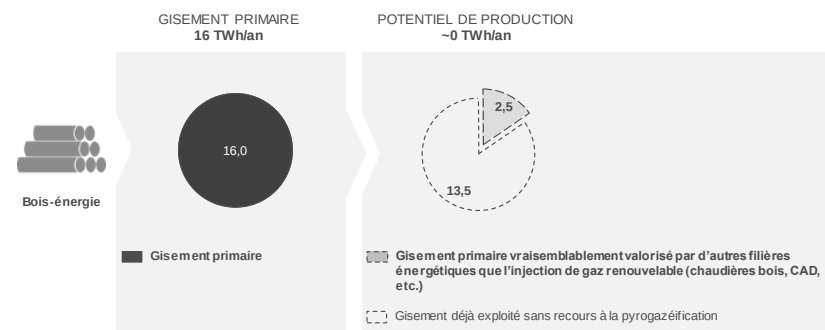


Figure 3 : Estimation des potentiels issus du bois-énergie

**5** Dans le cadre de la stratégie énergétique 2050, la Confédération s'est fixée dans la LEn l'objectif d'atteindre 11,4 TWh d'électricité renouvelable (hors hydraulique) : **ce volume est considéré comme gisement primaire d'énergie électrique renouvelable.** Une valorisation de l'électricité renouvelable sous forme de gaz injecté est possible par Power-to-Gas (P2G), c'est-à-dire par électrolyse puis méthanation. Le P2G fait sens essentiellement pour la valorisation de l'énergie excédentaire produite par les sources intermittentes et non programmables (éolien, photovoltaïque). Au premier ordre cependant, la structure du système électrique suisse devrait disposer, à horizon 2030, de suffisamment d'actifs flexibles (ouvrages hydroélectriques à accumulation, batteries résidentielles) pour compenser une éventuelle production excédentaire. Par conséquent, il est estimé que le Power-to-Gas se limitera à des projets d'expérimentation en 2030 : **le potentiel de production et d'injection de gaz issu d'électricité renouvelable est considéré marginal à cet horizon.** La pertinence du Power-to-Gas dans le système électrique suisse au-delà de 2030 devrait faire l'objet d'une analyse fine des équilibres énergétiques au niveau suisse voire européen.

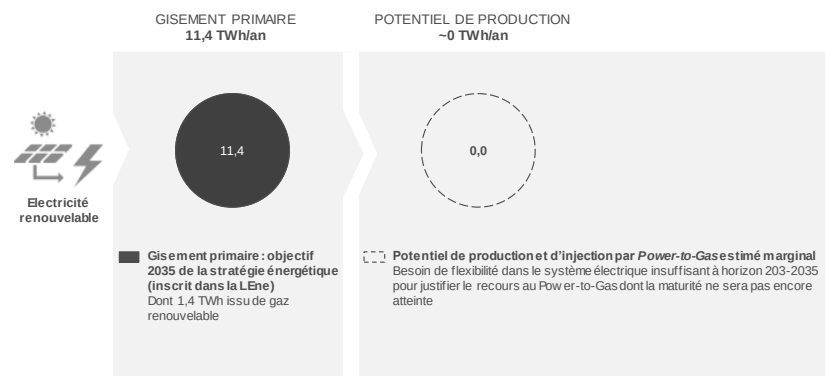


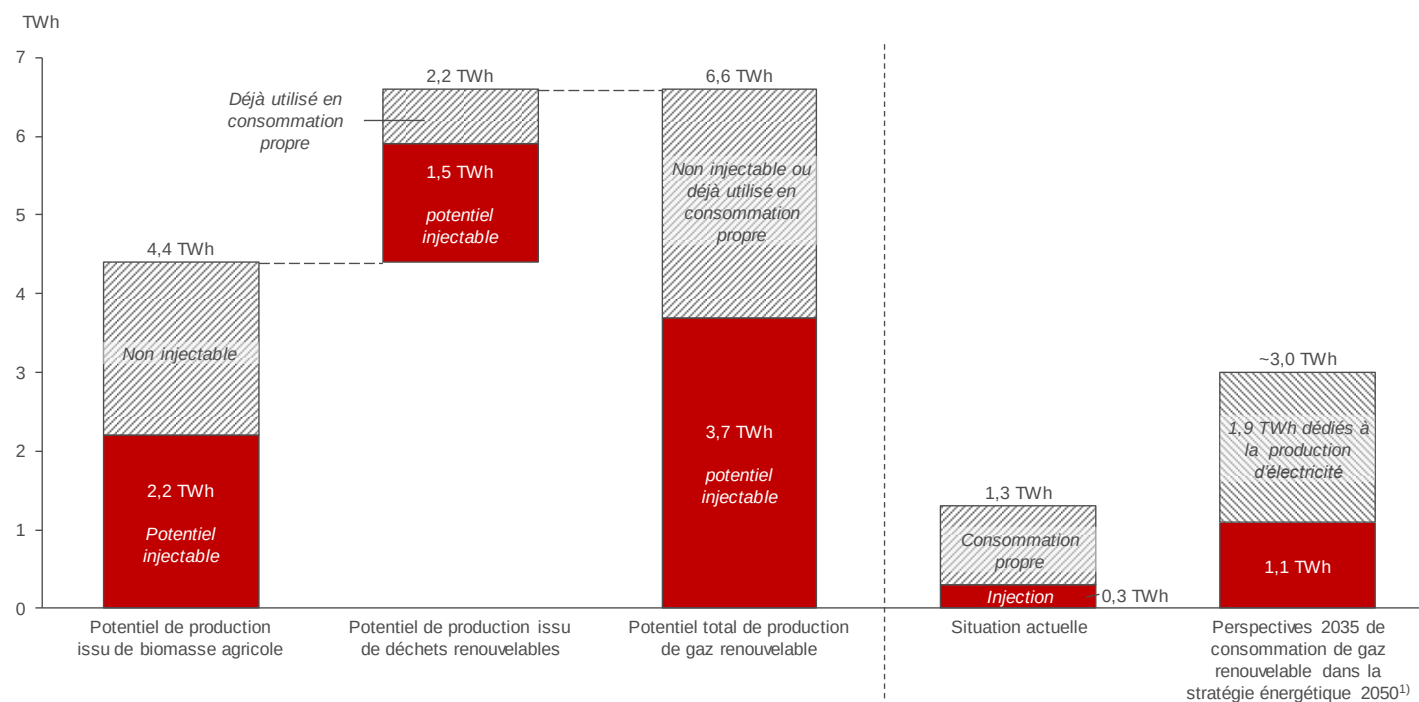
Figure 4 : Estimation des potentiels issus d'électricité renouvelable

<sup>4</sup> Rendement de transformation de bois en méthane puis en chaleur

# 6

**Au total, la Suisse dispose d'un potentiel maximal théorique de production de gaz renouvelable estimé à 6,6 TWh, dont 3,7 TWh pourraient être injectés dans le réseau. Ces résultats à comparer à la situation actuelle et aux perspectives fédérales :**

- Parmi ces 6,6 TWh de potentiel de production (respectivement 3,7 TWh de potentiel d'injection), 1,3 TWh sont déjà exploités (respectivement 0,3 TWh sont déjà injectés) ;
- La stratégie énergétique [10] s'appuie sur des perspectives de consommation de 3,0 TWh<sup>5</sup> de gaz renouvelable à horizon 2035, dont 1,9 TWh dédiés à la production d'électricité et qui ne seront vraisemblablement pas injectés dans le réseau.



**Figure 5 : Comparaison des potentiels de gaz renouvelable estimés aux perspectives énergétiques suisses**

<sup>5</sup> Estimation détaillée au chapitre : « 3.2 Le gaz renouvelable à horizon 2035 selon la stratégie énergétique »

**7** Une cible de 30% de gaz renouvelables sur le marché de la chaleur résidentielle à partir de gaz en 2030 – 4,5 TWh estimés par l'industrie gazière [14]<sup>6</sup>, apparaît ambitieuse comparée aux estimations de potentiel réalisées dans la présente étude. Elle impliquerait d'exploiter l'ensemble du potentiel indigène en privilégiant d'une part l'injection aux autres alternatives (notamment la production d'électricité visée par la stratégie énergétique 2050) et d'autre part l'import de ~0,8 TWh de gaz renouvelable d'origine étrangère (à condition qu'un système de marquage du gaz renouvelable standardisé en Europe et reconnu par la Confédération soit mise en place, à l'instar du système mis en place dans le système électrique).

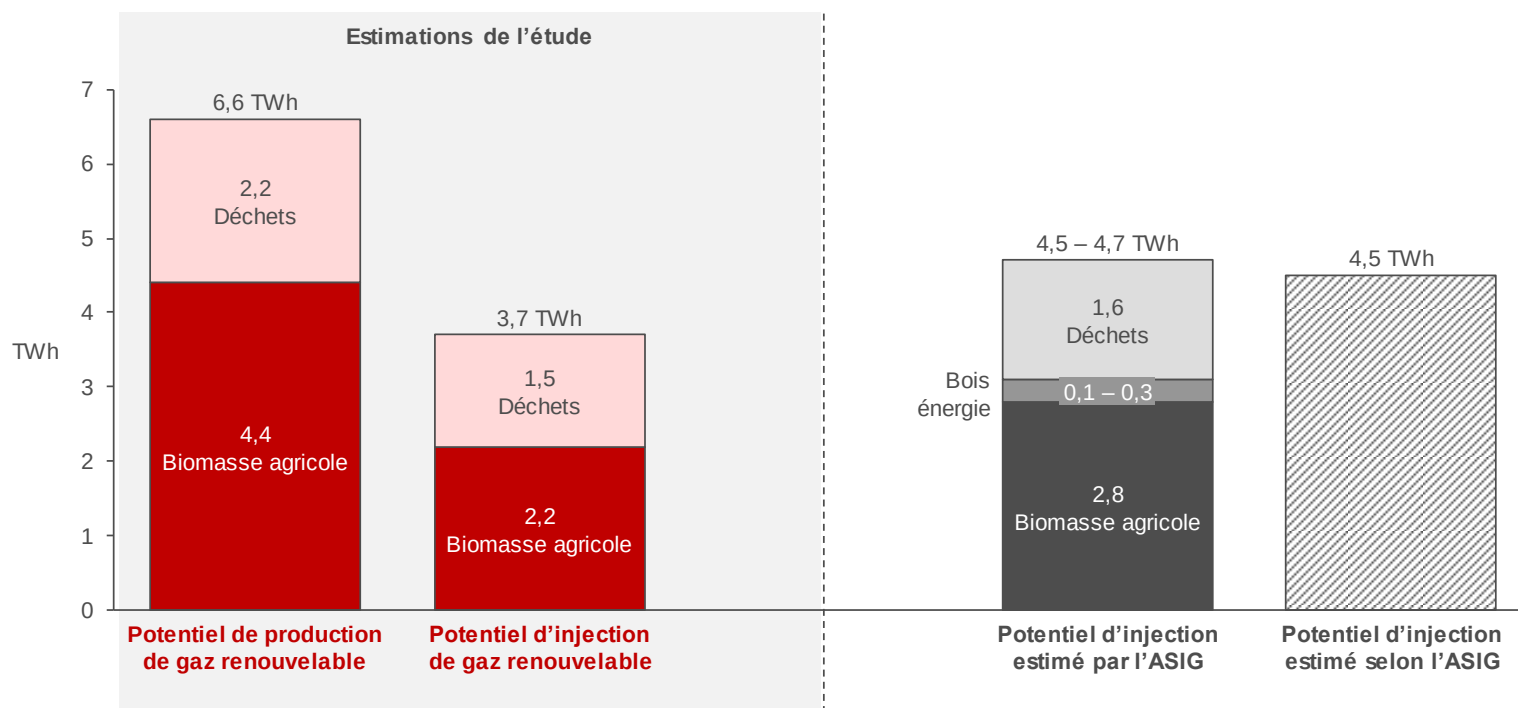


Figure 6 : Comparaison des potentiels estimés aux objectifs de l'industrie gazière

<sup>6</sup> L'industrie gazière suisse communique également sur un objectif « d'augmenter considérablement la part des gaz renouvelables dans le réseau, visant les 30%, voire plus à moyen terme », en précisant que « la production indigène et l'importation de gaz renouvelables permettront de conquérir une part de 30% au marché de la chaleur d'ici 2030 » [13].

# 8

**Une comparaison technico-économique des options de valorisation des principaux gisements d'énergie** (biogaz issu de sous-produits agricoles ou de déchets, bois-énergie, électricité renouvelable) **sous forme de chaleur a été conduite sur la base de deux indicateurs : le prix de revient de la chaleur produite et l'efficacité énergétique le long du processus de valorisation.** De manière générale, les valorisations par pompe à chaleur affichent une meilleure efficacité énergétique que les filières conventionnelles de chaudières. Pour le biogaz (biomasse agricole et biodéchets), l'injection est légèrement plus coûteuse qu'une consommation sur site (surcoût d'épuration et de raccordement) : l'arbitrage entre les deux solutions devrait dépendre des situations locales (en particulier la capacité à autoconsommer la chaleur ou la distribuer dans un réseau CAD). Pour le bois-énergie et l'électricité renouvelable, des alternatives (PAC, filières conventionnelles de combustions) devraient présenter à horizon 2030 des coûts et conditions d'efficacités énergétiques plus favorables.

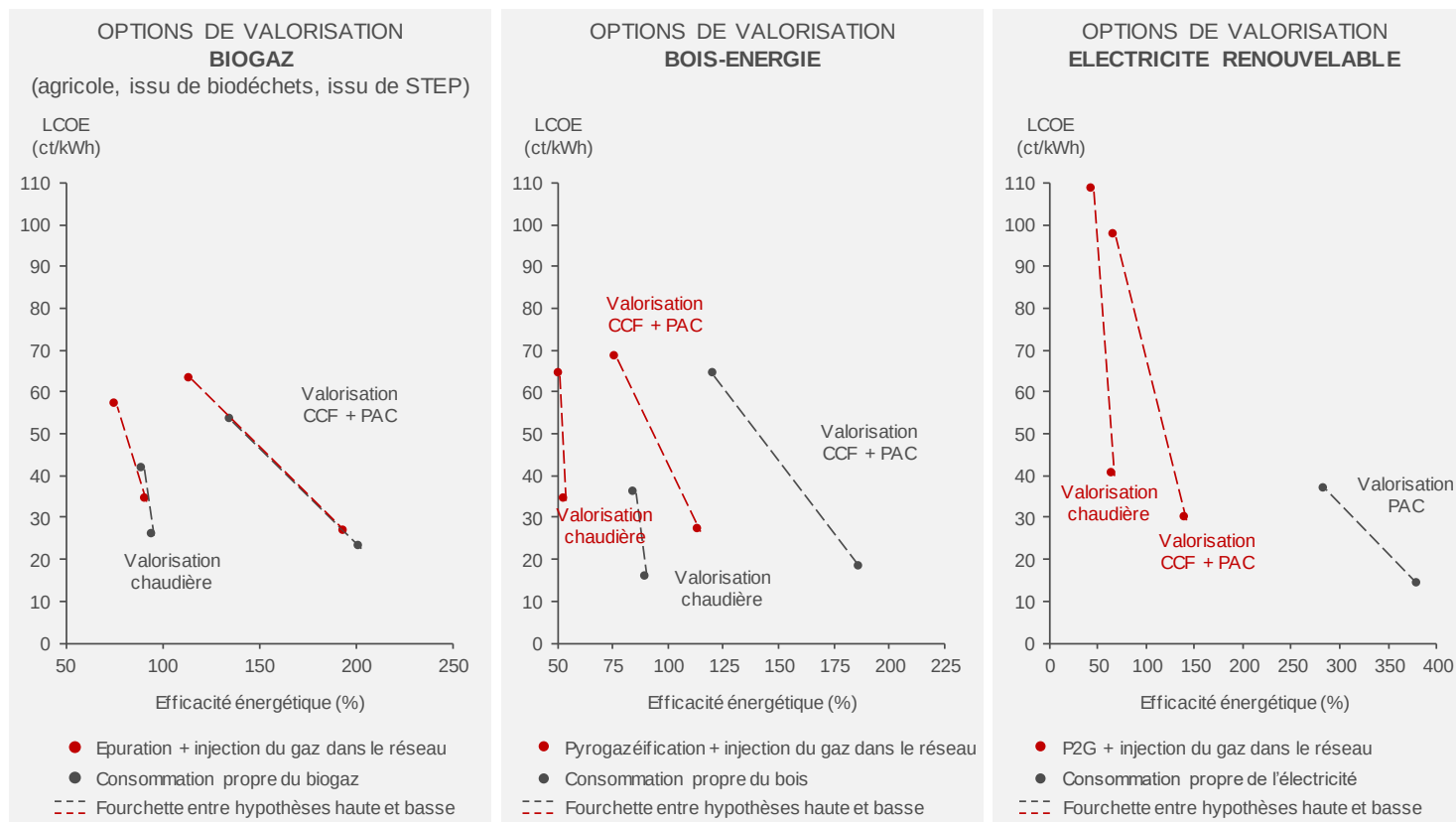


Figure 7 : Comparaison technico-économique des principales options de valorisation thermique des gisements biogaz, bois-énergie et électricité renouvelable

9

Selon le mix d'injection de gaz renouvelable envisagé, **l'atteinte de l'objectif de l'industrie gazière impliquerait un coût de l'ordre de plusieurs centaines de millions de francs<sup>7</sup> par an par rapport à l'import de gaz naturel non renouvelable** (0,1 milliard de francs pour un scénario reposant sur l'import de gaz renouvelable certifié par garanties d'origine, voire 0,9 milliard de francs pour une production exclusivement indigène et ayant recours aux filières de pyrogazéification ou de Power-to-Gas). Ces chiffres pourraient évoluer en fonction des prix des garanties d'origine pour le gaz renouvelable importé et des prix du gaz naturel. Les prix retenus dans l'étude sont les prix actuels (2018), mais ils restent incertains à horizon 2030.

---

<sup>7</sup> Le montant du surcoût dépend du prix des garanties d'origine, dont l'évolution à horizon 2030 revêt de grandes incertitudes liées à des conditions de marché encore immatures (pas d'harmonisation des registres européens, double-subsidation dans certains pays, etc.) identifiées par le Conseil fédéral [50] qui ne reconnaît pas aujourd'hui les registres européens.

« Potentiel d'injection de gaz renouvelable dans le réseau suisse à horizon 2030 », juin 2018

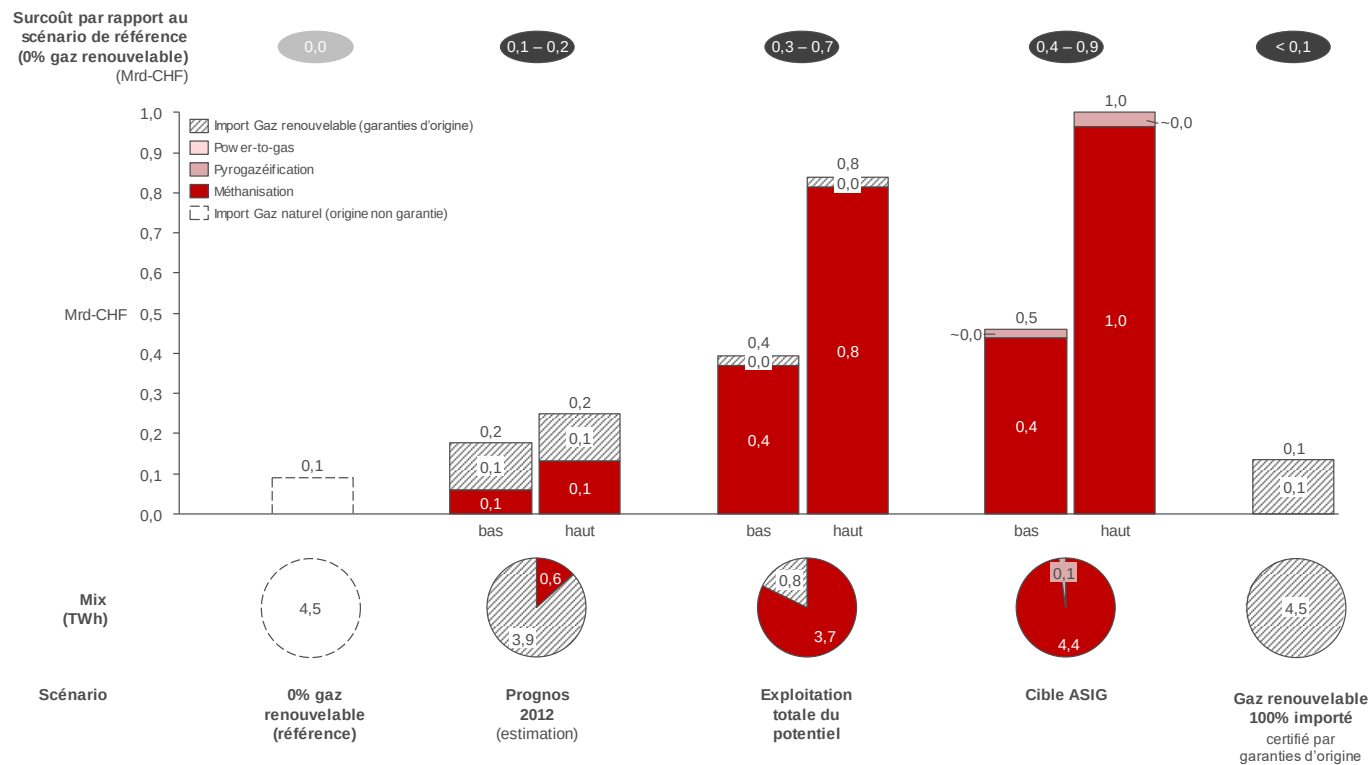


Figure 8 : Estimation du coût de l'atteinte de l'objectif de l'industrie gazière



## 3 Le rôle du gaz renouvelable en 2016 et en 2035 selon la stratégie énergétique 2050

### 3.1 Le gaz renouvelable en Suisse en 2016

Selon les statistiques de l'OFEN [5][6], 1,3 – 1,4 TWh<sup>8</sup> de gaz renouvelable ont été produits en 2016, essentiellement à partir de déchets et boues d'épuration (1,0 TWh) et de sous-produits agricoles (0,3 TWh).

La majorité du gaz renouvelable indigène est aujourd'hui valorisée sur le site de production, pour produire de la chaleur (0,3 TWh) et de l'électricité (0,3 TWh).

Les 0,3 TWh restants (principalement issus de la valorisation de déchets et des boues d'épuration) sont injectés dans le réseau de gaz naturel. En 2016, 27 installations de production sur les 426 recensées étaient raccordées au réseau. L'injection de gaz renouvelable agricole reste très marginale, avec 8 GWh de gaz renouvelable injecté en 2016.

Selon l'ASIG [8], la Suisse importe par ailleurs 0,3 TWh de gaz renouvelable en 2016. Il est cependant à noter qu'à l'heure actuelle, l'import de gaz renouvelable (marqué par garanties d'origines) n'est pas reconnu dans les statistiques fédérales, qui le marquent comme gaz naturel. La mise en place d'un registre européen de garanties d'origines standardisé et reconnu par la Suisse (à l'instar du système en place pour le marquage de l'électricité), serait nécessaire pour la comptabilisation des garanties d'origine de gaz renouvelable importé dans les statistiques fédérales.

---

<sup>8</sup> Une légère divergence est notée entre la statistique des énergies renouvelables [5] et la statistique globale de l'énergie [6], qui annoncent respectivement une production de 1,35 et 1,36 TWh de gaz renouvelable en 2016.

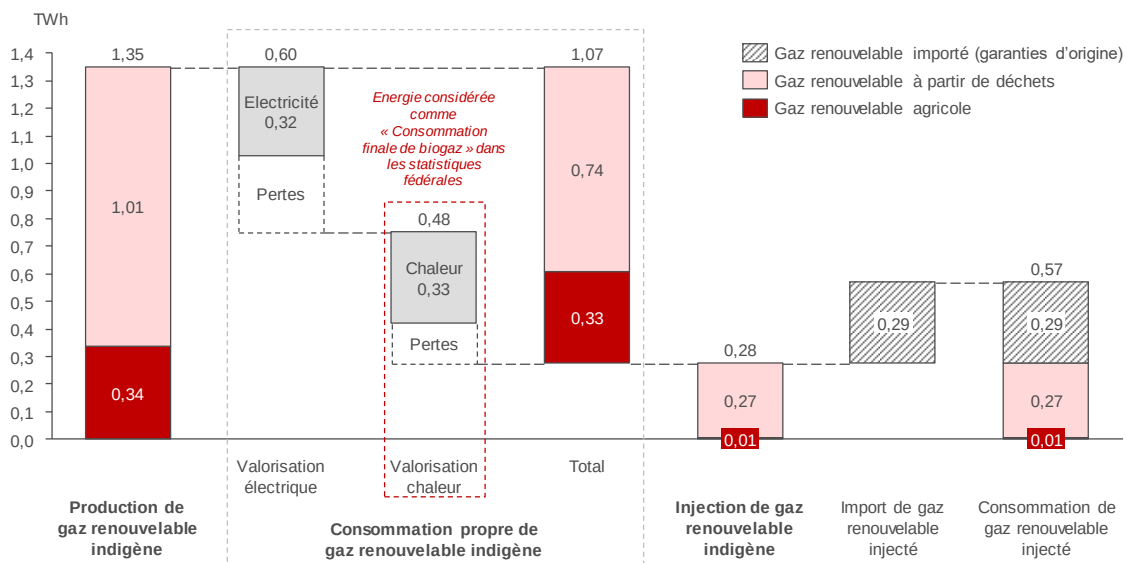


Figure 9 : Production, injection, import et consommation de gaz renouvelable en Suisse en 2016 [5][8]

Le gaz renouvelable indigène injecté dans le réseau de gaz en Suisse couvre par conséquent ~0,9% des 32,6 TWh de gaz consommé comme énergie finale en suisse en 2016.

### 3.2 Le gaz renouvelable à horizon 2035 selon la stratégie énergétique

La stratégie énergétique 2050 s'est concrétisée par l'entrée en vigueur, au 1<sup>er</sup> janvier 2018, d'un premier paquet de mesures appuyé sur la révision de la LEné votée en votation populaire le 21 mai 2017. A travers la stratégie énergétique, la Confédération se fixe une série d'objectifs à horizon 2035 :

- Baisse de 43% (respectivement 13%) de la consommation moyenne d'énergie (respectivement d'électricité) par personne par rapport à 2020 ;
- Atteinte de 11,4 TWh de production indigène d'électricité d'origine renouvelable (hors hydraulique).

Selon l'OFEN [12], la stratégie énergétique 2050 se traduit, pour le gaz naturel, par une diminution de sa consommation finale (avec une part stable dans le mix énergétique par rapport à 2010) et une augmentation de la consommation finale de gaz renouvelable (en particulier comme carburant), avec une part en légère augmentation dans le mix énergétique par rapport à 2010.

La stratégie énergétique 2050 s'appuie sur les perspectives construites par Prognos pour l'OFEN en 2012 [11], en particulier sur le scénario « Mesures politiques ». Selon ces scénarios repris par le Conseil fédéral [10], la consommation finale de gaz renouvelable (y compris sous forme carburant) devrait atteindre 1,1 TWh (4 TJ) à horizon 2035. A défaut de précision dans les documents de la Confédération et de l'OFEN, nous faisons l'hypothèse que ces 1,1 TWh

intègrent la part de gaz renouvelable injecté dans le réseau, et sont donc à comparer aux 0,8 TWh estimés par la statistique des énergies renouvelables en 2016 [5].

Dans la mesure où, dès 2016, 0,5 TWh de gaz renouvelable sont directement valorisés sans être injectés dans le réseau, il est raisonnable de considérer que ce volume ne sera pas injecté à horizon 2035 : nous considérons donc que les perspectives énergétiques à horizon 2035 prévoient 0,6 TWh de gaz renouvelable effectivement injecté dans le réseau.

Selon les scénarios Prognos « Mesures politiques », le gaz renouvelable devrait par ailleurs contribuer à hauteur de 12%<sup>9</sup> à l'atteinte des objectifs de production d'électricité renouvelable (hors hydraulique) à horizon 2035, soit 1,4 TWh<sup>10</sup>. La production d'électricité à partir de gaz renouvelable est envisagée à partir d'unités de couplage chaleur-force directement sur les sites de production de gaz renouvelable. L'hypothèse d'une utilisation de gaz renouvelable dans d'éventuelles centrales électriques à gaz est écartée après la prise de position de l'OFEN, annonçant par la voix de son directeur en mai 2017 que construire une centrale à gaz ne représenterait aucun intérêt dans le contexte électrique suisse (entretien au Journal « La Liberté », 11 mai 2017).

En faisant l'hypothèse d'un rendement de la filière équivalent à celui évalué dans la statistique suisse des énergies renouvelables [5] (pertes de 20%), la consommation finale de gaz renouvelable à hauteur de 1,1 TWh sous forme de chaleur ou de gaz injecté et à hauteur de 1,4 TWh sous forme d'électricité correspondrait à une production totale de 3,0 TWh – dont au maximum 0,6 TWh seraient injectables dans le réseau.

---

<sup>9</sup> Contribution combinée des filières « biogaz » et « STEP », tableau 5 du message du Conseil fédéral [10]

<sup>10</sup> Contribution de 12% rapporté à l'objectif de 11,4 TWh énoncé dans la LEné – Il est à noter qu'aucun objectif spécifique à chaque filière de production n'est fixé dans la loi.

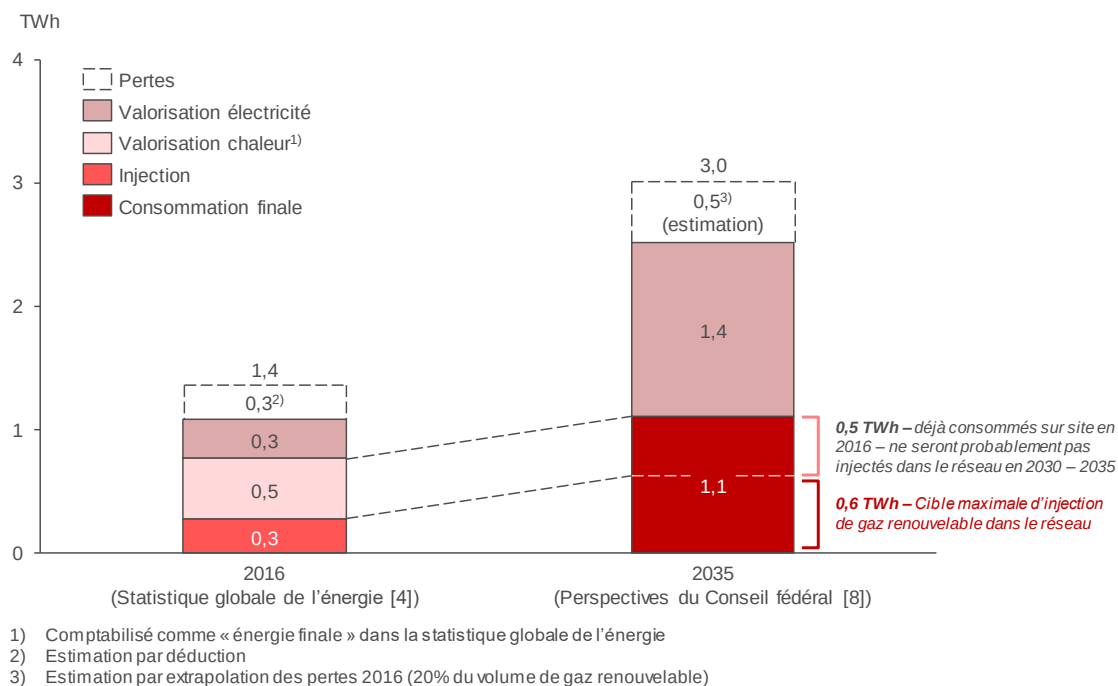


Figure 10 : Perspectives de production et de consommation de gaz renouvelable en Suisse à horizon 2035 [10][11]

## Conclusion :

**La contribution du gaz renouvelable à la stratégie énergétique 2050 est estimée à 3,0 TWh à horizon 2035, dont :**

- 1,4 TWh transformés en électricité renouvelable ;
- 1,1 TWh de consommation de gaz renouvelable sous forme d'énergie finale ;
- 0,5 TWh perdus lors des processus de transformation.

En faisant l'hypothèse que la valorisation du gaz renouvelable en électricité aura lieu sur le site de production du gaz, l'injection ne concernera que la part de gaz renouvelable consommée sous forme d'énergie finale.

Compte tenu du fait qu'en 2016 0,5 TWh de gaz renouvelable est déjà consommé sous forme d'énergie finale sur son site de production, ce volume ne saurait être injecté à horizon 2035. Dès lors, **selon la stratégie énergétique 2050, au maximum 0,6 TWh de gaz renouvelable devrait être injecté dans le réseau suisse à cet horizon.**

## 4 Estimation du potentiel de valorisation énergétique de la biomasse en Suisse

### Synthèse : Potentiel de production et d'injection de gaz renouvelable en Suisse

Le gisement d'énergie primaire renouvelable théoriquement exploitable pour la production et l'injection de gaz renouvelable à horizon 2030 est estimé à 45,7 TWh dont 34,3 TWh issus de la biomasse (sous-produits agricoles, bois, déchets) et 11,4 TWh issus d'électricité renouvelable :

- Un gisement primaire de 10,4 TWh issu des sous-produits de l'agriculture estimé par l'OFEN [16] ;
- Un gisement primaire de 16 TWh issu du bois-énergie estimé par l'OFEV [23], gisement que la Confédération ambitionne d'exploiter entièrement ;
- Un gisement de 7,9 TWh issu des biodéchets et des boues d'épuration estimé à partir des analyses de l'OFEV [26][27] ;
- Un gisement de 11,4 TWh d'électricité renouvelable, soit la totalité de la production de nouveaux renouvelables ciblée par la stratégie énergétique à l'horizon 2035.

Cette estimation du gisement primaire est alignée avec les analyses réalisées par l'OFEN en 2004 [1], qui estimait un potentiel biomasse exploitable entre 22 et 35 TWh selon l'horizon de temps (2020 à 2040) et l'ambition envisagée (scénario conservateur, scénario optimiste).

Ce gisement primaire pourrait permettre la production de 6,6 TWh de gaz renouvelable :

- 4,4 TWh pourraient être obtenus par méthanisation des sous-produits de l'agriculture, selon l'OFEN [16] ;
- 2,2 TWh pourraient être obtenus par méthanisation des biodéchets collectés et des boues d'épuration, estimation réalisée à partir des informations fournies par l'OFEV [25] ;
- Selon l'ADEME [15], le procédé de pyrogazéification (seul procédé permettant de produire du gaz à partir de bois) reste une technologie très émergente (une seule installation dans le monde) et qui affiche à la fois des coûts élevés et un rendement limité. Par conséquent, la pyrogazéification ne devrait pas, à horizon 2030, pouvoir répondre aux objectifs de maximisation du rendement énergétique dans l'exploitation de la ressource bois-énergie que s'est fixée la Confédération [23].
- De même, le *Power-to-Gas* (électrolyse puis méthanation de l'hydrogène produit) ne serait pertinent que dans un système électrique très peu flexible, en dernier recours pour l'équilibrage du réseau. Or, la Suisse affiche aujourd'hui une flexibilité importante (ouvrages hydroélectriques). L'hypothèse est faite que le système électrique n'aura pas besoin, à horizon 2030, d'avoir recours à cette filière.

Aujourd'hui, 1,3 TWh de gaz renouvelable est effectivement produit en Suisse [5], dont 1,0 TWh à partir de biodéchets et de boues d'épuration, et 0,3 TWh dans les exploitations agricoles.

La distance possible entre installations de production de gaz renouvelable et réseau, ainsi que le coût des installations d'épuration, limitent la part du potentiel de production de gaz renouvelable qui serait injectable à 3,7 TWh :

- L'injection du gaz produit par méthanisation à partir de biodéchets et de sous-produits agricoles nécessitent son épuration en sortie de méthaniseur. Au vu du coût important des installations d'épuration (jusqu'à 25% des coûts d'investissement dans le méthaniseur selon l'ADEME [15]), une valorisation sur site du gaz est généralement privilégiée par les producteurs. En particulier, les 0,7 TWh de gaz renouvelable actuellement produits à partir de biodéchets et directement valorisés sur site sous forme de chaleur et d'électricité, ne devraient pas être injectés au réseau à horizon 2030 ;
- Par ailleurs, l'injection du gaz dans le réseau requiert la proximité au réseau moyenne pression des installations de méthanisation : une analyse en ordres de grandeur estime

que ~50% du potentiel de biométhane agricole pourrait être injecté sur le réseau existant.

## 4.1 Biomasse agricole

### Synthèse : Potentiel de production de gaz renouvelable à partir de la biomasse agricole

- Du fait d'une meilleure valorisation économique et d'une priorisation politique, les cultures alimentaires sont privilégiées face aux cultures énergétiques : les produits de récoltes principales ne sont par conséquent pas considérés dans le gisement d'énergie primaire.
- L'OFEN [16] estime que les sous-produits agricoles pourraient permettre la production maximale théorique de 4,4 TWh de gaz renouvelable, équivalents à 10,4 TWh de gisement d'énergie primaire. Ces 4,4 TWh de potentiel théorique maximal ne tiennent pas compte des contraintes techniques (taille critique des méthaniseurs), socio-économiques (nécessité de regroupement des exploitations) ou réglementaires (LAT, OAT, OPair).
- Une analyse en ordres de grandeur estime que ~30% du potentiel de production de méthane est localisé dans des communes qui ne sont pas raccordées au réseau (minorant) quand l'ASIG estime que 70% des exploitations sont à moins de 5 km du réseau (majorant) : nous retenons un ordre de grandeur de 50% de biogaz pouvant raisonnablement être injecté soit un potentiel d'injection de 2,2 TWh. Le surcoût induit par la nécessité d'épuration du gaz agricole avant son injection dans le réseau devrait pousser les exploitants agricoles à privilégier une valorisation sur site du biogaz si cette dernière est possible. Cette priorisation de la valorisation sur site est déjà observée : sur les 340 GWh de biogaz agricole actuellement produit en Suisse, moins de 10 GWh sont injectés dans le réseau [5].

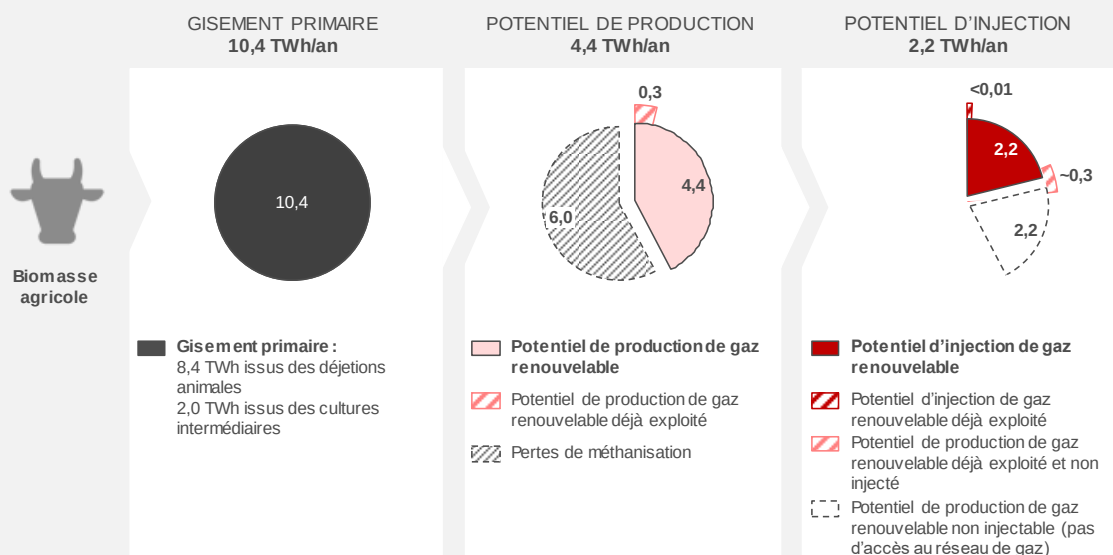


Figure 11 : Potentiel de production et d'injection de gaz renouvelable à partir de sous-produits issus de l'agriculture (TWh) [16]

#### 4.1.1 **Gisement d'énergie primaire**

Est considéré comme biomasse agricole l'ensemble des produits et des sous-produits de l'agriculture, à savoir :

- Les récoltes (y compris les herbes de pâturages et d'alpages) ;
- Les sous-produits de l'agriculture (résidus agricoles végétaux, déjections animales).

##### **Récoltes et herbes de pâturage et d'alpage**

Selon l'OFEN [1], la Suisse produit annuellement environ 3,5 millions de tonnes sèches (MTS) de céréales (soit environ 17 TWh), de plantes racines et oléagineuses. Ces types de récoltes pourraient être au moins partiellement valorisées énergétiquement (notamment sous forme de gaz ou de biocarburant). Cependant, l'OFEN [22] constate que la production de biocarburants ne permet pas toujours une utilisation optimale de la biomasse, d'une part du fait d'un bilan environnemental global mitigé et d'autre part du fait de la concurrence entre ressource énergétique et denrée alimentaire. Au-delà de ces considérations environnementales et sociétales, une valorisation énergétique des récoltes suisses aurait une pertinence économique limitée compte tenu de la valeur ajoutée supérieure des produits alimentaires (notamment des produits labellisés, issus de l'agriculture biologique, ou bénéficiant d'une appellation reconnue) face aux produits énergétiques.

Les pâturages et les alpages suisses produisent environ 5,0 MTS d'herbes par an [1] (soit environ 24 TWh). Les conditions d'accès et de récolte de ces herbes (partiellement utilisées par le bétail), et leur potentiel de valorisation faible face aux récoltes issues des exploitations intensives, ne permettent cependant pas à l'heure actuelle une valorisation énergétique pertinente d'un point de vue économique.

Partageant les conclusions de l'étude « Bioenergy in Switzerland » [2], nous considérons par conséquent que le gisement primaire d'énergie issu des récoltes et des herbes de pâturage et d'alpage ne saurait être exploité à des fins de production énergétique.

##### **Sous-produits de l'agriculture**

Le potentiel énergétique issu des sous-produits de l'agriculture provient de deux types de sources :

- Certaines catégories de résidus végétaux (cultures intermédiaires et menue-paille) ;
- Les déjections animales (essentiellement bovins et porcs).

##### *Résidus végétaux*

Selon l'OFEN [16], deux catégories de résidus végétaux sont récupérables et peuvent être valorisées pour la production de biogaz :

- Les cultures intermédiaires (cultures mises en place entre deux cultures principales en vue de conserver les sols) ;
- La menue-paille (brindilles de paille, grains cassés, barde, etc. déposés sur le champ).

L'OFEN [1] estime la production totale de résidus végétaux à ~0,6 MTS, dont ~0,4 MTS<sup>11</sup> pourraient être exploitables, ce qui représente ~2,0 TWh d'énergie primaire exploitable<sup>12</sup>.

A partir d'entretiens avec les acteurs de la branche, l'étude « Bioenergy in Switzerland » [2] avance que la valorisation énergétique des résidus agricoles végétaux entre en concurrence avec sa valorisation en fourrage. Or, selon l'Union suisse des Paysans (USP) [20], l'agriculture suisse est déjà contrainte d'importer du fourrage, la production indigène ne couvrant plus la consommation du secteur (notamment du fait de la diminution de 40% des surfaces dédiées aux céréales fourragères entre 1990 et 2012). La question de l'arbitrage entre valorisation des résidus agricoles végétaux en énergie et utilisation alimentaire en vue de réduire les imports de paille se pose.

#### *Déjections animales*

En 2016, selon la statistique de l'agriculture de l'OFS [17], le cheptel suisse est constitué d'un cheptel de ~1,6 millions de bovins (dont 45% de vaches), ~1,5 millions de porcs, ~11 millions de poules, ~0,4 millions de moutons et chèvres et ~0,06 millions de chevaux.

Les déjections animales agricoles permettent la production d'engrais de ferme (lisier, fumier, purin), estimée par l'OFEN [16] à ~18,6 millions de tonnes de matière brute (MTB) valorisables par an, dont 83% sont fournies par les exploitations de bovins et 17% par celles de porcins. Cette estimation repose sur une analyse fine tenant notamment compte de la taille et de la localisation des exploitations agricoles ainsi que de leur mode d'élevage. Cette production équivaut à un gisement d'énergie primaire estimé à 8,4 TWh<sup>1314</sup>.

#### **Conclusion :**

Les analyses de l'OFEN [16] aboutissent à une estimation du gisement d'énergie primaire issu des sous-produits de l'agriculture à 10,4 TWh, dont 8,4 TWh issus des déjections animales et 2,0 TWh issus des sous-produits agricoles.

<sup>11</sup> Dont 0,3 MTS issues de cultures intermédiaires et 0,1 MTS issues de menue-paille, estimées exclusivement avec les données de l'OFEN [16].

L'estimation des 0,3 MTS de culture intermédiaire est obtenue à partir de la valeur de la surface de cultures intermédiaires (~89,9 milliers d'hectares), affectée d'un rendement de production de 3 tMS/ha.

L'estimation des 0,1 MTS issues de menue-paille est obtenue à partir du potentiel de production de biogaz total issu de menue-paille de 0,3 TWh, affecté d'un potentiel méthanogène de 1'961 kWh/TB et d'un taux de matière sèche de 89,1%. (L'estimation des 0,3 TWh de biogaz issus de menue-paille s'obtient à partir du potentiel de production de biogaz total issu des sous-produits agricoles estimé à 1,0 TWh par l'OFEN, diminué du potentiel de production de biogaz issu des cultures intermédiaires. Ce dernier est estimé à 0,7 TWh à partir des 0,3 MTS de cultures intermédiaires dont le potentiel méthanogène est égal à 529 kWh/TB et dont le taux de matière sèche est de 20%.)

<sup>12</sup> L'estimation en termes d'énergie primaire est obtenue en utilisant le nombre de MTS estimé ci-dessus et la valeur du pouvoir calorifique inférieur des résidus végétaux à 4,83 MWh/TS selon l'OFEN [1].

<sup>13</sup> Le potentiel en termes d'énergie primaire repose sur l'estimation faite par l'OFEN [16] du potentiel de production de biogaz total issue des déjections animales, égale à ~3,4 TWh, et sur les valeurs de potentiel méthanogène (1,69 MWh/TS) et de pouvoir calorifique inférieur (4,19 MWh/TS) des déjections animales fournies par l'ADEME [15] et par l'OFEN [1].

<sup>14</sup> L'étude « Bioenergy in Switzerland » [2] estimait en 2010 le potentiel issu des déjections animales à 5,9 TWh primaires.



#### 4.1.2 **Potentiel de production de gaz renouvelable**

En 2016, 0,3 TWh de gaz renouvelable était produit à partir d'installations agricoles [5].

L'étude de l'OFEN [16] aboutit à un potentiel primaire maximal théorique de production de biogaz total issu des sous-produits de l'agriculture (10,4 TWh d'énergie primaire). La transformation effective en biogaz de ce gisement s'élèverait à ~4,4 TWh<sup>15</sup> dont 77% issu des déjections animales (64% bovines et 13% porcines) et 23% des cultures intermédiaires et la menue-paille.

Ce potentiel maximal théorique ne tient cependant pas compte de contraintes de faisabilité technique, économique ou réglementaire.

#### **Arbitrage entre filières de valorisation des sous-produits de l'agriculture**

La majorité des sous-produits agricoles est aujourd'hui valorisée en compost.

La méthanisation, filière alternative de valorisation des sous-produits agricoles, présente l'avantage d'une complémentarité avec la filière actuelle de compostage dans la mesure où le procédé de méthanisation conduit à la production de compost (digestat issu du méthaniseur). Ce digestat affiche par ailleurs une meilleure qualité que le compost classique (meilleure valeur fertilisante, meilleure absorption du digestat par les plantes), et son processus de fabrication en milieu fermé permet de limiter et de mieux contrôler les externalités socio-environnementales négatives du processus de fermentation (réduction des émissions de gaz à effet de serre de type CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, NO, réduction des nuisances olfactives). Enfin, la concentration du potentiel de fertilisation du digestat réduit le volume d'engrais à épandre.

Par conséquent, la valorisation énergétique des sous-produits agricoles ne semble pas entrer en concurrence avec les filières de valorisation existantes (compostage).

#### **Taille critique des exploitations**

Les installations de méthanisation aujourd'hui en exploitation requièrent de grandes quantités d'intrants : les méthaniseurs sélectionnés par l'ADEME [15] pour conduire son estimation du potentiel de production de biogaz affichent des capacités de production de 10 à 60 GWh/an de biogaz.

La structure de l'industrie agricole suisse (~60'000 exploitations agricoles) induit un éclatement du potentiel méthanogène, selon l'OFEN [16] :

- Les exploitations porcines et bovines affichent respectivement une capacité individuelle de production de biométhane de 0,08 à 0,16 GWh/an ;
- 97% du potentiel méthanogène issu des sous-produits agricoles est produit dans des exploitations qui pourraient produire individuellement moins de 0,26 GWh/an de biométhane.

Les plus petites installations de méthanisation considérées par l'OFEN (installations « mini-biogaz ») [16] ont une capacité de 0,7 GWh/an<sup>16</sup>.

---

<sup>15</sup> L'étude « Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung » du WSL [3] estime que 8,2 TWh d'énergie primaire, soit 3,0 TWh de biogaz, pourraient être valorisés à partir des déjections animales et des sous-produits de l'agriculture en tenant compte des restrictions écologiques, techniques et économiques.

<sup>16</sup> Estimation après analyse du marché des fournisseurs de méthaniseurs agricoles et des retours d'expérience existants en Suisse et en Europe. L'OFEN réalise son étude à partir des

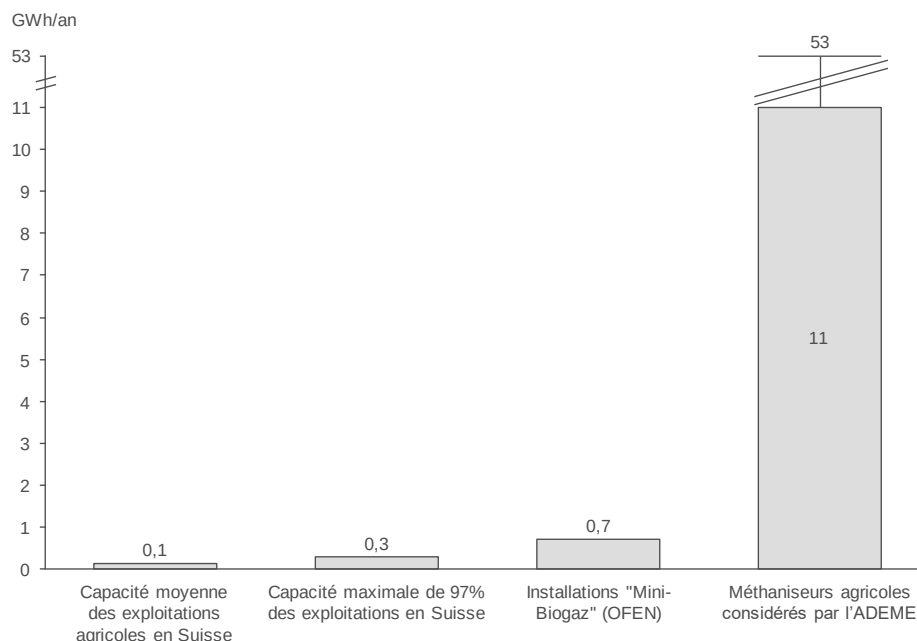


Figure 12 : Comparaison de la capacité de production de gaz des exploitations agricoles suisses et des méthaniseurs usuels (GWh/an)<sup>17</sup> [15][16]

Par conséquent, la possibilité de produire du biogaz à l'échelle d'une exploitation individuelle à partir d'engrais d'origine exclusivement agricole est écartée et il apparaît indispensable d'opérer à des groupements entre exploitants.

L'OFEN recommande que ces groupements aient lieu à l'échelle des communes et indique qu'ils nécessiteront la « mise en place d'une logistique spécifique pour la prise en charge des substrats et l'évacuation des digestats ». Si le travail en coopérative est déjà habituel pour nombre d'exploitations agricoles, tout regroupement nécessite la mise en place de procédures organisationnelles et d'accords quant à la responsabilité, les droits et les obligations de chacun.

### Contraintes réglementaires

Selon l'OFEV et l'OFAG [18], l'intrant du méthaniseur doit répondre à certains critères concernant son origine et sa composition qui pourraient limiter la capacité d'approvisionnement en substrats des exploitations agricoles [16]. Ces critères sont définis dans l'OAT (article 34a, alinea 2) :

- Les substrats utilisés doivent provenir à raison de la moitié au moins de leur masse de l'exploitation elle-même ou d'entreprises agricoles distantes, en règle générale, de 15 km au maximum par la route.
- Cette partie doit représenter 10% au moins de la valeur énergétique de tous les substrats utilisés. Les sources des autres substrats de la biomasse doivent être situées, en règle générale, à une distance de 50 km au maximum par la route ;

capacités électriques : la conversion en capacité biométhane est faite sur l'hypothèse d'un rendement de 30% (référence OFEN).

<sup>17</sup> Les capacités des méthaniseurs considérés par l'ADEME sont estimées à partir de leur production de gaz injecté – le rendement d'injection n'est pas considéré.

Selon la recommandation faite par l'OFEN [16], le groupement d'exploitations à l'échelle de communes pourrait permettre de satisfaire ces critères.

D'autre part, selon l'OPair, le transport des intrants liquides doit se faire dans des camions citernes ou via des conduites d'amenée et celui des intrants solides doit se faire dans des récipients fermés, autant que possible en dehors des zones d'habitation. Leur stockage doit ensuite se faire dans des réservoirs fermés munis d'une ventilation.

Enfin, l'OAT stipule que l'activité de méthanisation doit être considérée « subordonnée » à l'exploitation agricole, c'est-à-dire que les revenus de l'installation de méthanisation ne doivent pas dépasser ceux de l'élevage et la production végétale cumulés.

#### 4.1.3 **Potentiel d'injection de gaz renouvelable**

Dans le cas où le biogaz produit est injecté (après épuration) dans le réseau de gaz naturel, il convient de prendre en compte la contrainte de raccordement au réseau de distribution de gaz pour une exploitation agricole.

Dans le cadre de la présente étude, une modélisation a été conduite à partir des données statistiques de l'OFS (exploitations agricoles) et de l'ASIG (communes raccordées au réseau de gaz naturel) pour évaluer la distance des exploitations agricoles suisses au réseau de gaz. La modélisation a permis, après géocodage de l'ensemble des ~2'200 communes en Suisse et extrapolation du potentiel national de production de gaz renouvelable agricole dans chacune d'elles, d'estimer la part du potentiel de production qui pourrait être injectée dans le réseau pour une certaine distance de raccordement (voir Méthodologie ci-dessous).

Selon les résultats de la modélisation, 34% du potentiel de production de gaz renouvelable agricole (soit 1,5 TWh) se situe dans des communes raccordées au réseau.

Le potentiel d'injection de gaz renouvelable est estimé dans la présente étude à partir d'une hypothèse de distance maximale de raccordement au réseau à 5 km – hypothèse alignée avec l'hypothèse de référence de l'ASIG<sup>18</sup> [14]. Cette hypothèse est à mettre en regard de plusieurs observations :

- En France, la distance moyenne de raccordement est de 1,7 km [51] ;
- Conformément à l'OAT, les substrats doivent avoir été produits au moins pour moitié dans des exploitations agricoles distantes de moins de 15 km par la route du site de méthanisation : une mutualisation des intrants pourrait donc permettre l'injection de potentiel plus éloigné. Les contraintes techniques (disponibilité d'une surface pour l'installation d'un méthaniseur proche du réseau), organisationnelles (coopération des exploitants), topologiques ou sociétales (acceptation d'un méthaniseur, à nuisances olfactives notamment) seraient alors à prendre en compte ;
- De manière générale, l'arbitrage pour l'injection dépendra non seulement de la distance du méthaniseur au réseau, mais aussi des spécificités locales pouvant faire évoluer les coûts de raccordement à la hausse comme à la baisse.

---

<sup>18</sup> L'ASIG estime dans son étude que 70% du potentiel de biogaz agricole est éloigné de moins de 5 km du réseau de gaz [14].

En considérant une distance maximale de raccordement au réseau de gaz à 5 km, le potentiel d'injection obtenu par modélisation est estimé à 48,4% (arrondi à 50% dans la suite de l'étude) du potentiel de production, soit 2,2 TWh.

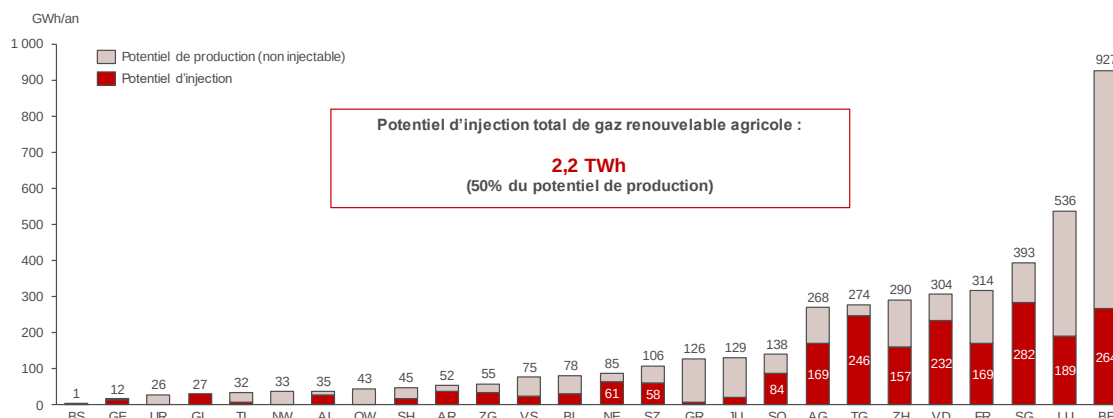


Figure 13 : Potentiel d'injection de gaz renouvelable agricole par canton (GWh)

#### Méthodologie de l'estimation du potentiel d'injection :

Le potentiel d'injection estimé est issu d'une modélisation de la distance des exploitations agricoles suisses au réseau de gaz.

##### Cartographie du réseau de gaz

La modélisation cherche dans un premier temps à cartographier le réseau de gaz par rapport à l'ensemble des communes suisses :

- Dans un premier temps, chacune des ~2'240 communes suisses a fait l'objet d'un géocodage pour en obtenir les coordonnées GPS ;
- A partir des données de l'ASIG [52], toutes les communes étant raccordées au réseau ont été identifiées ;
- Au sein de chaque canton, un calcul de distance orthodromique entre toutes les communes a permis d'identifier, pour chaque commune non raccordée au réseau de gaz, la commune raccordée au réseau la plus proche ;
- La distance par la route a ensuite été calculée pour chaque couple « commune non raccordée / commune raccordée la plus proche » afin d'estimer l'impact des obstacles, naturels notamment.

A l'issue de cette première phase de modélisation, une estimation de la distance au réseau est obtenue pour chaque commune de Suisse.

##### Estimation du potentiel d'injection

L'OFS publie la surface agricole de chaque commune de Suisse. Cependant, la surface agricole n'est pas toujours représentative du potentiel de production de biogaz agricole, en particulier dans les cantons alpins. Par conséquent, une analyse du potentiel de production de biogaz agricole a été conduite par extrapolation, à partir des statistiques de l'OFS, du potentiel national de 4,4 TWh estimé par l'OFEN [16] :

- Le potentiel de production de gaz renouvelable agricole est extrapolé au niveau cantonal à partir du potentiel de méthanisation (bovin, porcin, végétal) par type d'exploitation agricole (critères de typologie : surface agricole, topologie du territoire) donné par l'OFEN [16] ;
- Les résultats sont croisés avec le nombre de chaque type d'exploitations dans chaque canton (statistique OFS).

Pour obtenir un potentiel de production à l'échelle de chaque commune, le potentiel de

production cantonale est réparti sur l'ensemble des communes au prorata de leur surface agricole.

#### *Résultat de la modélisation*

A partir des résultats des deux phases de modélisation, l'analyse en déduit, pour une distance au réseau de gaz donnée, le potentiel de production de biogaz agricole qui se situe dans des communes à une distance donnée du réseau de gaz.

L'injection de gaz issu des sous-produits agricoles requiert son épuration, permettant d'obtenir un gaz à ~96% de teneur en méthane (contre 55 – 60% dans le biogaz en sortie de méthaniseur). Au-delà des pertes d'épuration (~5%, non prises en compte dans l'estimation du gisement), le procédé d'épuration implique un coût, estimé par l'ADEME [15] à ~25% de l'investissement total dans l'installation de méthanisation. Une utilisation du biogaz directement sur site (qui permet d'éviter l'épuration), sera donc privilégiée par les exploitants agricoles si elle est possible. La chaleur produite par un couplage chaleur-force est souvent valorisable sur site, que ce soit pour le séchage du digestat, le séchage d'autres éléments biomasse (compost, bois), ou le chauffage des bâtiments agricoles et d'habitation [19].

#### **Conclusion :**

L'OFEN [16] estime le potentiel maximal théorique de production de gaz renouvelable issu des sous-produits de l'agriculture à 4,4 TWh. Ce potentiel ne tient pas compte des contraintes de faisabilité économique ou réglementaire, notamment du fait du grand éclatement des exploitations agricoles impliquant leur regroupement à l'échelle de la commune pour atteindre une capacité d'intrants suffisante.

Environ 50% du potentiel de production de gaz renouvelable agricole est estimé pouvoir être injecté au réseau, aboutissant à un potentiel d'injection de gaz renouvelable agricole à 2,2 TWh. Le surcoût lié à l'épuration du biogaz, nécessaire pour pouvoir l'injecter dans le réseau, devrait conduire comme aujourd'hui des exploitants à utiliser leur biogaz sur site.

## **4.2 Bois et sous-produits du bois**

### **Synthèse : Potentiel de production et d'injection de gaz renouvelable à partir de bois**

- L'OFEV [23] estime le gisement primaire du bois-énergie à 16 TWh (bois de forêt et bois hors forêts cumulés), en prenant en compte la politique de la ressource bois engagée par la Confédération dont l'objectif est d'intensifier l'exploitation du bois en Suisse jusqu'aux limites de durabilité de la forêt.
- Selon l'OFEV [24], 13,5 TWh d'énergie primaire issue de bois sont déjà valorisés sous forme de chaleur et d'électricité avec un rendement élevé (69%) et qui s'améliore à mesure que les installations sont renouvelées par des équipements à très haute efficacité (>90%).
- Selon l'ADEME [15], la pyrogazéification du bois, seul procédé permettant de le transformer en gaz, reste une technologie très émergente (une seule installation industrielle dans le monde), qui affiche un rendement limité et des coûts de transformation élevés : le développement de la filière devrait rester marginal à horizon 2030.
- Le gisement de bois-énergie qui n'est pas exploité aujourd'hui (2,5 TWh) ne sera par conséquent probablement pas valorisé par pyrogazéification à l'horizon 2030 (hors

expérimentation), les alternatives étant nombreuses, matures et efficaces. L'ASIG [14] confirme ces conclusions en considérant que la pyrogazéification contribuera que marginalement à la production de gaz renouvelable à l'horizon 2030.

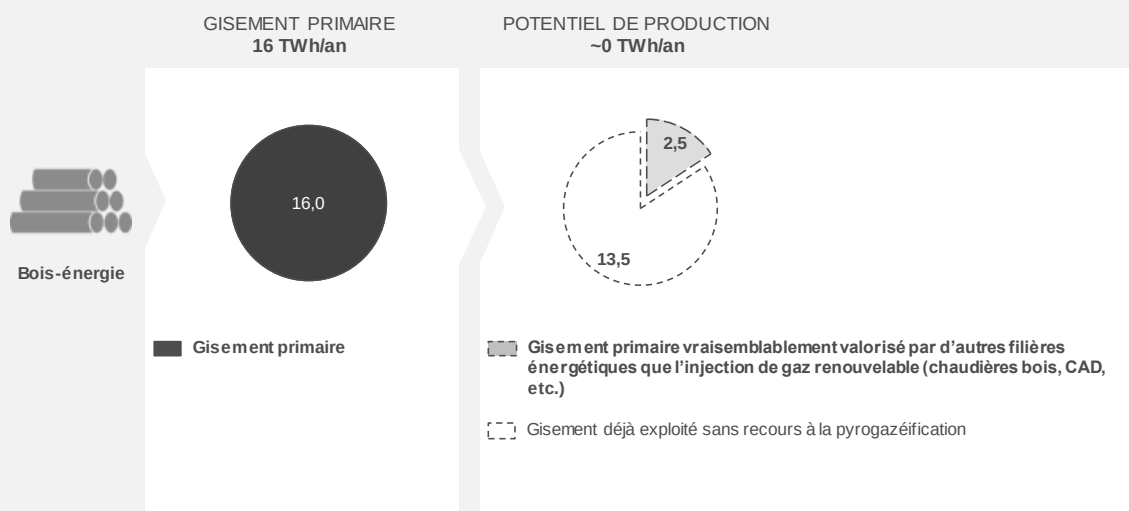


Figure 14 : Potentiel de production et d'injection de gaz renouvelable à partir de bois (TWh)

#### 4.2.1 Gisement d'énergie primaire

Selon l'OFEV [24], les forêts couvrent 32% de la superficie de la Suisse (soit ~1,3 million d'hectares) et représentent ~419 millions de m<sup>3</sup> de bois vivant. La récolte de bois représente entre 4,5 et 5,5 millions de m<sup>3</sup> par an.

La valorisation énergétique du bois est estimée à 4,6 millions de m<sup>3</sup> en 2015, dont environ la moitié est issue de bois de forêts (le reste provient de bois d'entretien paysager, de bois de récupération et de déchets de bois). En 2016, 13,5 TWh d'énergie primaire issue de la ressource bois-énergie ont été valorisés, pour produire 8,9 TWh de chaleur et 0,5 TWh d'électricité [24].

Le gisement forestier suisse est globalement en accroissement net positif (+ 1,5 millions de m<sup>3</sup> entre 2006 et 2013). Cette sous-exploitation du potentiel forestier national a conduit la Confédération à définir des objectifs d'intensification de l'exploitation de la ressource bois, en visant une récolte de 8,2 millions de m<sup>3</sup> par an permettant de maximiser la production sans contraindre la durabilité des forêts suisses [23].

Cette ambition s'appuie sur des analyses de l'OFEV estimant par ailleurs le potentiel de bois-énergie en Suisse à 6,3 millions de m<sup>3</sup>/an, soit 16 TWh d'énergie primaire<sup>19</sup>, avec 1 million de m<sup>3</sup>/an supplémentaires issus de bois de forêts et 1 million de m<sup>3</sup>/an supplémentaires issus de bois hors forêts (bois d'entretien paysager, bois de récupération et déchets de bois) [23].

<sup>19</sup> L'étude « Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung » du WSL [3] estime un potentiel d'énergie primaire sous contraintes écologiques, techniques et économiques à 13,8 TWh.

### Conclusion :

L'OFEV [23] estime le potentiel primaire de bois-énergie à 16 TWh (dont 13,5 TWh déjà exploités), qui pourrait être totalement exploité sans contrainte de durabilité sur la biomasse forestière suisse.

#### 4.2.2 Potentiel de production de gaz renouvelable

En 2016, 13,5 TWh de la ressource primaire bois-énergie ont été exploités [24]. Par conséquent, 2,5 TWh de ressource primaire ne sont pas encore exploités.

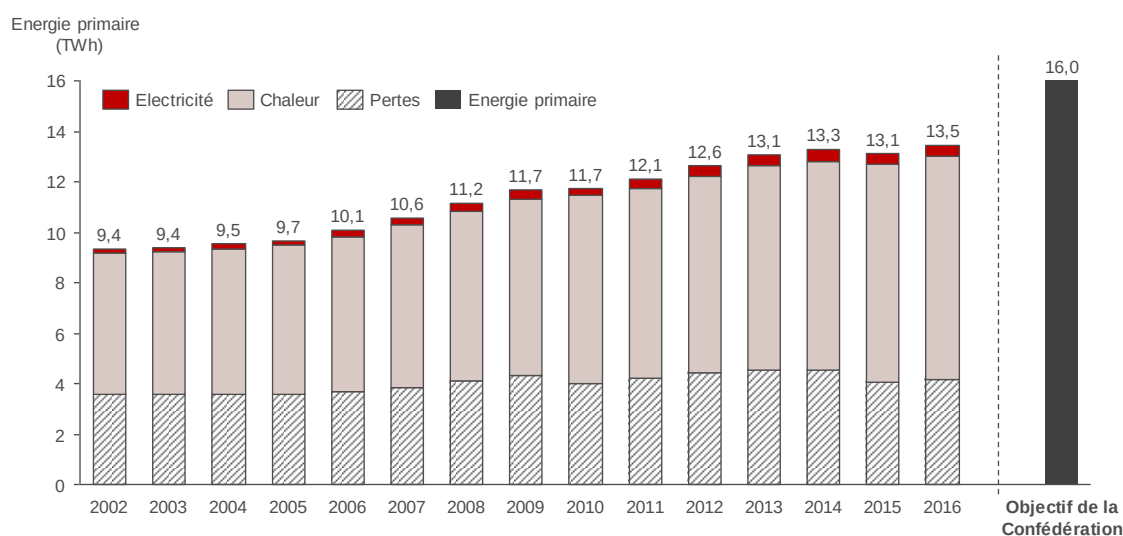


Figure 15 : Historique et objectif d'exploitation énergétique de la ressource bois (TWh primaires) [23][24]

Le bois-énergie est aujourd'hui exclusivement valorisé en chaleur (8,9 TWh) et en électricité (0,5 TWh) avec un rendement énergétique actuellement de ~69% en constante augmentation [24] :

- A l'exception des chauffages au pellet, les chauffages de petite puissance (chauffages individuels, chauffages centraux) tendent à être remplacés par des installations de chauffage automatique de plus de 50 kW, affichant des coûts potentiellement réduits et un meilleur rendement de combustion ;
- 11 installations de couplage chaleur-force à bois étaient aujourd'hui exploitées en Suisse en 2016, soit le double qu'en 2014 ;
- Le bois de récupération est valorisé dans une centaine d'installations de chauffage (dont les 30 usines d'incinération d'ordures ménagères).

Dans sa politique de la ressource bois [23], la Confédération explicite sa volonté d'utiliser le bois énergie « de la manière la plus efficace possible » et « souhaite que le bois-énergie soit utilisé en priorité pour la production de chaleur efficace et propre ainsi que pour la production de chaleur et de courant à rendement global / taux d'utilisation annuel élevé ».

Selon l'ADEME [15], la pyrogazéification – seule filière permettant la production de gaz à partir de bois, affiche un rendement de ~60% (sans prendre en compte la transformation finale en chaleur ou en électricité). A titre de comparaison, les nouvelles générations de chaudières à

bois (y compris celles de petite puissance) affichent des rendements supérieurs à 90% pour la production de chaleur. Une transition des installations existantes vers le procédé de pyrogazéification, ne respecterait donc pas l'objectif de maximisation de rendement de la confédération.

Sur les 2,5 TWh de ressource primaire bois-énergie encore non valorisée, la pyrogazéification pourrait être techniquement pertinente dans les situations où le lieu de production du bois-énergie est fortement éloigné de tout site de consommation de chaleur encore équipé d'une installation de chauffage polluante (chauffage au fioul), ou que les sites de consommation n'aient pas de capacité de stockage du bois. Le réseau de gaz devrait par ailleurs être proche de l'installation de pyrogazéification afin de limiter les coûts de raccordement. Dans ce cas, la production et l'injection de gaz issu de bois permettrait la valorisation de la ressource sur le réseau de gaz naturel. La pyrogazéification devrait alors répondre à quatre contraintes majeures qui ne sont pas aujourd'hui levées :

1. Le rendement énergétique de la filière est en deçà du rendement de filières alternatives de valorisation du bois-énergie ;
2. Le gaz issu de pyrogazéification affiche aujourd'hui des coûts élevés, notamment du fait des conditions thermochimiques complexes à mettre en place et à une faible maturité de la technologie ;
3. A l'heure actuelle, la technologie de pyrogazéification est encore émergente, avec une seule unité de pyrogazéification est en exploitation dans le monde référencée en 2018 par l'ADEME [15] : la maturité limitée de la technologie limitera à horizon 2030 l'adaptabilité de la technologie aux différentes contraintes locales.
4. La contrainte d'injection de gaz implique la proximité des sites de pyrogazéification au réseau de gaz : la faisabilité de disposer de tels sites et de les relier aux sites de production de bois-énergie est à étudier.

Sur les 2,5 TWh de bois-énergie théoriquement valorisables sous forme de gaz renouvelable, il est probable que seule une part marginale soit effectivement gazéifiée à horizon 2030. Cette conclusion est partagée par l'ASIG [14].

#### **Conclusion :**

Sur les 16 TWh de potentiel primaire de bois-énergie estimés par l'OFEV [23], 13,5 TWh sont déjà valorisés pour la production de chaleur et d'électricité, avec un rendement actuel de 69% en augmentation liée au renouvellement des installations par des équipements très efficaces (>90%). La volonté de la Confédération de privilégier une valorisation la plus efficace énergétiquement de la ressource-bois ne privilégie pas la pyrogazéification, technologie très émergente encore chère et affichant un rendement limité (63%). La production de gaz renouvelable à partir de bois devrait par conséquent rester marginale à horizon 2030.

### **4.3 Déchets renouvelables**

#### **Synthèse : Potentiel de production et d'injection de gaz renouvelable à partir de déchets biomasse**

- L'OFEV [25][26][28] estime que 1,8 MTS de biodéchets (dont 1,7 MTS de biodéchets



urbains et 0,1 MTS de biodéchets industriels non évitables) et 0,2 MTS de boues d'épuration sont produites chaque année en Suisse, correspondant à un gisement d'énergie primaire estimé à 7,9 TWh (7,0 TWh issus de biodéchets et 0,9 TWh issus des boues d'épuration).

- Sur les 1,7 MTS de biodéchets urbains, 0,7 MTS sont aujourd'hui collectés, le reste (1,0 MTS correspondant à 3,9 TWh) étant déjà valorisé énergétiquement par incinération.
- Le potentiel primaire disponible pour la production de gaz renouvelable est donc estimé à 4,0 TWh, dont 3,1 TWh issus de biodéchets et 0,9 TWh issus des boues d'épuration. La méthanisation de ce potentiel primaire conduirait à la production de 2,2 TWh de gaz renouvelable (1,8 TWh d'énergie seraient perdus dans le processus de méthanisation).
- Aujourd'hui en Suisse, 1,0 TWh de gaz renouvelable est produit à partir de biodéchets et des boues d'épuration, dont 0,7 TWh sont valorisés sur site en chaleur et en électricité [5]. Le potentiel d'injection de gaz renouvelable issu de déchets biomasse est donc estimé au potentiel aujourd'hui non valorisé (1,2 TWh) et au potentiel déjà valorisé et injecté (0,3 TWh).

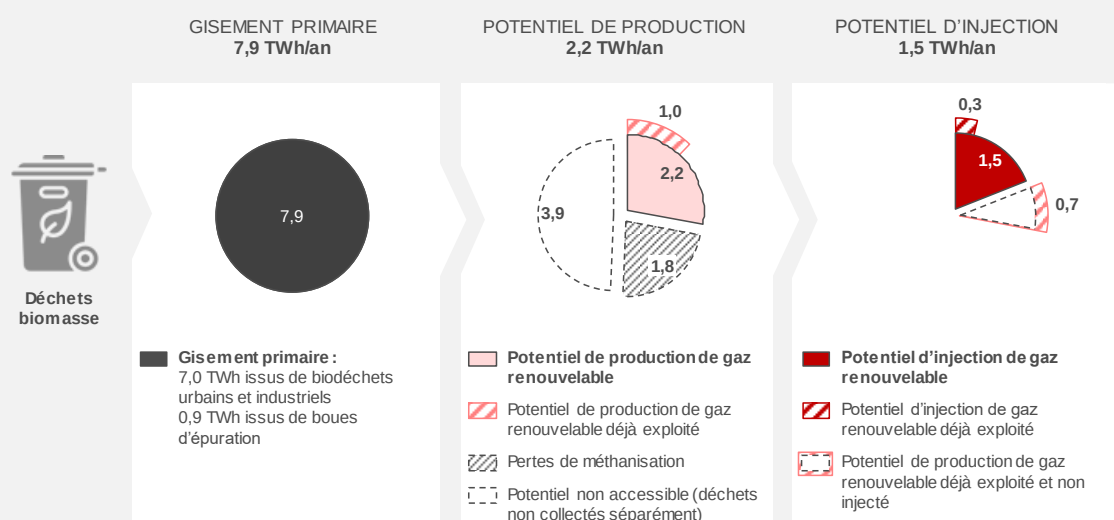


Figure 16 : Potentiel de production et d'injection de gaz renouvelable à partir de déchets biomasse (TWh)

Sont comptabilisés parmi les déchets renouvelables l'ensemble des déchets organiques produits par l'industrie, les commerces et les ménages :

- Les biodéchets urbains (provenant des ménages et des commerces) et issus de l'industrie agroalimentaire ;
- Les boues d'épuration traitées dans les STEP et les effluents industriels.

#### 4.3.1 Gisement d'énergie primaire

##### **Biodéchets**

Selon l'OFEV [25], 2,3 MTS de déchets alimentaires sont produites chaque année en Suisse, dont 74% (1,7 MTS) collectées par les communes (déchets urbains) et 26% (0,6 MTS) issues de l'industrie agro-alimentaire et de la grande distribution (déchets industriels).

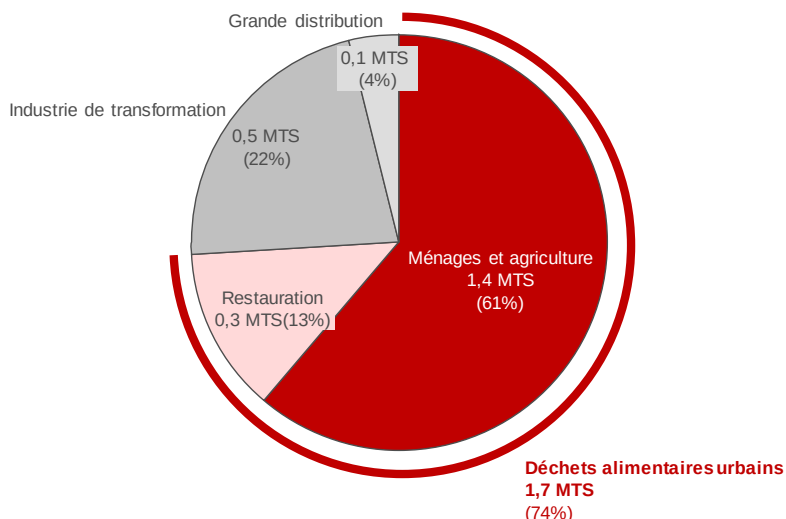


Figure 17 : Répartition de la production des déchets alimentaires en Suisse (MTS, 2016) [25]

Parmi les déchets industriels, l'OFEV estime que 0,5 MTS sont évitables<sup>20</sup> et pourraient ne plus exister si la politique de minimisation du gaspillage est efficace.

Avec un PCI des biodéchets urbains (respectivement des biodéchets industriels) estimés par l'OFEN [1] à 3,89 MWh/TS (respectivement 4,19 MWh/TS), les biodéchets représentent par conséquent un gisement d'énergie primaire de 7,0 TWh.

### Boues d'épuration

Les boues d'épuration résultent du traitement des eaux usées dans les stations d'épuration. Conformément à l'ordonnance sur le traitement des déchets, elles doivent être éliminées ou valorisées conformément à l'ordonnance sur le traitement des déchets (OTD). Selon la statistique des déchets produits et recyclés en 2016 [26], 0,21 MTS de boues d'épuration sont traitées chaque année<sup>21</sup>.

Avec un PCI estimé par l'OFEN [1] à 4,17 MWh/TS, les boues d'épuration représentent par conséquent un gisement d'énergie primaire de 0,9 TWh [26].

### Conclusion :

Le potentiel d'énergie primaire issu des déchets renouvelables (biodéchets et boues d'épuration) est estimé à 7,9 TWh (7,0 TWh issus des biodéchets et 0,9 TWh issus des boues d'épuration).

#### 4.3.2 Potentiel de production de gaz renouvelable

<sup>20</sup> Selon l'OFEV, 395'000 TS de déchets industriels et 95'000 TS de déchets de distribution sont consommables et pourraient par conséquent être évités.

<sup>21</sup> Bien que le traitement des boues d'épuration comporte plusieurs étapes (processus de méthanisation ou de digestion, déshydratation, puis incinération [28], nous considérons que chaque quantité de boue n'est valorisée qu'une fois (pas de combinaison méthanisation + incinération).

Selon la Stratégie fédérale en matière de biomasse, les biodéchets doivent faire l'objet d'une valorisation matière et énergétique optimale. A l'issue de son recensement des installations de compostage et de méthanisation [27], l'OFEV observe que « la masse des biodéchets produits en Suisse est supérieure à la masse des biodéchets actuellement recyclés dans les installations de compostage et de méthanisation. On constate par ailleurs qu'une part considérable de ce filon n'est pas exploitée de façon optimale. Améliorer le processus de valorisation permettra, d'une part, d'extraire des éléments nutritifs, des amendements et de l'énergie renouvelable et, d'autre part, de réduire les atteintes à l'environnement que sont les apports de substances nocives ou étrangères (engrais) et l'exploitation des énergies fossiles. »

## **Biodéchets**

Déchets urbains : Selon le recensement de l'OFEV [27], 0,7 MTS de déchets organiques urbains sont collectés chaque année, soit un taux de collecte de ~45% confirmé par l'enquête de l'OFEV auprès des communes suisses [29]<sup>22</sup>. Le reste des déchets urbains, soit 1,0 MTS ou 3,9 TWh de gisement primaire, est valorisé énergétiquement par incinération. Avec un pouvoir méthanogène de 1,8 MWh/TS<sup>23</sup>, les biodéchets urbains collectés séparément (soit 2,7 TWh d'énergie primaire) représentent par conséquent un potentiel de production de gaz renouvelable de 1,3 TWh<sup>24</sup> (1,4 TWh sont perdus lors du processus de méthanisation).

Déchets industriels : Avec un pouvoir méthanogène de 1,8 MWh/TS, la méthanisation des 0,1 MTS de biodéchets industriels non évitables (soit 0,4 TWh d'énergie primaire) conduirait à 0,2 TWh<sup>25</sup> de potentiel de production de gaz renouvelable (0,2 TWh sont perdus lors du processus de méthanisation).

Au total, le potentiel de production de gaz renouvelable issu des biodéchets urbains et industriels est estimé à 1,5 TWh. En 2016, 0,3 TWh de gaz renouvelable a été effectivement produit à partir de biodéchets.

---

<sup>22</sup> Les communes les plus performantes, à l'instar de Dübendorf et Morges (lauréates du Green Award 2012 et 2015 décerné par Biomasse Suisse), parviennent à collecter jusqu'à 120 kg de biodéchets par habitant, affichant des taux de collecte avoisinant 60% [30]. Des efforts importants ont été mis en place par ces communes pour atteindre de tels taux de collecte (collecte porte-à-porte hebdomadaire ou plus fréquentes, importantes campagnes de sensibilisation, distribution gratuite de compost issu de la valorisation des biodéchets, etc.)

<sup>23</sup> Estimation réalisée à partir du pouvoir méthanogène des biodéchets ménagers (194 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/TS donné par le CAIRN [46], du PCI du méthane (9,94 kWh/m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>) et du rendement standard de méthanisation à 94% donné par l'ADEME [15].

<sup>24</sup> L'étude « Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung » du WSL [3] estime le potentiel de production de gaz renouvelable à partir de déchets ménagers et de déchets verts à 1,4 TWh en prenant en compte des contraintes écologiques, techniques, économiques et réglementaires, tout en considérant notamment l'atteinte d'un taux de collecte séparée des déchets organiques à 80%.

<sup>25</sup> En se basant sur un périmètre industriel élargi et sans tenir compte du volume de denrées gaspillées, l'étude « Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung » du WSL [3] estime le potentiel de production de gaz renouvelable à partir de biodéchets industriels à 0,6 TWh, en prenant en compte des contraintes écologiques, techniques, économiques et réglementaires.

Le procédé de méthanisation permet une valorisation globale des déchets organiques<sup>26</sup> :

- La méthanisation est complémentaire du compostage, du fait que le digestat issu du procédé de méthanisation peut être valorisé en compost ;
- Le procédé de méthanisation permet une valorisation des déchets organiques en limitant les externalités négatives du compostage de déchets frais, en particulier au niveau de la pollution environnementale (émissions non contrôlées de gaz à effet de serre) et les nuisances (odeurs) ;
- Les déchets organiques humides sont mieux exploités en méthanisation (meilleure récupération du PCI) qu'en incinération<sup>27</sup>, et limitent le volume de fumées d'incinération à traiter.

Aujourd'hui, plusieurs contraintes justifient la sous-exploitation énergétique des biodéchets organiques en Suisse. D'abord, si 97% des communes suisses permettent la collecte des déchets organiques, le taux de collecte limité des déchets (en moyenne ~45% sur les déchets urbains) est dû à une collecte encore majoritairement volontaire, la collecte porte-à-porte étant plus coûteuse (228 CHF par tonne contre 180 CHF par tonne pour la collecte volontaire) [29]. Par ailleurs, la volonté politique de maximiser la valorisation de la ressource à la fois sous forme matière et énergie ne privilégie pas explicitement la production d'énergie sur la production de compost : aujourd'hui la grande majorité des biodéchets collectés urbains collectés est valorisée en compost sans étape de méthanisation.

### **Boues d'épuration**

En 2016, 0,7 TWh<sup>28</sup> de gaz ont été produits par méthanisation des boues d'épuration [5], soit la quasi-totalité du gisement exploitable.

#### **4.3.3 Potentiel d'injection de gaz renouvelable**

En 2016 [5], 0,3 TWh de gaz renouvelable issu de déchets a été injecté dans le réseau – le reste (0,7 TWh) du gaz renouvelable produit étant directement valorisé sur site. En déduisant la production actuellement non injectée, le potentiel d'injection de gaz renouvelable est donc estimé à 1,5 TWh.

### **Conclusion :**

Le potentiel de production de gaz renouvelable issu de déchets (déchets organiques et boues d'épuration) est estimé à 2,2 TWh, dont ~1 TWh est déjà exploité :

<sup>26</sup> Il est à noter que la méthanisation n'est pas toujours pertinente pour la valorisation des déchets organiques, en particulier les déchets secs et peu évolutifs (durée de décomposition longue).

<sup>27</sup> Le procédé de méthanisation affiche un rendement estimé entre 60 et 90% du PCI des déchets. A titre de comparaison, la statistique suisse des énergies renouvelables 2016 [5] estime que 1,8 TWh de chaleur et 1,2 TWh d'électricité sont produites à partir des 6,6 TWh d'énergie primaire exploitée dans les usines d'incinération des ordures, soit un rendement énergétique de 45%.

<sup>28</sup> L'étude « Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung » du WSL [3] estime le potentiel de production de gaz renouvelable à partir des boues d'épuration à 0,7 TWh.

- Les déchets urbains sont aujourd'hui en majorité (3,9 TWh primaires) déjà valorisés énergétiquement par incinération – les biodéchets collectés pourraient être méthanisés, permettant de produire 1,3 TWh de gaz renouvelable. Les biodéchets industriels pourraient en majorité (2,0 TWh primaires) être évités – la méthanisation du gisement restant permettrait la production de 0,2 TWh de gaz renouvelable ;
- Les boues d'épuration sont déjà totalement exploitées pour produire 0,7 TWh de gaz renouvelable.

La valorisation des déchets et des boues d'épuration permet en 2016 de produire 1 TWh de gaz renouvelable, dont 0,3 TWh sont injectés – le reste étant consommé sur site pour la production de chaleur et d'électricité.

Sur les 2,2 TWh de potentiel de production de gaz renouvelable à partir de déchets biomasse, 0,7 TWh sont déjà effectivement produits et valorisés sur site en chaleur et en électricité : le potentiel d'injection est donc de 1,5 TWh dont 0,3 TWh sont déjà injectés.

## 4.4 Electricité renouvelable

### 4.4.1 Gisement d'énergie primaire

A travers la LEnE (article 2), la stratégie énergétique 2050 fixe un objectif de production d'électricité d'origine renouvelable à 11,4 TWh en 2035, production considérée comme gisement d'énergie primaire issu d'électricité renouvelable à horizon 2030.

### 4.4.2 Potentiel de production de gaz renouvelable

La production de gaz à partir d'électricité peut être pertinente pour transformer les éventuels excédents de production d'électricité qui ne peuvent être consommés ou stockés autrement. Cette situation pourrait apparaître dans les systèmes électriques ayant connu un déploiement fort de capacités de production intermittente (photovoltaïque ou éolien), et n'ayant pas d'actifs offrant une flexibilité de production ou de consommation suffisante pour absorber d'éventuels pics de production.

La Suisse ambitionne un développement de son parc de production renouvelable appuyé notamment sur le photovoltaïque (~7 GW) et l'éolien (~1 GW), qui présentent les caractéristiques d'une production intermittente et non programmable. Pour autant, la présence importante d'actifs flexibles dans le système électrique suisse (en particulier grâce aux actifs de pompage-turbinage et aux centrales hydroélectriques capacitaires), combinée avec un déploiement probable d'actifs de stockage résidentiel (0,1 à 1 GW selon les scénarios de déploiement à l'horizon 2030), devraient couvrir les besoins de flexibilité. Par ailleurs, la position centrale de la Suisse au cœur de l'Europe lui permet d'avoir une capacité d'interconnexion importante avec les systèmes électriques voisins.

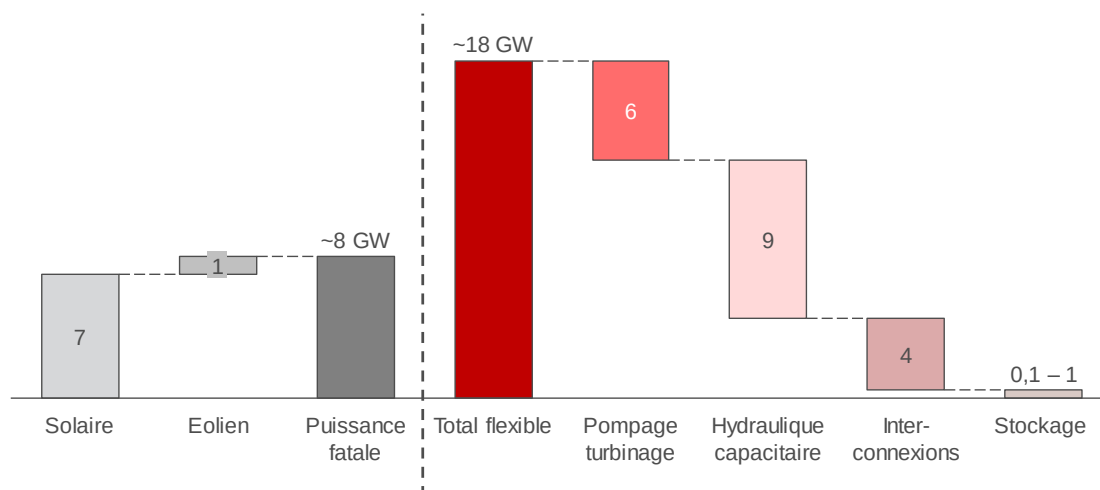


Figure 18 : Analyse des capacités fatales (hors fil de l'eau) et flexibles en Suisse à l'horizon 2035 (GW installés) [10]

**Si cet équilibre permet de tirer un premier résultat en ordre de grandeur, une modélisation fine du système électrique suisse et européen est nécessaire pour estimer le besoin réel de flexibilité à des horizons plus long terme (2050)**

- Cette analyse consisterait à modéliser les équilibres horaires entre production et consommation électriques, à partir de courbes de charge différenciées par filières fatales (photovoltaïque, éolien, nucléaire, fil de l'eau, consommation fatale) et flexibles (hydro accumulation, thermique, consommation interruptible), en intégrant l'impact des flux aux interconnexions.
- Cette première modélisation permettrait d'estimer le besoin de stockage électrique à court (horaire), moyen (hebdomadaire) et long termes (saisonnier). Ce besoin serait ensuite comparé aux scénarios de déploiement du stockage batterie.
- L'analyse en deux temps permettrait d'en déduire le soutien potentiel que le *Power-to-Gas* pourrait apporter au réseau électrique

#### **Conclusion :**

La disponibilité d'actifs flexibles dans le système électrique et le déploiement du stockage résidentiel par batteries sembleraient permettre d'assurer l'équilibre du réseau à horizon 2030 sans recours au *Power-to-Gas*. Une modélisation des équilibres au pas horaire du système électrique serait cependant nécessaire pour confirmer cette hypothèse à un horizon ultérieur.

## **4.5 Confrontation des résultats aux références fédérales et de la branche**

Les estimations réalisées dans ce chapitre peuvent être comparées à plusieurs documents de référence :

- L'OFEN [1] puis l'académie scientifique [2] ont tour à tour estimé le gisement durable d'énergie primaire que représentait la biomasse, respectivement à 22,4 – 34,9 TWh (hors électricité) et à 22,7 TWh. Plus récemment, ce gisement a été estimé par le WSL [3] à 26,9 TWh (hors électricité renouvelable) ;
- Le WSL [3] estime le potentiel durable de production de gaz renouvelable à 5,7 TWh, à partir de biomasse agricole (3,0 TWh) et de déchets renouvelables (2,7 TWh), en tenant compte de contraintes écologiques, économiques et réglementaires. Si la filière de pyrogazéification de la ressource bois-énergie n'est pas exclue dans l'étude, elle n'est pas quantifiée ;
- Le PSI<sup>29</sup> [4], en s'appuyant notamment sur les résultats du WSL, estime à 6,4 TWh le potentiel théorique de production de biométhane à partir des ressources biomasse qui ne sont pas déjà exploitées à d'autres fins. Le PSI estime ce potentiel à 14,9 TWh dans l'hypothèse où les filières alternatives de transformation de la biomasse sont abandonnées au profit de la production de biométhane. Le PSI fait notamment l'hypothèse d'un recours à la pyrogazéification.
- Les perspectives Prognos sur lesquels s'appuie la stratégie énergétique 2050 [10] estiment la contribution du gaz renouvelable à 1,1 TWh sous forme d'énergie finale et 1,4 TWh sous forme d'électricité. En prenant en compte les pertes de transformation, l'objectif de production de gaz renouvelable estimé à partir des perspectives Prognos sur lesquels s'appuie la stratégie énergétique 2050 se chiffre à ~3,0 TWh ;
- L'industrie gazière suisse, au travers de l'ASIG [13], a annoncé son objectif : permettre à « la production indigène et l'importation de gaz renouvelables de conquérir une part de 30% au marché de la chaleur d'ici 2030 ». Cette cible est régulièrement interprétée par la branche [14] estimée à 4,5 TWh, soit 30% du gaz utilisé pour la production de chaleur résidentielle;
- L'ASIG [14] a réalisé sa propre analyse de potentiel d'injection de gaz renouvelable dans le réseau, et estime que 4,5 à 4,7 TWh pourraient être accessibles (dont 0,1 à 0,3 TWh par pyrogazéification). Si nécessaire, l'ASIG envisage recourir à l'importation de gaz renouvelable étranger pour atteindre son objectif – cette alternative soulève cependant la question de la mise en place d'un registre européen de garanties d'origine pour le gaz naturel équivalent à celui pour l'électricité. Or, aucun registre de ce type n'existe aujourd'hui qui ne soit reconnu par la Suisse.

---

<sup>29</sup> Le PSI s'appuie sur des définitions de potentiel différentes de celles retenues dans la présente étude.

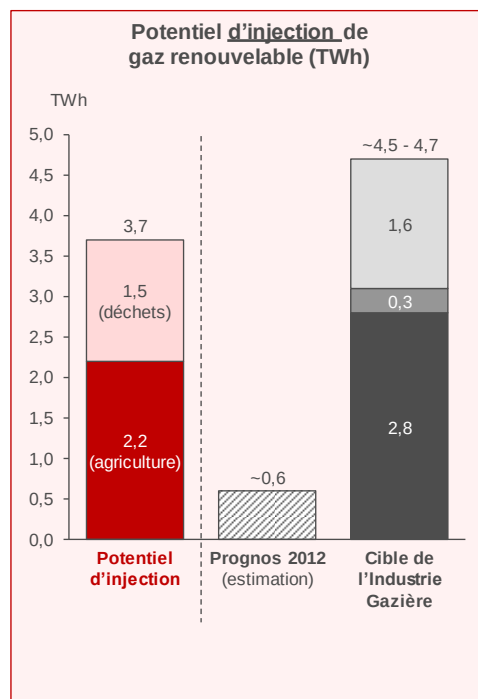
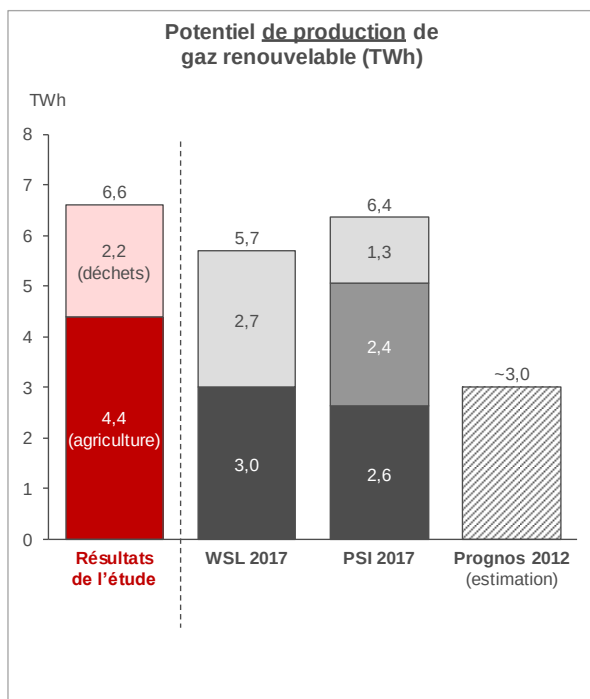
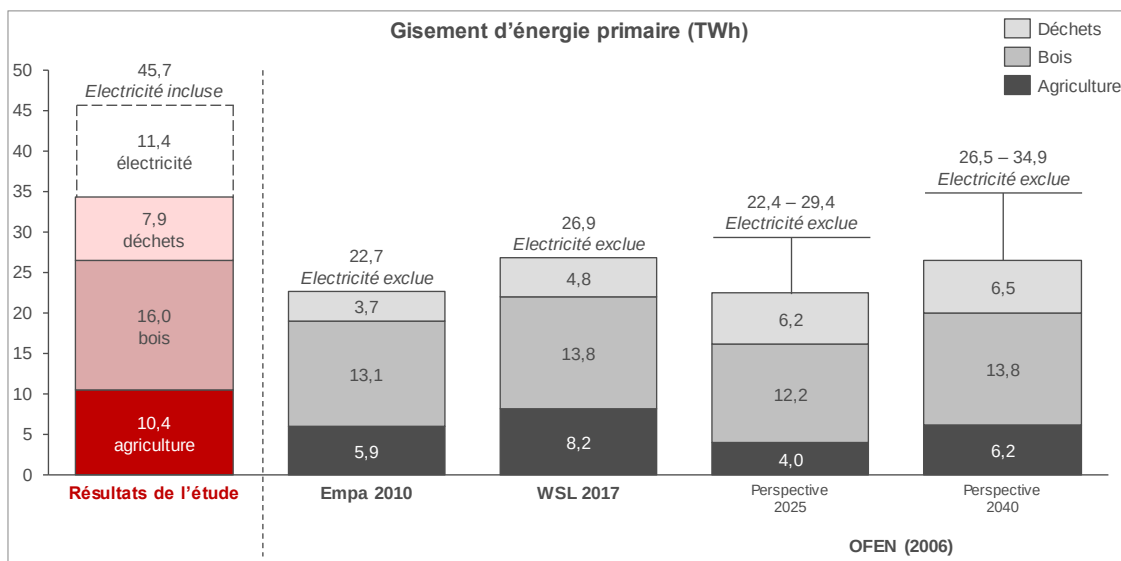


Figure 19 : Comparaison des analyses



## 5 Impact économique de l'atteinte de l'objectif de 30% de gaz renouvelable pour la chaleur en 2030

### Synthèse

L'industrie gazière ambitionne qu'à horizon 2030, 30% du gaz injecté utilisé pour la production de chaleur résidentielle soit d'origine renouvelable<sup>30</sup>, soit 4,5 TWh estimés par l'ASIG [14] à comparer au potentiel d'injection estimé dans la présente étude à 3,7 TWh.

Selon le mix retenu pour atteindre cet objectif, la cible de l'industrie gazière impliquerait un coût de l'ordre 0,1 (exclusivement de l'importation de gaz avec des garanties d'origines) à 0,9 milliard de Francs (exclusivement de la production locale y compris recours aux technologies émergentes) dans les conditions actuelles de marché. En particulier, l'exploitation totale du potentiel estimé coûterait environ un demi-milliard de Francs.

A horizon 2030, l'industrie gazière suisse ambitionne de garantir l'origine renouvelable de 30% du gaz utilisé pour la production de chaleur [13], objectif régulièrement interprété comme 30% du gaz utilisé pour la production de chaleur exclusivement résidentielle [14] : au total, l'ASIG envisage que ~4,5 TWh soient injectés localement ou importés à horizon 2030.

L'objectif de ce chapitre est d'évaluer l'impact de l'atteinte de cette cible, en termes de coût total pour la filière et d'allocation de ces coûts à l'économie suisse, en particulier au travers d'emplois locaux.

Cinq scénarios sont comparés :

- « **0% gaz renouvelable** » (**scénario de référence**) : L'objectif de l'industrie gazière n'est pas atteint, l'origine du gaz consommé pour la production de chaleur n'étant pas garantie ;
- « **Prognos 2012 (estimation)** » : La perspective d'injection de gaz renouvelable sur laquelle s'appuie la stratégie énergétique (estimé à 0,6 TWh – voir chapitre 3) est réalisée, le reste du volume de gaz renouvelable requis pour atteindre l'objectif de l'industrie gazière (3,9 TWh) étant importé sous forme de garanties d'origine ;
- « **Exploitation totale du potentiel** » : La totalité du potentiel d'injection de gaz renouvelable estimé dans cette étude (3,7 TWh) est réalisé, le reste du volume injecté de gaz renouvelable requis pour atteindre l'objectif de l'industrie gazière (0,8 TWh) étant importé sous forme de garanties d'origine ;
- « **Cible ASIG** » : La totalité du potentiel d'injection de gaz renouvelable estimé par l'ASIG (4,5 TWh dont 0,1 TWh par pyrogazéification) est réalisé, aucun import de garanties d'origine européennes n'est alors nécessaire ;
- « **Gaz renouvelable 100% importé** » : L'objectif de l'industrie gazière est atteint exclusivement grâce à l'import de garanties d'origine (4,5 TWh).

<sup>30</sup> L'industrie gazière suisse communique également sur un objectif « d'augmenter considérablement la part des gaz renouvelables dans le réseau, visant les 30%, voire plus à moyen terme », en précisant que « la production indigène et l'importation de gaz renouvelables permettront de conquérir une part de 30% au marché de la chaleur d'ici 2030 » [13].

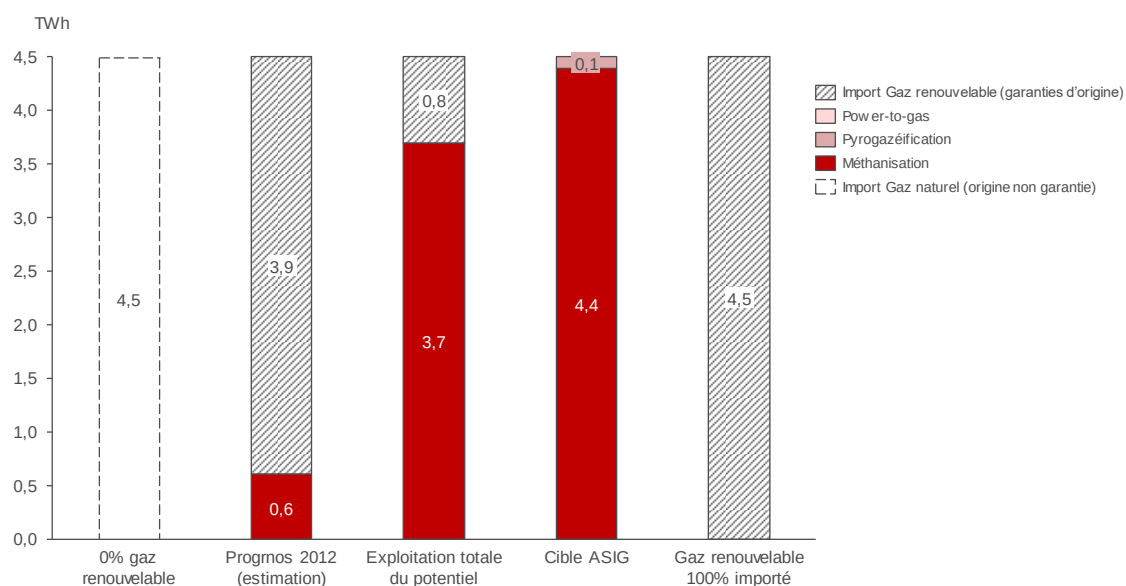


Figure 20 : Origine du gaz valorisé en chaleur selon le scénario considéré (TWh)

Il est à noter que tous les scénarios s'appuyant sur l'importation de garanties d'origine européennes font l'hypothèse d'une avancée réglementaire conséquente d'ici 2030 ayant permis la mise en place d'un registre européen unifié des garanties d'origine, reconnu par la Suisse.

## 5.1 Coût de l'atteinte de l'objectif

L'atteinte de l'objectif de garantir l'origine renouvelable de 30% du gaz injecté pour la production de chaleur résidentielle à horizon 2030 implique un surcoût compris entre 0,1 et 0,9 milliards de francs<sup>31</sup> par an selon le scénario considéré :

- L'atteinte de la cible de l'industrie gazière en suivant les perspectives sous-jacentes de la stratégie énergétique 2050 (max. 0,6 TWh de gaz renouvelable indigène injecté) impliquerait un surcoût de 0,1 à 0,2 milliards de francs par an, principalement alloués au déploiement des unités de méthanisation.
- Le scénario d'exploitation de tout le potentiel théorique estimé dans la présente étude et n'impliquant qu'un recours nul ou marginal aux filières émergentes de valorisation mais s'appuyant sur une part d'import de garanties d'origine, implique un surcoût compris entre 0,3 et 0,7 milliards de francs par an.
- Le scénario « Cible ASIG » s'appuyant sur les filières émergentes (pyrogazéification) pour couvrir une partie de la production et ne pas recourir à l'import implique un surcoût de l'ordre de 0,4 à 0,9 milliards de francs par an.

<sup>31</sup> Le surcoût calculé couvre notamment le coût de déploiement des installations de méthanisation : ce coût serait aussi supporté dans le cas où la filière de méthanisation se déployait pour la production locale d'électricité et de chaleur à travers des couplages chaleur-force.

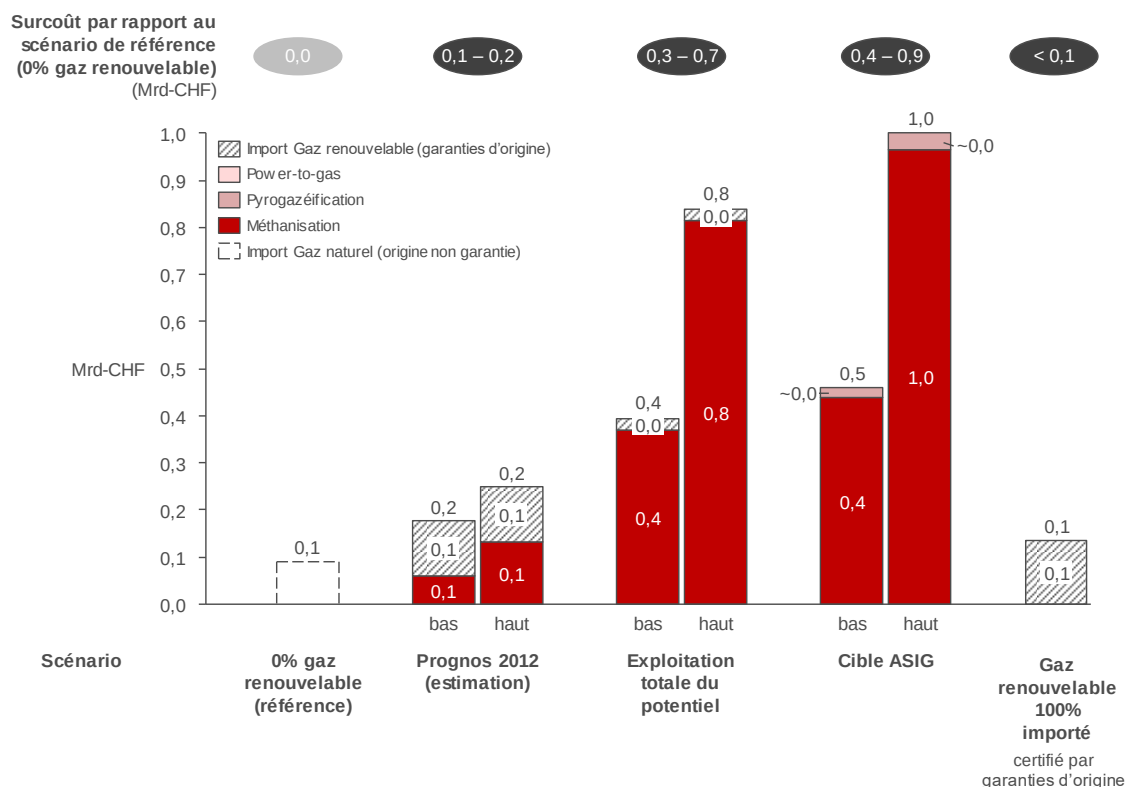


Figure 21 : Coût inhérent à l'atteinte de l'objectif de l'industrie gazière selon le scénario considéré (Mrd-CHF)

#### Méthodologie :

Le coût inhérent à l'atteinte de l'objectif de l'industrie gazière est calculé à partir du volume considéré pour chaque filière, et du coût complet d'injection du gaz renouvelable selon la filière :

- Le coût de production indigène par filière de valorisation est issu des estimations calculées dans cette étude et présentées en partie 6 ;
- Le coût du gaz naturel importé est issu des données de marché. Il n'intègre pas le coût du réseau suisse considéré comme utile quel que soit le gaz utilisé ;
- Le coût des garanties d'origine renouvelable de gaz est estimé à partir des valeurs observées sur le marché de gros (données internes, 2017).

|                                               | Coût de production |
|-----------------------------------------------|--------------------|
| Gaz naturel importé                           | 2 ct/kWh           |
| Gaz renouvelable importé                      | 3 ct/kWh           |
| Méthanisation                                 | 10 – 22 ct/kWh     |
| Pyrogazéification                             | 19 – 31 ct/kWh     |
| Power-to-Gas (non utilisé dans les scénarios) | 24 – 70 ct/kWh     |

Ces résultats s'appuient cependant sur des hypothèses conservatrices des coûts d'import de gaz naturel et de gaz renouvelable, prises dans le contexte gazier de 2018. Une analyse de sensibilité sur ces deux hypothèses a été réalisée.

## 5.2 Impact d'une hausse du prix du gaz naturel

Dans l'analyse de référence, l'hypothèse est faite que le gaz naturel est importé à 2 ct/kWh. Il n'intègre pas les coûts du réseau de gaz suisse. Cette hypothèse s'inscrit dans le contexte de 2018 où le prix du gaz sur les places européennes restent en moyenne en deçà de 20 €/MWh (revue de l'évolution des marchés des énergies fossiles de l'OFEN au troisième trimestre 2017 [9] : prix de référence TTF à 14 €/MWh ; données de marché Calendar +3 sur PEG Nord en juin 2018 : 18 – 18,5 €/MWh et coût d'interconnexion à Oltingue entre PEG Nord et la Suisse à ~1 €/MWh en juin 2018). Compte tenu de l'offre excédentaire des GNL sur les places européennes, le prix du gaz naturel ne devrait pas connaître de reprise majeure à moyen-terme.

Une augmentation notable du prix du gaz naturel importé pourrait cependant justifier, au moins partiellement, une stratégie d'investissement dans des unités de production et d'injection de gaz indigène. Une analyse de sensibilité a par conséquent été conduite en faisant l'hypothèse d'un prix du gaz naturel importé à 5 ct/kWh (vision haute du marché à horizon 2035).

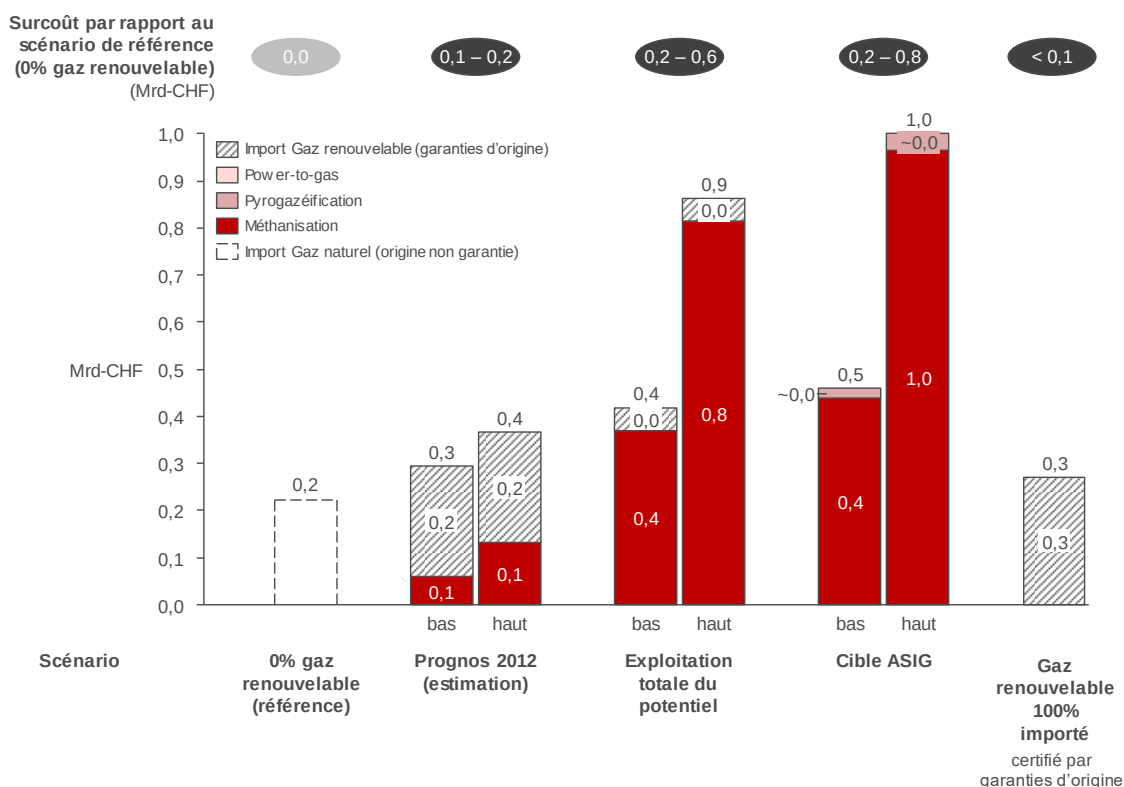


Figure 22 : Coût inhérent à l'atteinte de l'objectif de l'industrie gazière – hypothèse de prix du gaz naturel importé à 5 ct/kWh

Si l'écart entre les scénarios privilégiant l'import de gaz naturel (ou de gaz renouvelable) et les scénarios privilégiant l'injection de gaz renouvelable indigène se réduit légèrement, la production indigène n'atteint toujours pas le seuil de compétitivité (surcoût de 0,1 à 0,6 milliards de francs par an entre le scénario « SE 2050 » et le scénario « Cible ASIG »).

## 5.3 Impact d'une hausse du prix des garanties d'origine importées

Dans l'analyse de référence, l'hypothèse est faite que le gaz renouvelable importé coûte 3 ct/kWh, soit un coût de la garantie d'origine à 1 ct/kWh sur le marché européen. Cette hypothèse s'appuie sur une revue du coût des garanties d'origine ayant cours en 2018.

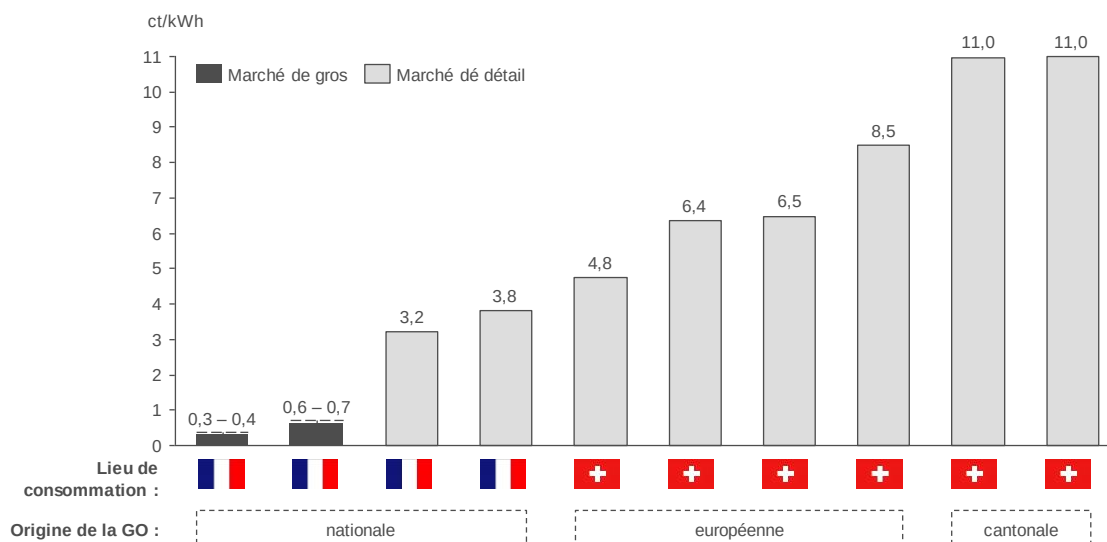


Figure 23 : Coût des garanties d'origine de gaz renouvelable injecté (Sources : communications fournisseurs et base de données interne)

Pour autant, les prix constatés sur le marché de gros ne reflètent le coût réel de production et d'injection du gaz renouvelable. Ceci s'explique principalement du fait que, dans certains pays comme la France, les installations de production de biométhane injecté qui sont subventionnées sont en droit de vendre leurs garanties d'origine sur le marché : le prix de la garantie d'origine ne tient alors pas compte du coût complet de production et d'injection. Par ailleurs, le marché international de gaz renouvelable souffre encore aujourd'hui d'une immaturité forte, avec en particulier l'existence de plusieurs registres européens de garanties d'origine qui ne sont pas mutualisés. Ainsi, le Conseil fédéral estimait en décembre 2015 que « la première condition pour établir un commerce international du biogaz serait l'harmonisation et la reconnaissance mutuelle des garanties d'origine au sein des registres du biogaz » [50] – à l'heure actuelle, les garanties d'origine européennes sur lesquelles s'appuient l'industrie gazière suisse ne sont d'ailleurs par reconnues dans les statistiques fédérales.

Une telle harmonisation au niveau européen, un changement réglementaire dans les principaux pays exportateurs de garanties d'origine – dont la France, ou une hausse notable de la demande européenne, pourraient par conséquent conduire à une augmentation du prix des garanties d'origine importées. L'analyse est conduite avec une hypothèse de prix de la garantie d'origine importée à 10 ct/kWh, reflétant un coût typique de production de biométhane injectée en Europe.

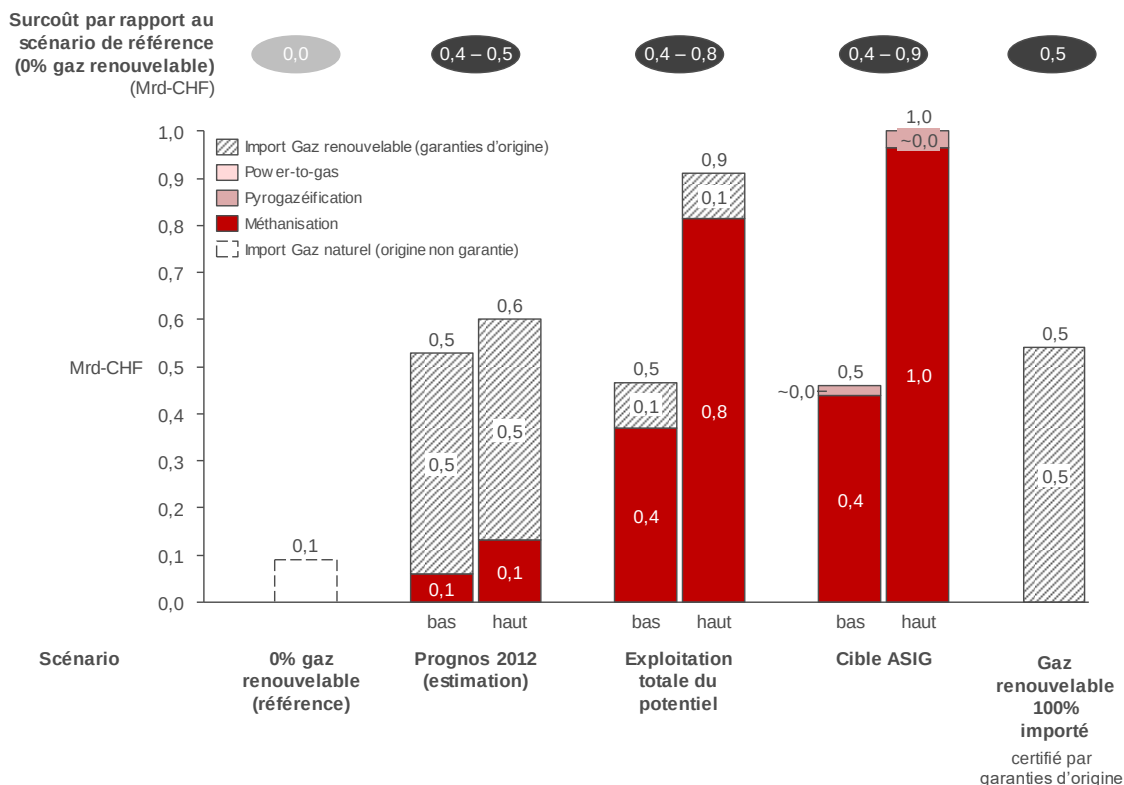


Figure 24 : Coût inhérent à l'atteinte de l'objectif de l'industrie gazière – hypothèse de prix des garanties d'origine importées à 10 ct/kWh

Dans le cas d'une hausse à 10 ct/kWh du prix des garanties d'origine importées, tous les scénarios d'atteinte de l'objectif de l'industrie gazière appuyées sur la filière de méthanisation ou sur l'import sont alors comparables, au moins sous hypothèses basses : la production et l'injection de gaz renouvelable indigène produit par méthanisation peut atteindre le seuil de compétitivité européen. Dans tous ces scénarios, le coût inhérent à l'atteinte des objectifs de l'industrie gazière est de l'ordre du demi-milliard de francs par an (hypothèse basse de coût) au milliard de francs par an (hypothèse haute de coût).

Pour autant, le recours aux filières émergentes de pyrogazéification et de Power-to-Gas reste non compétitif : leur déploiement resterait marginal.

## 6 Analyse technico-économique des filières de production et de valorisation du gaz renouvelable

### 6.1 Revue des technologies de production de gaz renouvelable

#### 6.1.1 Méthanisation

##### Procédé

La méthanisation consiste à transformer tout type de déchets organiques (avec une teneur suffisante en eau) en gaz, avec co-production de digestat valorisable comme compost. Sont principalement valorisés par méthanisation : les biodéchets (urbains et industriels), les boues d'épuration, les récoltes énergétiques (inexistantes en Suisse) et les engrais de ferme notamment issus de déjections animales (fumier, lisier).

Trois étapes sont nécessaires à la production de méthane injectable dans le réseau à partir d'intrants organiques :

- Réception des intrants : Les intrants sont collectés sous halle fermée, équipée d'un filtre et d'un laveur d'air afin d'éviter les nuisances olfactives.
- Digestion anaérobie : Les intrants sont acheminés vers le digesteur, où ils sont brassés et chauffés à ~38°C ou 50°C selon le type de fermentation, pendant une vingtaine de jours, dans un environnement privé d'oxygène. La digestion anaérobie s'appuie sur le processus biologique de dégradation des matières organiques par des micro-organismes microbiens. La dégradation des matières organiques résulte en la production, d'une part, de biogaz composé à ~50-60% de méthane et à ~40% de CO<sub>2</sub>, et d'autre part d'un digestat valorisable en compost.
- Epuration : Si le biogaz obtenu à partir de digestion anaérobie peut être exploité tel quel sur site (par exemple dans une installation de couplage chaleur-force), sa teneur en méthane est insuffisante pour être injecté dans le réseau. Il est par conséquent nécessaire de l'épurer, à savoir éliminer les gaz inertes (principalement le dioxyde de carbone, la vapeur d'eau et le soufre) du biogaz pour augmenter la teneur en méthane à plus de 90% (typiquement 96%). Le méthane épuré est par ailleurs odorisé.

Le digestat issu de la digestion anaérobie est pour sa part valorisé en compost, à travers un processus de compostage consistant principalement à la déshydratation de la matière.

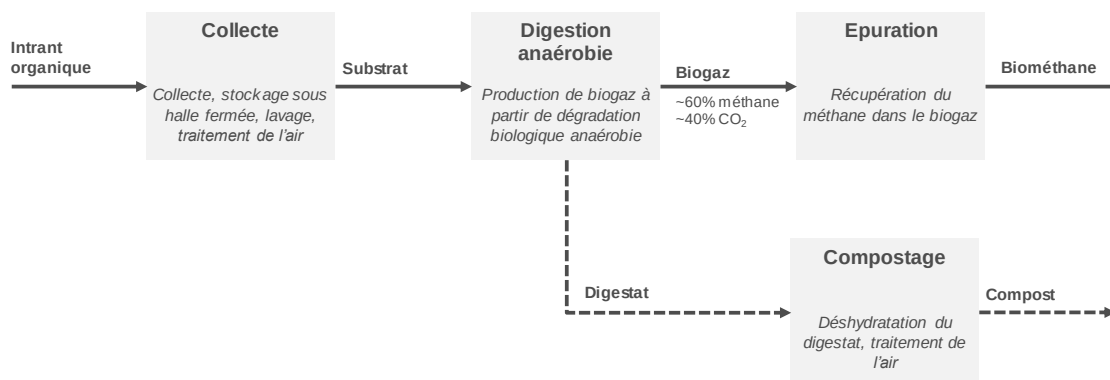


Figure 25 : Processus de méthanisation

### Développement de la technologie

426 installations de méthanisation sont actuellement en exploitation en Suisse et produisent l'essentiel du biogaz indigène.

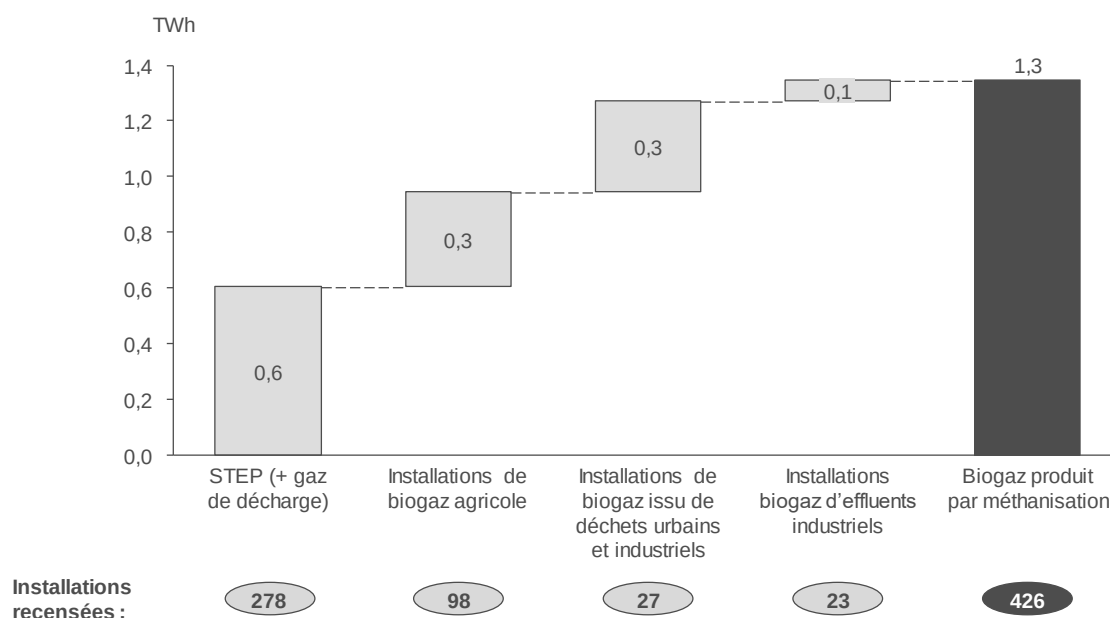


Figure 26 : Répartition de la production de biogaz en Suisse (TWh, 2016) [5]

Malgré l'émergence d'installations de plus en plus petites soutenues par l'OFEN [16], la majorité des méthaniseurs en Suisse et en Europe produit plus de 10 GWh<sub>CH<sub>4</sub></sub>/an, en collectant des déchets de plusieurs origines (déchets agricoles et déchets urbains) [15].

### Efficacité énergétique

Selon l'ADEME [15], les méthaniseurs parviennent à collecter 94% du potentiel méthanogène des intrants (pertes d'épuration et d'injection incluses). Pour autant, le pouvoir méthanogène des intrants ne doit pas être confondu avec leur pouvoir calorifique inférieur (PCI), référence du calcul de leur énergie primaire. L'efficacité énergétique du procédé de méthanisation doit être évalué en prenant à la fois en compte le rendement à 94% des méthaniseurs et la part d'énergie primaire exploitable sous forme de méthane (ratio pouvoir méthanogène / PCI).



|                         | PCI<br>MWh <sub>primaire</sub> /TS | Pouvoir<br>méthanogène<br>MWh <sub>CH4</sub> /TS | Rendement<br>apparent du<br>méthaniseur<br>% | Rendement de<br>méthanisation<br>% CH <sub>4</sub> /PCI |
|-------------------------|------------------------------------|--------------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------------------------|
| Cultures intermédiaires | 4,83 [1]                           | 0,53 [16]                                        | 94% [15]                                     | 10%                                                     |
| Menue paille            |                                    | 1,96 [16]                                        |                                              | 38%                                                     |
| Déjections animales     | 4,19 [1]                           | 1,69 [15]                                        |                                              | 38%                                                     |
| Biodéchets urbains      | 3,89 [1]                           | 1,93 [46]                                        |                                              | 47%                                                     |
| Biodéchets industriels  | 4,19 [1]                           |                                                  |                                              | 43%                                                     |
| Boues d'épuration       | 4,17 [1]                           | 3,74 [44]                                        |                                              | 84%                                                     |

Tableau 1 : PCI, pouvoir méthanogène et rendement de méthanisation d'une sélection d'intrants – sources spécifiées pour chaque valeur

### Coût complet de production du gaz

Le coût de production de biogaz par méthanisation dépend entre autres de la taille des installations :

- Selon les données de Biomasse Suisse [43], le coût actualisé de production de biogaz agricole dans des installations typiques en Suisse varie entre 13 et 20 ct/kWh<sup>32</sup> hors coût d'épuration., pour une production annuelle de biogaz comprise entre ~1 – 4 GWh (valorisée en électricité et en chaleur). Le coût actualisé de l'énergie produite par une installation de mini-biogaz type telle que celle considérée par l'OFEN [16], d'une capacité de production annuelle de 0,7 GWh, est estimé à ~16,5 ct/kWh<sup>33</sup> hors coûts d'épuration. A ces coûts, il convient d'ajouter le coût d'épuration (1 – 3 ct/kWh) pour obtenir un gaz injectable dans le réseau.
- Ce coût est jusqu'à deux fois supérieur à la moyenne des coûts actualisés de l'énergie produite par un échantillon de méthaniseurs agricoles avec installation d'épuration sélectionné par l'ADEME [15], qui sont compris entre ~9 – 12 ct/kWh pour des productions annuelles comprise entre ~10 – 60 GWh. Il convient également de noter que selon l'étude menée par l'OFEN [16], on constate aujourd'hui des coûts d'investissement dans les installations de méthanisation agricole nettement plus élevés en Suisse que dans le reste de l'Europe.

<sup>32</sup> Estimation à partir des données de Biomasse Suisse [43], en considérant (conformément aux informations de l'OFEN [16]) que 10% des coûts annoncés sont liés au couplage chaleur-force

<sup>33</sup> Estimation à partir des données de l'OFEN [16] en considérant que 10% des coûts annoncés sont liés au couplage chaleur-force.

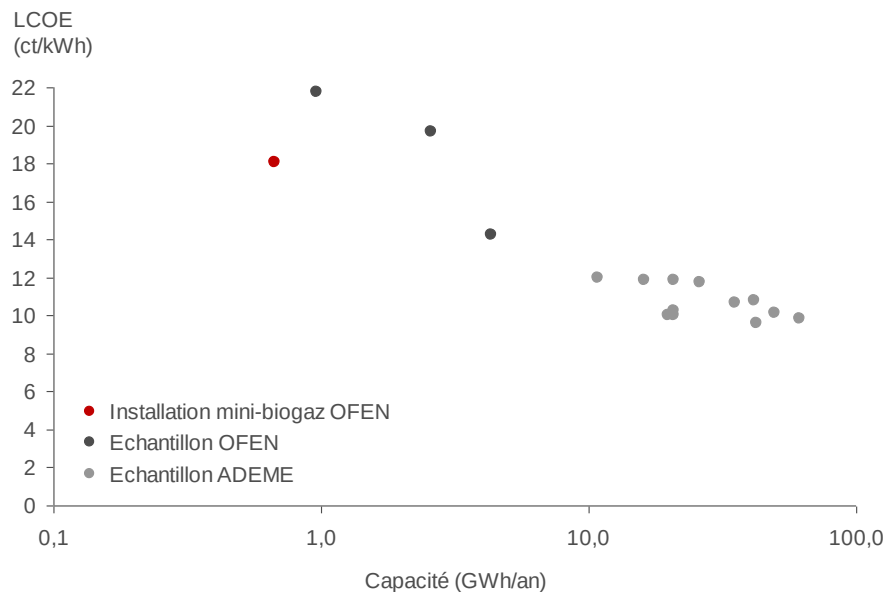


Figure 27 : Comparaison des coûts complets d'une sélection de méthaniseur en Europe et en Suisse [15][16][43]

Selon la statistique suisse des énergies renouvelables [5], ~2% seulement du biogaz agricole est effectivement injecté dans le réseau de gaz suisse en 2016, le reste des installations agricoles privilégiant l'utilisation d'un couplage chaleur-force en sortie de méthaniseur afin de produire de l'électricité et de la chaleur consommées localement : l'ADEME [19] estime en effet que ~70% de la chaleur produite par une installation combinée de méthanisation et CCF est utilisée sur place ou à proximité du site de l'exploitation, dont ~60% pour les activités de séchage (digestat, foin, bois, etc.) et ~10% pour le chauffage des élevages et des habitations environnantes (habitations de l'exploitant et habitations de villages à proximité). L'OFEN [16] estime également que pour une installation de mini-biogaz, l'autoconsommation électrique par l'exploitation agricole est de l'ordre de 15% de la production et l'autoconsommation thermique de l'ordre de 70% de la production. Ainsi, la valorisation sur site du biogaz issu des exploitations agricoles en chaleur et en électricité produites par un CCF est souvent privilégiée notamment puisqu'elle permet de répondre à un besoin énergétique local tout en évitant les coûts d'épuration et d'injection dans le réseau. Un couplage avec un CCF sur le site de production peut permettre par ailleurs d'éviter un renforcement du réseau de distribution électrique, en particulier dans les situations où les processus d'épuration viendraient consommer plus d'électricité que le surplus d'électricité produite par CCF.

### 6.1.2 Pyrogazéification

#### **Procédé**

La pyrogazéification consiste à synthétiser du gaz à partir de bois à travers un procédé thermochimique à haute température. La lignine contenue dans le bois ne pouvant pas être digérée par les micro-organismes actifs lors de la méthanisation, le bois a besoin d'être chauffé à des températures pouvant atteindre 1'000°C dans une atmosphère à faible teneur en oxygène afin d'être gazéifié.

Le syngas obtenu est composé principalement de méthane ( $\text{CH}_4$ ), d'hydrogène ( $\text{H}_2$ ), de monoxyde de carbone ( $\text{CO}$ ) et de dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ). Une étape de méthanation (procédé inverse du reformage) permet la synthèse de méthane à partir des gaz contenus dans le syngas :

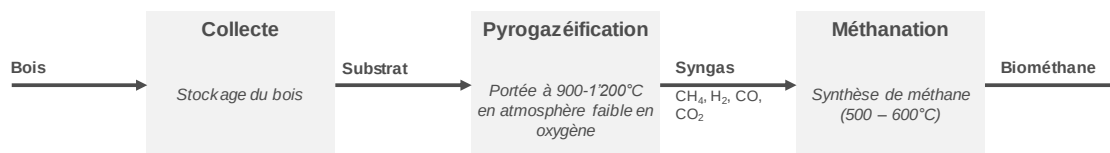
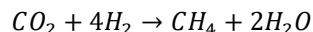
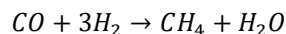


Figure 28 : Procédé de pyrogazéification

### Développement de la technologie

Le procédé de pyrogazéification est encore aux débuts de son développement commercial : la seule installation à taille industrielle, le projet Gobigas à Göteborg (Suède), a cessé d'être exploitée en avril 2018.

### Efficacité énergétique

Le rendement énergétique du procédé de production de gaz à partir de bois affiche un rendement limité à 57% [15], limité principalement par l'étape de méthanation (la gazéification du bois est déjà réalisée avec de bons rendements dans les chaudières commerciales). Dans ses perspectives à horizon 2050, l'ADEME ne considère aucune amélioration du rendement énergétique de la pyrogazéification.

### Coût complet de production de gaz

Le coût de production de méthane à partir de bois par pyrogazéification et méthanation est estimé entre ~20 ct/kWh et ~30 ct/kWh<sup>34</sup> selon l'hypothèse d'investissement (hypothèse de l'ADEME à 3'500 €/kW<sub>PCS</sub> pour la borne inférieure et investissements réels du projet Gobigas à 7'565 €/kW<sub>PCS</sub> [15]).

#### 6.1.3 Power-to-Gas

La filière Power-to-Gas (P2G) consiste en la valorisation d'électricité sous forme de gaz. Le caractère renouvelable du gaz produit dépend de l'origine du courant utilisé. Le Power-to-Gas est souvent considéré comme une solution de stockage d'éventuels excédents de production électrique, en particulier issue des filières renouvelables intermittentes (photovoltaïque, éolien).

### Procédé

La transformation d'électricité en méthane suit deux étapes :

<sup>34</sup> Hypothèse de coût du bois : 5 ct/kWh

- L'électrolyse de l'eau (procédé inverse de la pile à combustible), qui consiste à dissocier les molécules d'eau à l'aide d'un courant électrique pour générer du dihydrogène  $H_2$ .
- La méthanation (même procédé qu'en sortie de pyrogazéification), qui consiste à synthétiser du méthane  $CH_4$  à partir du dihydrogène produit et de monoxyde de carbone ou de dioxyde de carbone.

Bien que le dihydrogène produit par électrolyse de l'eau soit exploitable tel quel, il ne peut être injecté pur dans le réseau que dans des quantités limitées : l'étape de méthanation est aujourd'hui encore indispensable pour atteindre des volumes importants.

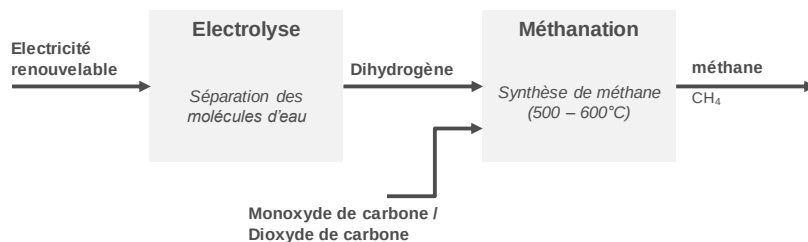


Figure 29 : Procédé Power-to-Gas

### Développement de la technologie

Du fait de coûts élevés, le Power-to-Gas reste peu utilisé à échelle industrielle, mais plutôt sur des projets démonstration de production d'hydrogène d'origine renouvelable. Plusieurs projets pilotes sont ainsi en cours pour la production d'hydrogène dédié à la mobilité (projets en Suisse à la Haute Ecole de Rapperswil, à l'Empa de Dübendorf).

A l'heure actuelle, trois technologies d'électrolyse sont développées : la technologie alcaline, historique, affiche des rendements relativement faibles mais est aujourd'hui la plus mature. La technologie PEM (Proton Exchange Membrane), principalement développée pour les piles à combustibles (en particulier dans l'automobile, du fait de sa capacité à monter en charge rapidement), fait l'objet d'une attention croissante pour l'électrolyse. La technologie SOEC (Solid Oxide Electrolyse Cells), dont les températures de fonctionnement dépassent 600°C, est encore aujourd'hui en développement et affiche notamment une durée de vie limitée.

### Efficacité énergétique

Du fait de deux étapes de transformation, les deux nécessitant potentiellement des températures élevées (en particulier pour l'électrolyse PEM ou SOEC), le rendement énergétique du procédé Power-to-Gas reste limité entre 50 et 70% [15]. Une partie des pertes chaleur peut être valorisée par ailleurs.

### Coût complet de production de gaz

Le coût d'une installation Power-to-Gas complète (électrolyse et méthanation) est très variable selon la technologie envisagée. Nous prenons ici l'hypothèse d'un coût d'investissement total de 3'000 CHF par  $kW_{\text{sortie}}$  – cette hypothèse est alignée avec celles réalisées par l'ADEME [15]. Le coût complet de production du gaz est ensuite particulièrement dépendant de l'usage fait de l'installation :

- Une utilisation continue toute l'année (hypothèse : 7'500 heures par an) de l'installation à partir d'électricité photovoltaïque produite au même endroit que l'électrolyseur (hypothèse : 10 ct/kWh) conduirait à un coût du gaz de l'ordre de 20 – 25 ct/kWh<sup>35</sup> ;
- Une utilisation ponctuelle pour la transformation de la production excédentaire d'énergie intermittente (hypothèse : 500 heures par an, prix nul de l'électricité hors coût d'acheminement éventuel par le réseau électrique) – usage aujourd'hui envisagé par la branche pour son rôle dans l'équilibrage du système électrique, conduirait à un coût du gaz de l'ordre de 80 ct/kWh<sup>36</sup> ou plus selon la technologie sélectionnée.

## 6.2 Comparaison technico-économique des filières de valorisation des ressources en chaleur et en électricité

L'objectif de ce chapitre est de comparer les options de valorisation des principaux gisements d'énergie primaire : le biogaz (issu de la méthanisation des déchets et des engrais de ferme), le bois-énergie et l'électricité renouvelable. La comparaison est réalisée sur deux indicateurs : le prix de revient de l'énergie finale (chaleur) et l'efficacité énergétique le long du processus de valorisation.

### 6.2.1 Recensement des filières envisageables

Un nombre important de filières peuvent permettre la valorisation des gisements d'énergie primaire considérés (biogaz, bois-énergie, électricité renouvelable), en fonction de plusieurs choix ou contraintes potentielles :

- Privilégie-t-on la production de chaleur ou la co-production de chaleur et d'électricité ?
- Existe-t-il des sites de consommation de l'énergie valorisée proche du site de transformation du gisement primaire ?
- Est-il possible de raccorder le site de transformation au réseau de gaz ?
- Privilégie-t-on efficacité énergétique ou rendement économique ?

En amont de la chaîne de valorisation de l'énergie primaire, les options conventionnelles de valorisation sur site en chaleur et/ou en électricité sont comparées aux solutions alternatives de production de gaz (épuration du biogaz, pyrogazéification du bois-énergie, électrolyse puis méthanation pour l'électricité renouvelable).

L'utilisation sur site du gaz est comparée aux options de transport existantes, à savoir son injection dans le réseau et éventuellement (typiquement dans le cas où le site de production du gaz est éloigné du réseau) son portage par camion<sup>37</sup>.

---

<sup>35</sup> Ordre de grandeur cohérent avec les résultats publiés par le canton de Thurgovie [48], donnant un coût du méthane 15 – 29 ct/kWh pour une utilisation de l'installation 5'500 heures par an.

<sup>36</sup> Ordre de grandeur cohérent avec les résultats publiés par le canton de Thurgovie [48], donnant un coût du méthane 50 – 70 ct/kWh pour une utilisation de l'installation 1'500 heures par an.

<sup>37</sup> Le portage par camion, qui nécessite la liquéfaction du méthane auparavant épuré, est aujourd'hui une alternative considérée exclusivement en sortie de méthaniseur agricole. Son application reste aujourd'hui limitée.

A l'aval de la chaîne de valorisation de l'énergie primaire, toutes les options existantes de transformation finale sont considérées : systèmes de chauffage conventionnels (bois ou gaz), installations de pompe à chaleur, couplages chaleur-force (bois ou gaz).

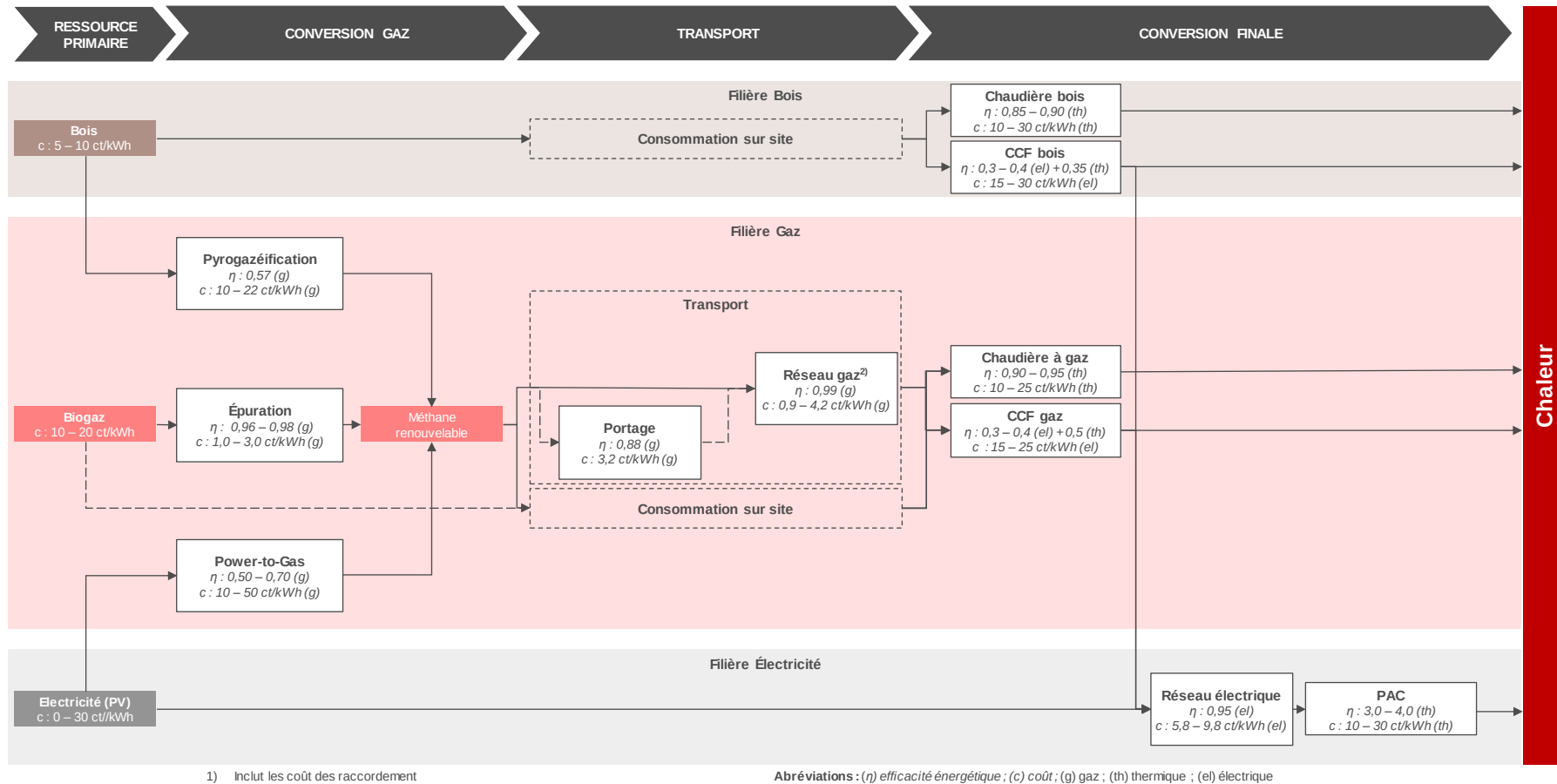


Figure 30 : Recensement des filières de valorisation des gisements primaires et description des hypothèses technico-économiques

### Méthodologie : calcul des coûts complets (coûts cumulés) et de l'efficacité énergétique d'une filière de valorisation

Les hypothèses de coûts et d'efficacité énergétique sont issues d'une revue de la littérature, en particulier des institutions publiques suisses et européennes (principalement OFEN, ADEME, DENA), des constructeurs, et des données utilisées par le SdE du canton de Fribourg pour la construction de l'outil Web de comparaison des coûts moyens de chauffage.

Les hypothèses hautes, respectivement basses, reflètent les cas extrêmes observés. La différence entre fourchettes haute et basse peut être liée notamment à des choix technologiques différents, des tailles d'installations différentes ou un contexte différent (projet neuf / rénovation). Il est possible que des cas réels affichent des coûts proches de la fourchette haute et des efficacités énergétiques proches de la fourchette basse, et inversement. Nous avons fait le choix de décorréler les deux dans la définition des fourchettes haute et basse pour couvrir l'ensemble du spectre des possibles.

Le coût des intrants n'a pas été différencié selon hypothèse haute ou basse afin de limiter le périmètre de comparaison aux seuls choix techniques de valorisation :

- Le coût du biogaz a été fixé à 15 ct/kWh (coût moyen observé pour des installations de méthanisation) ;
- Le coût du bois a été fixé à 5 ct/kWh : selon le type de bois (pellets, plaquettes, bûches) et la qualité de l'intrant, ce coût peut varier entre 3 et 8 ct/kWh ;
- Le coût de l'électricité a été fixé à 10 ct/kWh, représentatif d'une installation photovoltaïque performante et sur le site de valorisation de l'électricité produite (pas d'acheminement par le réseau électrique).

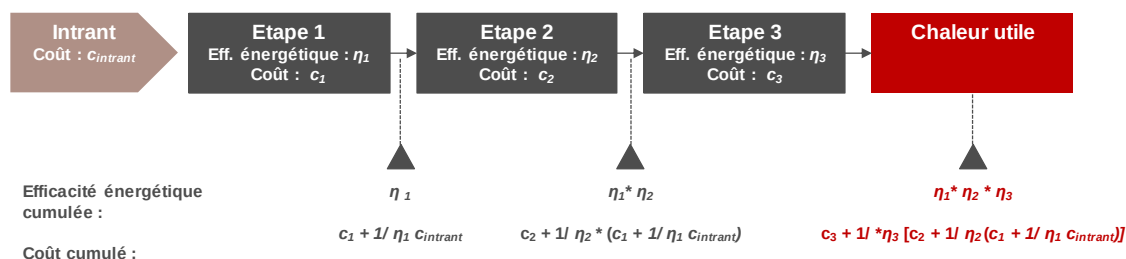


Figure 31 : Schéma de la méthodologie du calcul du coût complet et de l'efficacité énergétique totale des filières de valorisation

## 6.2.2 Valorisation du biogaz

Quatre filières de valorisation du biogaz<sup>38</sup> ont été retenues comme des alternatives raisonnablement envisageables et ont fait l'objet d'une comparaison technico-économique :

- (1) Le biogaz est directement valorisé par combustion dans une chaudière à condensation ;
- (2) Le biogaz est d'abord épuré pour atteindre une teneur en méthane supérieure à 96%. Le biométhane obtenu est injecté dans le réseau de gaz<sup>39</sup> puis valorisé par combustion dans une chaudière à condensation ;
- (3) Le biogaz est directement valorisé par combustion dans une installation de couplage chaleur-force. La part électrique issue du couplage chaleur-force est injectée dans le réseau électrique puis valorisée sous forme de chaleur par pompe à chaleur. Le volume

<sup>38</sup> Au sens de la définition dans le présent document : gaz en sortie directe de méthaniseur, avec une teneur en méthane de l'ordre de 50 – 65%.

<sup>39</sup> Hypothèse haute : avant d'être injecté, le biométhane est liquéfié puis porté par camion-citerne jusqu'au point d'injection au réseau.



cumulé de chaleur issu directement du couplage chaleur-force et issu de la pompe à chaleur est pris comme volume de chaleur finale ;

- (4) Le biogaz est d'abord épuré pour atteindre une teneur en méthane supérieure à 96%. Le biométhane obtenu est injecté dans le réseau de gaz<sup>40</sup> puis valorisé par combustion dans une installation de couplage chaleur-force. La part électrique issue du couplage chaleur-force est injectée dans le réseau électrique puis valorisée sous forme de chaleur par pompe à chaleur. Le volume cumulé de chaleur issu directement du couplage chaleur-force et issu de la pompe à chaleur est pris comme volume de chaleur finale.

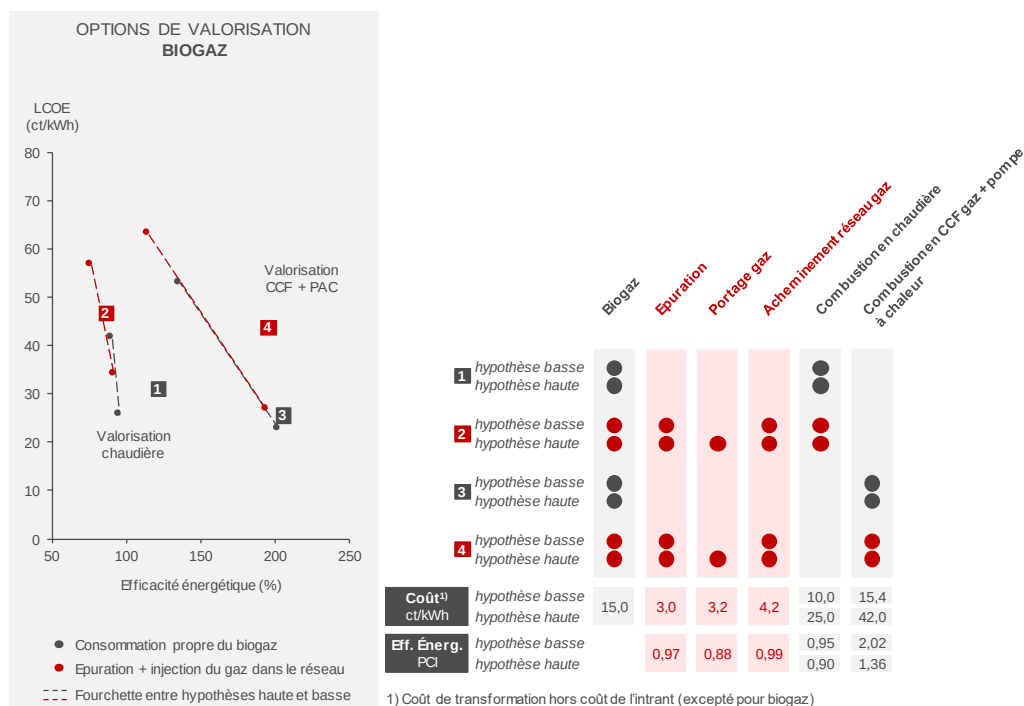


Figure 32 : Comparaison des filières de valorisation du biogaz

Les filières de valorisation ayant recours à une pompe à chaleur bénéficient de son excellente efficacité énergétique et permettent d'atteindre une efficacité supérieure pour des coûts comparables.

Le passage du gaz dans le réseau, s'il lève la contrainte géographique en permettant une consommation de la chaleur finale sur des sites éloignés du lieu de production du gaz, implique une légère perte de rendement et une augmentation du coût complet de la chaleur.

### 6.2.3 Valorisation du bois-énergie

Quatre filières de valorisation du bois-énergie ont été retenues comme des alternatives raisonnablement envisageables et ont fait l'objet d'une comparaison technico-économique :

- (1) Le bois est directement valorisé par combustion dans une chaudière bois de dernière génération ;

<sup>40</sup> Hypothèse haute : avant d'être injecté, le biométhane est liquéfié puis porté par camion-citerne jusqu'au point d'injection au réseau.

- (2) Le bois est directement valorisé par combustion dans un couplage chaleur-force. La part électrique issue du couplage chaleur-force est injectée dans le réseau électrique puis valorisée sous forme de chaleur par pompe à chaleur. Le volume cumulé de chaleur issu directement du couplage chaleur-force et issu de la pompe à chaleur est pris comme volume de chaleur finale ;
- (3) Le bois est transformé en biométhane par pyrogazéification. Le biométhane obtenu est injecté dans le réseau de gaz<sup>41</sup> puis valorisé par combustion dans une chaudière bois de dernière génération ;
- (4) Le bois est transformé en biométhane par pyrogazéification. Le biométhane obtenu est injecté dans le réseau de gaz<sup>42</sup> puis valorisé par combustion dans un couplage chaleur-force. La part électrique issue du couplage chaleur-force est injectée dans le réseau électrique puis valorisée sous forme de chaleur par pompe à chaleur. Le volume cumulé de chaleur issu directement du couplage chaleur-force et issu de la pompe à chaleur est pris comme volume de chaleur finale.

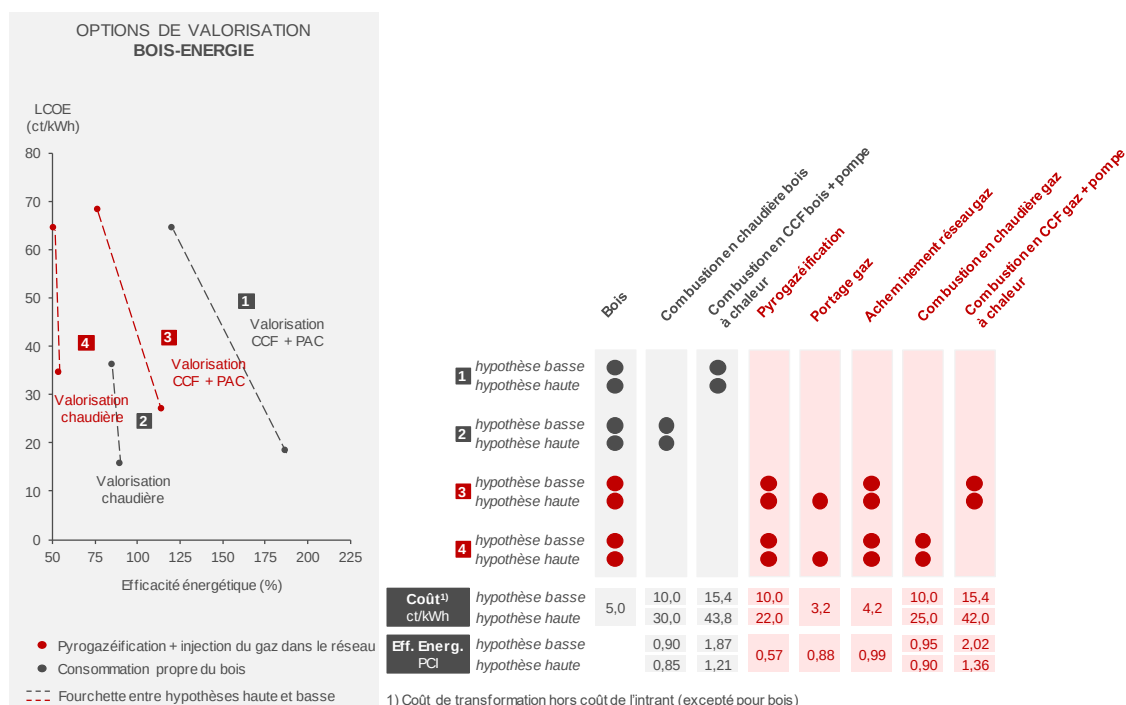


Figure 33 : Comparaison des filières de valorisation du bois-énergie

La filière de valorisation la plus efficace du point de vue énergétique semble être la combustion directe du bois dans un couplage chaleur-force – cette filière peut par ailleurs afficher une performance économique comparable à la filière conventionnelle de combustion dans une chaudière bois.

Les filières intégrant le passage sous forme de gaz injecté impliquent sont subissent les coûts élevés et le rendement énergétique limité de la technologie de pyrogazéification.

<sup>41</sup> Hypothèse haute : avant d'être injecté, le biométhane est liquéfié puis porté par camion-citerne jusqu'au point d'injection au réseau.

<sup>42</sup> Hypothèse haute : avant d'être injecté, le biométhane est liquéfié puis porté par camion-citerne jusqu'au point d'injection au réseau.

## 6.2.4 Electricité renouvelable

Trois filières de valorisation de l'électricité renouvelable ont été retenues comme des alternatives raisonnablement envisageables et ont fait l'objet d'une comparaison technico-économique :

- (1) L'électricité renouvelable est directement valorisée thermiquement par pompe à chaleur ;
- (2) L'électricité renouvelable est transformée en méthane injectable par électrolyse puis méthanation (Power-to-Gas). Le méthane obtenu est injecté dans le réseau de gaz<sup>43</sup> puis valorisé par combustion dans une chaudière bois de dernière génération ;
- (3) L'électricité renouvelable est transformée en méthane injectable par électrolyse puis méthanation (Power-to-Gas). Le méthane obtenu est injecté dans le réseau de gaz<sup>44</sup> puis valorisé par combustion dans un couplage chaleur-force. La part électrique issue du couplage chaleur-force est injectée dans le réseau électrique puis valorisée sous forme de chaleur par pompe à chaleur. Le volume cumulé de chaleur issu directement du couplage chaleur-force et issu de la pompe à chaleur est pris comme volume de chaleur finale.

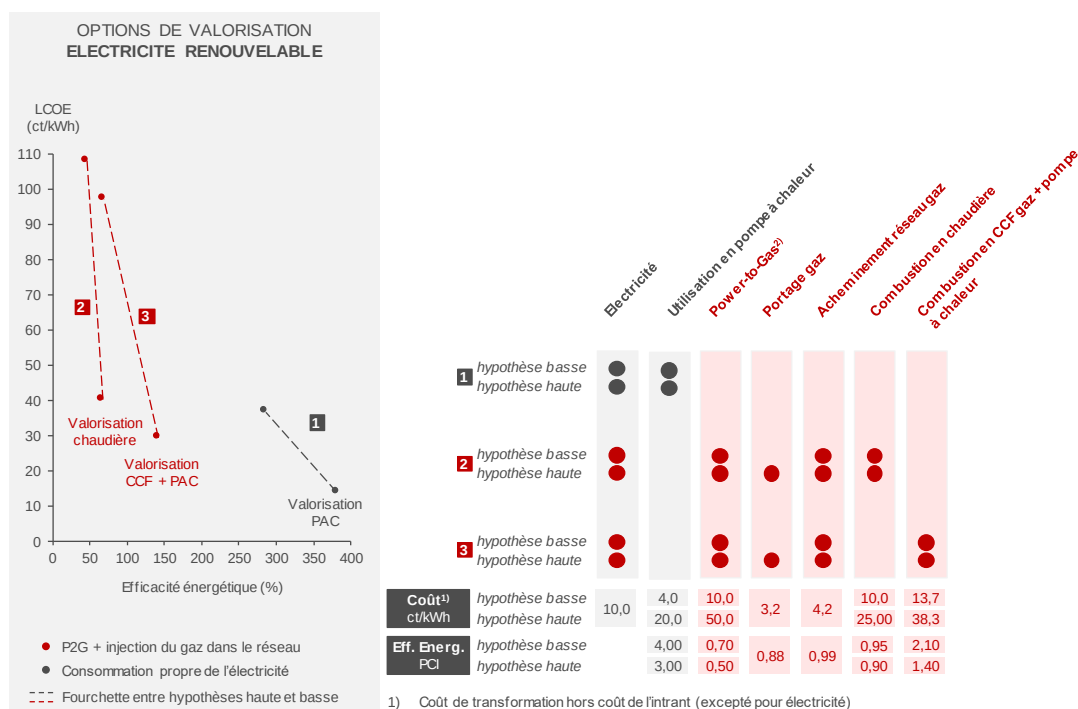


Figure 34 : Comparaison des filières de valorisation de l'électricité renouvelable

La filière de valorisation directe de l'électricité par pompe à chaleur apparaît considérablement plus attractive, avec à la fois une efficacité énergétique très supérieure (3 à 4, contre moins de 1,5 pour les filières ayant recours au P2G) et un coût complet dans tous les cas inférieur aux perspectives des filières P2G.

<sup>43</sup> Hypothèse haute : avant d'être injecté, le biométhane est liquéfié puis porté par camion-citerne jusqu'au point d'injection au réseau.

<sup>44</sup> Hypothèse haute : avant d'être injecté, le biométhane est liquéfié puis porté par camion-citerne jusqu'au point d'injection au réseau.

## 7 Bibliographie

### Estimations de potentiel

- [1] OFEN, « Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz », 2004
- [2] Empa, « Bioenergy in Switzerland: Assessing the domestic sustainable biomass potential », 2010
- [3] SCCER, WSL, « Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung », 2017
- [4] OFEN, PSI, « Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies », 2017

### Statistiques fédérales et de la branche

- [5] OFEN, « Statistique suisse des énergies renouvelables 2016 », 2017
- [6] OFEN, « Statistique globale suisse de l'énergie 2016 », 2017
- [7] OFEN, « Statistique suisse de l'électricité 2016 », 2017
- [8] ASIG, Le gaz naturel / biogaz en suisse, édition 2017 – statistique annuelle de l'ASIG », 2017
- [9] OFEN, « Evolution des marchés des énergies fossiles 3 / 2017 », 2017

### Perspectives énergétiques

- [10] Conseil fédéral, « Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 », 2013
- [11] OFEN (Prognos), « Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 », 2012
- [12] OFEN, « Le rôle du gaz dans la Stratégie énergétique 2050 », 2014
- [13] ASIG, « Papier de position gaz naturel : Le gaz, incontournable pour notre avenir énergétique », 2018
- [14] ASIG (6ème forum bioénergie), « So wird die Schweizer Gasversorgung erneuerbar », 2018
- [15] ADEME, « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? Etude de faisabilité technico-économique », 2018

### Estimation du potentiel dans l'agriculture

- [16] OFEN, « Mini Biogaz : Développement de petites unités de biogaz en agriculture », 2014
- [17] OFS, « 872-1700 Agriculture et alimentation », 2017
- [18] OFEV / OFAG, « Installations de méthanisation dans l'agriculture », 2016
- [19] ADEME, « Chaleur issue de la méthanisation : de réelles opportunités », 2016
- [20] Le Temps, « La Suisse ne parvient plus à nourrir ses vaches », 20 décembre 2013
- [21] DFE, « Le marché suisse du gaz et la rétribution de l'utilisation du réseau », 2011
- [22] OFEN, « Ökobilanz von Energieprodukten: ökologische Bewertung von Biotreibstoffen », 2007

### **Estimation du potentiel de la ressource bois**

[23]OFEN / OFEV / SECO, « Politique de la ressource bois : stratégie, objectifs et plan d'action bois », 2017

[24]OFEV, « Annuaire La forêt et le bois 2017 », 2017

### **Estimation du potentiel des déchets renouvelables**

[25]OFEV, « Organische Verluste aus der Lebensmittelindustrie in der Schweiz », 2016

[26]OFEV, « Déchets 2016 : quantités produites et recyclées », 2016

[27]OFEV, « Installations de compostage et de méthanisation : recensement en Suisse et au Liechtenstein », 2016

[28]OFEV, « Elimination des boues d'épuration en Suisse : recensement 2012 », 2013

[29]OFEV, « Gesamtschweizerische Erhebung über biogene Abfälle aus kommunalen Quellen: Umfrage bei den Gemeinden », 2017

[30]Biomasse Suisse, « Quand les pelures d'oignons donnent plein gaz », 2015

### **Données cantonales sur le territoire romand**

[31]Office des eaux et des déchets du canton de Berne, « Recyclage du phosphore dans le canton de Berne », 2015

[32]SuisseEnergie, « Le biogaz de STEP, une énergie de grande classe », 2006

[33]SdE Fribourg, « Plan sectoriel de l'énergie », 2017

[34]ScanE Genève, « Plan directeur cantonal de l'énergie 2005 – 2009 », 2005

[35]SIG, « Assainissement des eaux usées », 2016

[36]Agridea « Production et Consommation d'énergie en agriculture », 2016

[37]Conseil d'Etat de Neuchâtel, « Conception directrice de l'énergie », 2016

[38]Etat de Vaud, « Plan cantonal de gestion des déchets 2004 – révision 2010 », 2010

[39]Canton de Vaud, « Etat des lieux et perspectives énergétiques des STEP vaudoises », 2018

[40]Service de l'énergie et des forces hydrauliques du canton du Valais, « Efficacité et approvisionnement en énergie – stratégie sectorielle gaz », 2017

### **Estimation de l'impact socio-économique**

[41]RegioSuisse, ARE / OFEN / OFAG, « Regionalökonomische Potenziale und Erfolgsfaktoren für den Aufbau und Betrieb von Energieregionen », 2012

[42]ATEE (Club Biogaz), « L'emploi dans la filière biogaz française de 2005 à 2020 », 2014

[43]Biomasse Suisse, « Production d'énergie à partir de biomasse : principes et conditions-cadres », 2016

### **Références complémentaires**

[44]SIAAP (Revue de l'Eau, l'Industrie, les Nuisances), « Le pouvoir méthanogène des boues urbaines – Cartographie des boues de STEP et réduction du temps de mesure par un couplage 'expérimentation en réacteur / modélisation' », 2016

- [45]SVT NYHETER, « Investerade nästan två miljarder i Gobigas – nu läggs projektet ner », 3 avril 2018
- [46]CAIRN, « Les collectivités : une source de déchets organiques et une voie de valorisation de la chaleur pour la méthanisation agricole ? », 2013
- [47]Valbiom, « Biométhanisation : Utilisation du digestat comme fertilisant », 2009
- [48]Departement für Inneres und Volkswirtschaft, Energie (canton de Thurgovie), « Speicherung von Stom aus eneuerbaren Energien im Kanton Thurgau », 2018
- [49]GRDF, « Réduction des coûts de raccordement au réseau de gaz naturel : une décision majeure pour le développement de la filière biométhane », 2017
- [50]Conseil fédéral, « Marché international du biogaz utilisé comme combustible : Rapport en exécution du postulat 13.3004 de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et d l'énergie du Conseil national (CEATE-N) du 8 janvier 2013 », 2015
- [51]GRTgaz, Swissgaz,Gaznat, « Marketing of a backhaul capacity at Jura Interconnection point for Winter 2016 – 2017», 2016
- [52]ASIG, « Verzeichnis der mit Erdgas versogten Gemeinden in der Schweiz », 2011





LAUSANNE — PARIS — BRUXELLES — MUNICH — SAN FRANCISCO

TUNIS — CHENNAI — HONG KONG

**Suisse — Gaz renouvelable :**

**Potentiel d'injection de gaz renouvelable dans le  
réseau suisse à horizon 2030**

Etude réalisée pour la Conférence Romande des  
Délégués à l'Energie (CRDE) - Traduction en  
allemand réalisée pour

l'Energiefachstellenkonferenz (EnFK)

Juin 2018

Copyright © E-CUBE Strategy Consultants SA

[www.e-cube.com](http://www.e-cube.com)