



Votre contact :

Mathieu LALANNE

Tél : 06 37 49 71 44

Mail : [mathieu.lalanne@agrobiomasse.fr](mailto:mathieu.lalanne@agrobiomasse.fr)

Réf. : PR n°1910-0018

## Etat de l'art de valorisations de la biomasse en énergie



*Le projet ORHI (EFA142/16) est cofinancé à hauteur de 65% par le Fonds Européen de Développement Régional (FEDER), dans le cadre du*

*Programme Interreg V-A Espagne-France-Andorre (POCTEFA 2014-2020).*

Contact client :

ESTIA - M. Iban LIZARRALDE [i.lizarralde@estia.fr](mailto:i.lizarralde@estia.fr)

ESTIA - M. Aline DUPOUY [a.dupouy@estia.fr](mailto:a.dupouy@estia.fr)

Agrobiomasse

18 camí de lacabanne – 64410 Lonçon

Société par actions simplifiée unipersonnelle (SASU) - Capital de 5 000 €

SIRET: 844 607 457 00018 - NAF-APE: 7112B - RCS/RM: Pau - Num. TVA: FR23844607457



## Table des matières

<b>Définition de biomasses .....</b>	<b>7</b>
<b>Préambule sur la biomasse .....</b>	<b>8</b>
<b>Energies renouvelables et biomasses.....</b>	<b>10</b>
<b>Les technologies matures .....</b>	<b>12</b>
<b>Combustion (poêles et chaudières) .....</b>	<b>12</b>
<b>Combustion (production combinée de chaleur et d'électricité) .....</b>	<b>16</b>
<b>Biocarburants - 1ère génération.....</b>	<b>20</b>
La fermentation d'éthanol.....	22
Transestérification en biodiesel.....	24
Hydrotraitement au HVO .....	28
<b>Méthanisation.....</b>	<b>30</b>
Principe.....	30
Développement de la méthanisation en France.....	32
Fonctionnement.....	32
Méthanisation en voie liquide ou infiniment mélangée.....	33
Méthanisation en voie sèche continue .....	34
Méthanisation en voie sèche discontinue.....	34
Valorisation du biogaz produit .....	35
Chiffres et références .....	38
CAPEX.....	38
OPEX.....	39
Recettes.....	39
Constructeurs .....	39
Petite méthanisation dans le 64 .....	40
Gisement CO <sub>2</sub> associé à la méthanisation .....	43
<b>Les technologies en développement.....</b>	<b>44</b>
<b>Prétraitement de la biomasse pour faciliter la conversion en bioénergie ou biocarburants.....</b>	<b>45</b>
Traitements physiques .....	45
Broyage .....	45
Torréfaction.....	45
Densification énergétique .....	48
Pelletisation .....	48
Traitements Physico-chimiques.....	49
Explosion de vapeur .....	49
Utilisation de liquides ioniques (IL).....	50
Procédé Plantrose (hydrolyse supercritique) .....	50
Délignification abrupte à basse température (LTSD) .....	50
Co-solvant amélioré fractionnement lignocellulosique CELF .....	50
Eau chaude liquide (LHW).....	50
Ozonolyse.....	51



Traitements chimiques .....	51
Hydrolyse acide .....	51
Hydrolyse alcaline .....	51
Processus Organosolv .....	51
<b>Traitements thermochimiques de la biomasse.....</b>	<b>52</b>
Production de bio-oils (ou bio-huiles) .....	53
Liquéfaction hydrothermale .....	56
Pyrolyse .....	58
Gazéification .....	63
Gazéification de biomasses solides (ou bien souvent Pyrogazéification) .....	63
Gazéification hydrothermale .....	74
Valorisation du syngaz .....	77
Avenir de la filière gazéification .....	81
Biocarburants - 2ème génération .....	82
Gisement mobilisable .....	83
Avenir de la filière biocarburants 2G en France .....	83
L'éthanol d'origine lignocellulosique .....	85
Les biogazoles de synthèse .....	89
Biocarburants - 3ème génération .....	92
Stockage d'énergie .....	95
Power 2 gas ou Méthanation .....	96
<b>Références .....</b>	<b>106</b>



## Tables des illustrations - Figures

Figure 1 : constitution d'une biomasse	8
Figure 2 : Compositions de biomasses (méthode Van Soest)	9
Figure 3 : Différentes voies de valorisation de la biomasse pour la production de biocarburants liquides et gazeux, source ETIP bioenergy	10
Figure 4 : Schéma simplifié des filières potentiellement concernées par le Power 2 Gas	11
Figure 5 : exemple de chaudière à buches automatique	14
Figure 6 : Chaudière à granulés équipé d'un réservoir pour alimentation automatique	14
Figure 7 : Chaudière à plaquettes avec réservoir de plaquettes attenant	15
Figure 8 : Dispositif de préparation de balles de pailles pour alimenter une chaudière automatique	15
Figure 19 : exemple du légendaire gazogène automobile qui circulaient en Europe	16
Figure 20 : Cogénérateur Jenbacher	17
Figure 21 : Module ORC	17
Figure 22 : Micro système PCCE Wiesmann	18
Figure 23 : turbine à air chaud surmontée sa chaudière	18
Figure 24 : Principales files de cogénération à partir de biomasses	19
Figure 25 : Filières françaises de biocarburants de 1ère génération	20
Figure 26 : process de production d'éthanol	22
Figure 27 : Unité de production de bioéthanol sur le bassin de Lacq (source : Lacq +)	23
Figure 28 : Presse à vis, cage ouverte	24
Figure 29 : Filtre vertical (coupe) à grilles	24
Figure 30 : Processus de raffinage d'huiles végétales	25
Figure 31 : Huilerie du groupe AVRIL à BASSENS (Trituration SAIPOL + embouteillage LESIEUR + estérification SAIPOL - EMHV)	26
Figure 32 : Schéma de processus simplifié pour les deux étapes de l'hydrotraitement	28
Figure 33 : Équation de réaction du processus d'hydrotraitement	29
Figure 34 : Principe de la digestion anaérobie	30
Figure 35 : Schéma de principe de la méthanisation	30
Figure 36 : Régimes de digestion anaérobie	31
Figure 37 : Effets de la digestion anaérobie sur le carbone (MO)	31
Figure 38 : Effets de la digestion anaérobie sur le cycle de l'azote	31
Figure 39 : Typologie des projets de méthanisation – source : SOLAGRO	32
Figure 40 : Choix du procédé de méthanisation employé – source : APESA	33
Figure 41 : Types de digesteurs employés en Infiniment mélangé	33
Figure 42 : Schéma de principe d'un digesteur piston	34
Figure 43 : Schéma de principe de la voie sèche discontinue en garages -source : Naskeo Méthajade	34
Figure 44 : Valorisations possibles pour le biogaz issu de méthanisation	35
Figure 45 : Principe de l'épuration membranaire	36
Figure 46 : Principe de l'épuration par PSA	36
Figure 47 : Principe de l'épuration par lavage à l'eau	37
Figure 48 : Principe de l'épuration par lavage aux amines	37
Figure 49 : Principe de l'épuration cryogénique	38
Figure 50 : Solution en citernes souples ARCBIOGAZ	40
Figure 51 : Méthanisation en silo doublé d'un liner – VALOGREEN	41
Figure 52 : Solution de traitement de lisiers BIOELECTRIC	41
Figure 53 : Voie sèche discontinue en garages – NASKEO METHAJADE (>100 kWe)	42
Figure 54 : Voie sèche discontinue avec immersion – SUD OUEST BIOGAZ	42
Figure 55 : Méthaniseur voie sèche continue modulaire taille S (30-150 kWe) - BIOGASTIGER	42
Figure 56 : Intégration de la filière méthanisation au sein des nouvelles filières gaz vert 2G	43
Figure 57 : Schéma d'utilisations simplifié de la biomasse simplifié (source : SOLAGRO)	44
Figure 58 : Broyeurs automoteurs	45
Figure 59 : Schéma de principe du réacteur TORSPYD de LMK Energy (anciennement Thermya / AREVA)	46
Figure 60 : 1ère unité commerciale en France (process THERMYA, finalisé avec/par AREVA)	46
Figure 61 : Procédé de torréfaction BIOGREEN (filiale d'ETIA GROUP)	47
Figure 62 : Modèle 3D de l'unité proposée par REVTECH	47



Figure 63 : Evolution du marché des granulés de bois	49
Figure 64 : Implantations d'unités de pyrolyse dans le monde (source : IEA Bioenergy)	53
Figure 65 : Principes de production de Bio-huiles (Source : IEABioenergy)	54
Figure 66 : Huile de liquéfaction hydrothermale, ou bio-brut	56
Figure 67 : Unité de LICELLA - Somersby en Australie	57
Figure 68 : Schéma de process ENSYN	59
Figure 69 : Installation de production d'Empyro [Pyrolyse] à Hengelo (Pays Bas)	60
Figure 70 : Présentation graphique du positionnement intrants admissibles / valorisation de fournisseurs de la filière - source REGATECH, Présentation d'ENGIE (Olivier Guerrini)	65
Figure 71 : Répartition des unités de gazéification (hors cogé) - source : <a href="https://demoplants.bioenergy2020.eu/">https://demoplants.bioenergy2020.eu/</a>	66
Figure 72 : Installation XYLOWATT	68
Figure 73 : Procédé mis en œuvre par le projet GAYA (ENGIE)	69
Figure 74 : Illustration du tableau précédents avec courbe de tendance	73
Figure 75 : Schéma de principe (source : SCW Systems)	74
Figure 76 : Pilotes de gaéification thermique en Europe (source : Etude GRT)	76
Figure 77 : Technologies de conversion du syngaz	77
Figure 78 : Principe proposé par WINDDIESEL (Projet GOBIGAS – Suède)	78
Figure 79 : Principe envisagé sur le projet WOOD-HY dans les Landes (CCLA - ENGIE)	79
Figure 80 : Procédé WOODROLL développé par CORTUS Energy avec l'Institut de Technologie de Karlsruhe	80
Figure 81 : Développement prévisionnel de la production de gaz de synthèse	81
Figure 82 : Schéma de principe de la production de biocarburants de 2 <sup>de</sup> génération	82
Figure 83 : Schéma de principe de la production d'éthanol 2G	85
Figure 84 : Schéma de principe du procédé expérimental PROCETHOL	86
Figure 85 : Projet de fermentation de biomasses identifiés par le centre de compétences Allemand BEST	86
Figure 86 : Bilan énergétique annoncé par CLARIANT	88
Figure 87 : Implantation d'une unité CLARIANT Sunliquid	88
Figure 88 : Principe de l'hydrotraitement	89
Figure 89 : Unités d'hydrotraitement dans le monde	90
Figure 90 : Principe retenu pour le projet pilote BioTfuel	91
Figure 91 : Raceway (ouvert) et réacteurs (fermé) pilotes de production d'algues	92
Figure 92 : station Ifremer de Palavas-les-Flots – Fourniture COLDEP (69)	92
Figure 93 : Projet Vasco 2 (valorisation du CO <sub>2</sub> , émis par les entreprises industrielles du site de Fos-sur-Mer par culture de microalgues marines)	93
Figure 94 : Illustration de phycocyanine de spiruline	94
Figure 95 : Comparaison des technologies de stockage d'électricité (Specht et al. 2009)	95
Figure 96 : Exemples de filières amont/aval concernées par le power 2 gas	95
Figure 97 : Schéma de principe de la méthanation couplée à un électrolyseur	96
Figure 98 : Exemple d'unité de méthanation couplée à un électrolyseur de 6MW (AUDI)	96
Figure 99 : Courbes de concentration en CH <sub>4</sub> , CO <sub>2</sub> et O <sub>2</sub> sur le méthaneur AUDI	97
Figure 100 : Technologies disponibles pour la méthanation de CO - Source : Camel MAKHLOUFI - CRIGEN	98
Figure 101 : Exemple de réacteurs en cours de développement - Source : Camel MAKHLOUFI – CRIGEN	98
Figure 102 : Exemple d'unité de méthanation biologique (Electroarchae)	99
Figure 103 : Projets de méthanation biologique en Europe	100
Figure 104 : Exemple d'insertion d'un réacteur biologique intermittent sur un méthaniseur – source : LEAF	100
Figure 95 : Exemple 2 d'insertion d'un réacteur biologique intermittent sur un méthaniseur – source : LEAF	101
Figure 105 : Techniques d'électrolyse - source REGATECH - G05_Camel_Makhloufi	102
Figure 106 : Fournisseurs de solutions d'électrolyse	103
Figure 107 : Sankey diagram of the PtG process Efficiency	105
Figure 108 : Coût d'approvisionnement du Power 2 Gas (extrait étude 100% gaz vert)	105

## Tables des illustrations - Tableaux

Tableau 5 : Comparaison de produits boisés, brut et densifié, avec un Biocoal densifié	48
Tableau 6 : Rendements de produits typiques (à base de bois sec) obtenus par différents modes de pyrolyse du bois	58

Tableau 7 : Résumé des technologies de pyrolyse (Source IEAbioenergy)	61
Tableau 8 : Exemples d'unités de Pyrolyse (source : ETIP)	62
Tableau 9 : Principales réactions survenant lors de la gazéification	64
Tableau 10 : Nombre et degrés de développement de procédés de gazéification, par technologie	65
Tableau 11 : Liste des unités de gazéification (hors cogé) – source : <a href="https://demoplants.bioenergy2020.eu/">https://demoplants.bioenergy2020.eu/</a>	66
Tableau 12 : Liste des projets de gazéification pour lesquels des données chiffrées sont disponibles – Source : SOLAGRO	72
Tableau 13 : Seuils limites d'impuretés contenues dans les syngaz	77
Tableau 14 : Liste de projets en montage ou en fonctionnement (source : IFPEN)	83
Tableau 15 : liste des principaux projets pilotes recensés en France en 2014 (source : IFPEN)	87
Tableau 16 : Scénarios de production d'algues présentés dans l'étude 100% gaz vert	94
Tableau 17 : Réactions de méthanation avec le CO et le CO <sub>2</sub>	97
Tableau 18 : Quantité de CO <sub>2</sub> disponible pour le power-to-gas, à l'échelle nationale	104



## Définition de biomasses

Définition du Larousse :

- Masse totale de l'ensemble des êtres vivants occupant, à un moment donné, un biotope bien défini. (Ainsi conçue, la biomasse d'une forêt comprend aussi bien les arbres, leurs oiseaux et leurs insectes que le sous-bois ou la faune microscopique du sol ; le climax d'un lieu est en général la biocénose ayant la plus forte biomasse possible.)
- Masse vivante, considérée du point de vue de l'énergie que l'on peut en obtenir par combustion ou fermentation (gaz de broussaille, gaz de fumier, feu de bois).

La notion de biomasse englobe les matières organiques animales, végétales et humaines mais aussi les résidus organiques générés par les activités (effluents d'élevages, ordures ménagères, boues de STEP,...).

Sont donc considérés par biomasse, dans nos travaux qui suivent, les gisements suivants :

- Agricoles :
  - Effluents d'élevages,
  - Résidus de cultures,
  - Cultures énergétiques,
  - Résidus d'IAA.
- Bois et forêts :
  - Bois énergies,
  - Connexes de sciage et d'industries.
- Déchets :
  - OMR et FFOM des ménages.

Rappelons au passage qu'au niveau sémantique, un biocarburant, comme un biogaz, est issu de la biomasse.



## Préambule sur la biomasse

Il semble utile de regarder tout d'abord la constitution d'une biomasse.

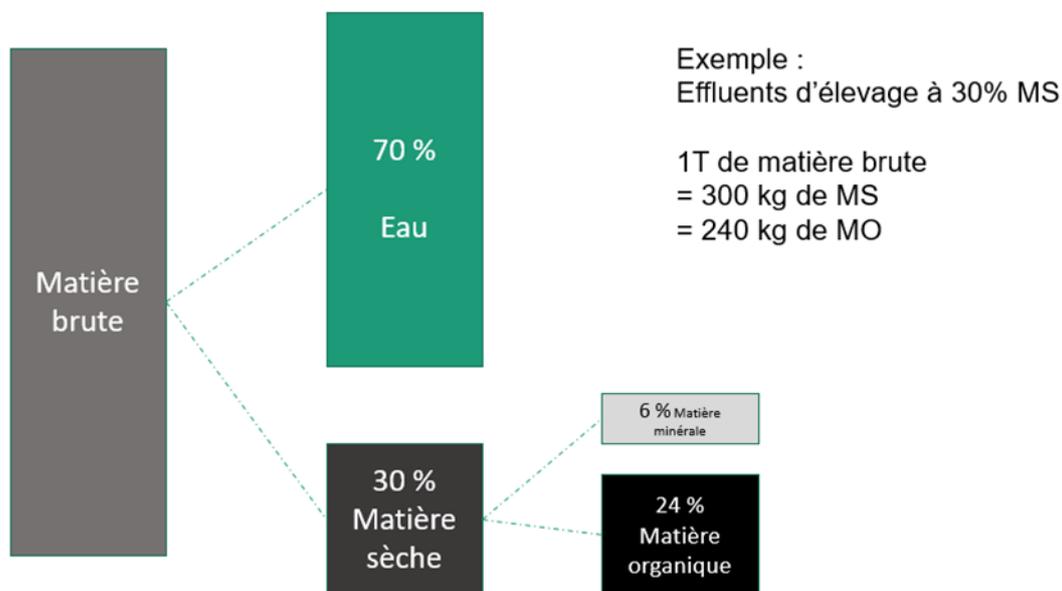


Figure 1 : constitution d'une biomasse

La matière est principalement constituée d'eau, de matières organiques et de matières minérales. Ces deux dernières constituent la matière sèche.

La matière organique est essentiellement constituée de Carbone, Hydrogène, Oxygène, Azote.

Les minéraux sont généralement présents dans des proportions bien inférieures. Les plus chargés et plus connus sont : l'azote, le phosphore et la potasse. Viennent ensuite calcium, magnésium, soufre, sodium,...

Les matières organiques sont constituées par 3 types de macromolécules :

- La cellulose, dont l'unité de base est le glucose ( $C_6H_{10}O_5$ ), est structurée en microfibrilles encadrées par une matrice d'hémicellulose et de lignine. Les groupes  $-CH_2OH$  et  $-OH$  forment des liaisons hydrogènes permettant ainsi au polymère de se structurer (tel un cristal) : les fibres de cellulose sont donc mécaniquement très résistantes et insolubles dans la plupart des solvants classiques et dans l'eau. Elle peut aussi former des liaisons hydrogène avec l'eau, sans pour autant être soluble, elle est très hygroscopique.
- L'hémicellulose, est constituée de monomères à courtes chaînes de pentoses et d'hexoses, assemblés de façon hétérogène. Il n'y a pas de liaisons chimiques avec la cellulose mais des liaisons hydrogène et des liaisons électrostatiques faibles de type van der Waals.
- La lignine qui assure la rigidité des matières. C'est un mélange de polymères de structure phénylpropane liés par des liaisons éthers.



Biomasse lignocellulosique	Nombre de valeurs*	Cellulose (kg·100 kg <sup>-1</sup> MS)	Hémicelluloses (kg·100 kg <sup>-1</sup> MS)	Lignine (kg·100 kg <sup>-1</sup> MS)
Bagasse de canne à sucre ( <i>Saccharum officinarum</i> L.) (1)	10	40,1 ± 6,7	26,3 ± 6,3	17,9 ± 6,8
Fétuque ( <i>Festuca arundinacea</i> Schreb.) (2)	5	33,3 ± 2,7	30,4 ± 1,8	6,5 ± 2,2
Maïs fibre ( <i>Zea mays</i> L.) (3)	6	38,0 ± 3,8	27,4 ± 1,2	7,3 ± 1,6
Miscanthus ( <i>Miscanthus</i> sp.) (4)	4	44,0 ± 4,8	25,4 ± 2,2	20,4 ± 4,8
Paille d'avoine ( <i>Avena sativa</i> L.) (5)	5	35,5 ± 4,6	24,3 ± 6,5	13,7 ± 4,0
Paille de blé ( <i>Triticum aestivum</i> L.) (6)	27	36,6 ± 5,7	29,8 ± 7,7	16,9 ± 4,7
Paille de maïs grain ( <i>Zea mays</i> L.) (7)	12	37,3 ± 5,1	25,4 ± 4,3	15,8 ± 3,6
Paille d'orge ( <i>Hordeum vulgare</i> L.) (8)	17	40,4 ± 7,8	25,6 ± 5,1	12,7 ± 3,6
Paille de riz ( <i>Oryza sativa</i> L.) (9)	32	35,3 ± 4,5	26,7 ± 4,9	9,8 ± 5,5
Paille de seigle ( <i>Secale cereale</i> L.) (10)	3	37,0 ± 3,0	28,9 ± 1,0	12,7 ± 9,6
Panic érigé ( <i>Panicum virgatum</i> L.) (11)	36	38,3 ± 3,8	31,2 ± 2,9	8,4 ± 3,9
Ray-grass italien ( <i>Lolium multiflorum</i> Lam.) (12)	4	23,1 ± 4,8	18,7 ± 6,3	4,3 ± 2,4
Sorgho fibre ( <i>Sorghum bicolor</i> (L.) Moench) (13)	7	42,3 ± 2,6	26,2 ± 0,6	8,0 ± 0,4
Sorgho fourrager ( <i>Sorghum bicolor</i> (L.) Moench) (14)	18	28,3 ± 4,6	22,8 ± 3,6	8,7 ± 3,9
Chanvre ( <i>Cannabis sativa</i> L.) (15)	15	60,3 ± 6,2	16,8 ± 3,9	6,8 ± 3,4
Kenaf ( <i>Hibiscus cannabinus</i> L.) (16)	6	53,2 ± 4,1	18,4 ± 1,4	7,9 ± 1,2
Hêtre ( <i>Fagus sylvatica</i> L.) (17)	3	45,4 ± 1,9	27,9 ± 6,8	23,1 ± 1,3
Peuplier ( <i>Populus</i> sp.) (18)	4	42,0 ± 2,9	22,0 ± 6,2	24,8 ± 3,8
Saule ( <i>Salix</i> sp.) (19)	2	46,5 ± 13,5	18,5 ± 6,4	20,0 ± 1,4
Douglas ( <i>Pseudotsuga</i> sp.) (20)	3	48,8 ± 7,6	21,1 ± 11,4	25,9 ± 2,2
Épicea ( <i>Picea</i> sp.) (21)	4	44,3 ± 4,2	26,1 ± 3,7	28,4 ± 0,7

Figure 2 : Compositions de biomasses<sup>1</sup> (méthode Van Soest)

NB : la composition dépend du substrat ET de sa maturité.

Comme nous le verrons plus loin, il est difficile de disposer d'une technologie adaptée à l'ensemble de ces constituants. En effet, les procédés sont généralement adaptés à une matrice (+/- riche en cellulose par exemple) ; s'il est envisageable de changer de matrice, dans la mesure où celle-ci dispose d'une composition comparable, un procédé adapté à toutes ces matrices n'existe pas à ce jour.

<sup>1</sup> Source : <http://www.pressesagro.be/base/text/v14ns2/549.pdf>



## Energies renouvelables et biomasses

Dans le cadre du présent travail, nous nous sommes donc intéressés aux énergies issues de la biomasse, et en particulier pour les produits agricoles et forestiers. Comme expliqué plus haut, la valorisation de biomasses en énergies est généralement source de 4 types de « produits finaux » :

- La chaleur,
- L'électricité,
- Le biogaz,
- Les biocarburants.

Un état de l'art (non exhaustif) a été réalisé pour apprécier les différentes voies innovantes de valorisation de ces biomasses. Un accent a été apporté sur les filières en voie de développement, notamment pour ce qui concerne les voies biochimiques et thermochimiques qui permettent la production de biogaz / syngaz ou bien de biocarburants de seconde génération.



Figure 3 : Différentes voies de valorisation de la biomasse pour la production de biocarburants liquides et gazeux, source ETIP bioenergy



Un volet concerne les technologies de Power 2 Gas, puisque cette technologie de conversion nécessite du carbone (à fortiori non fossile).

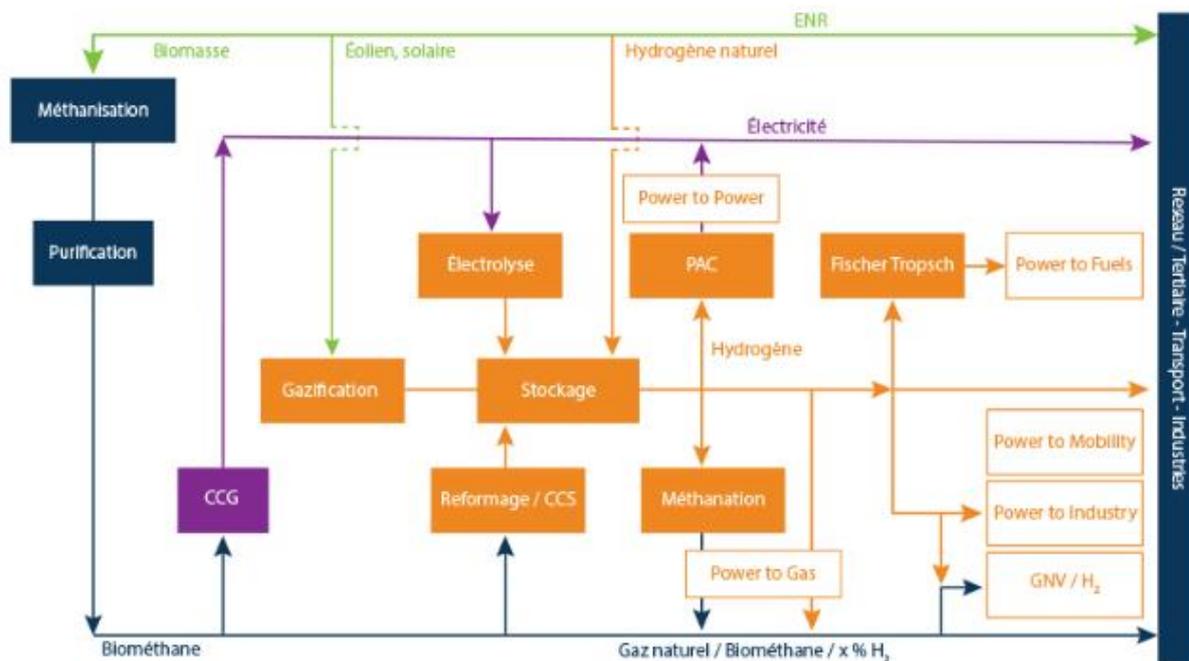


Figure 4 : Schéma simplifié des filières potentiellement concernées par le Power 2 Gas

Enfin, nous avons étudié, à la demande d'ESTIA, une solution alternative de valorisation de déchets d'IAA (ensilage de résidus de maïs doux). Celle-ci consiste à produire des larves de mouches afin d'en extraire de l'huile à destination de filières encore à développer, ainsi qu'une matrice solide employée en alimentation animale.



## Les technologies matures

### Combustion (poêles et chaudières)

Les radiateurs d'espace transmettent leur chaleur uniquement à l'espace environnant. Cela se fait généralement par rayonnement thermique et en partie par convection. Ils ne sont généralement utilisés que pour le chauffage d'appoint.

La biomasse a également été utilisée dans le passé à des fins de cuisson et de chauffage. Dans les pays en développement, la cuisson et le chauffage des locaux se font encore souvent avec des foyers ouverts. Les émissions qui en résultent mettent en danger les personnes et l'environnement. Les radiateurs avancés à biomasse ont des chambres de combustion fermées et transportent les gaz d'échappement vers l'extérieur. De nos jours, la biomasse peut être brûlée efficacement et avec de faibles émissions, en utilisant des systèmes de combustion avancés.

#### ***Types d'appareils de chauffage***

Il existe de nombreux critères différents pour distinguer les appareils de chauffage.

- Cheminée à foyer ouvert - L'air de combustion est tiré directement de la pièce et la qualité de la combustion est mauvaise. La fonction de chauffage est généralement moins importante que la vue de la flamme nue.
- Foyer fermé - Les foyers ouverts peuvent être fermés ultérieurement pour améliorer la qualité de la combustion. La majeure partie de la chaleur est émise par le rayonnement thermique.
- Chauffage d'appoint au bois de chauffage - Ces poêles ont généralement une fenêtre d'observation et une bonne qualité de combustion. La chaleur est émise par rayonnement et convection.
- Poêle à accumulation - Ces poêles ont une masse de stockage élevée pour stocker la chaleur de la combustion. Ils ont une grande quantité de chaleur rayonnante. Un principe de combustion supérieur est généralement choisi.
- Cuisinière à biomasse résidentielle - Ce type est utilisé pour le chauffage et la cuisson. Différents principes de combustion sont possibles. Ils peuvent également être conçus comme des chaudières.
- Chaudières de chauffage - Ces unités reliées hydrauliquement aux systèmes de diffusion et disposent d'un échangeur de chaleur. Les chaudières de chauffage des locaux fournissent également de l'eau chaude sanitaire.

#### ***Critères de différenciation***

Dans ce qui suit, les différences entre les radiateurs autonomes sont discutées plus en détail.

- Combustible - Dans les radiateurs à biomasse, on utilise généralement du bois et des granulés de bois. Les copeaux de bois ne sont utilisés que pour des unités plus importantes.
- Milieu caloporteur - Si le caloporteur est de l'air, c'est un poêle et s'il s'agit d'eau, c'est une chaudière. Les deux peuvent être conçus comme des unités de chauffage, mais les poêles sont plus courants.
- Masse de stockage - Il s'agit de la capacité de stockage structurelle du radiateur par chamotte ou stéatite, etc. Elle indique la quantité de chaleur que le poêle peut stocker. La masse de stockage du radiateur peut être faible à moyenne ou élevée. Une masse de stockage élevée est connue sous le nom de poêle à accumulation.
- Technologie d'alimentation - Le radiateur peut être alimenté manuellement ou automatiquement. Le bois de grume est normalement ajouté à la main et les granulés sont



souvent ajoutés automatiquement. Il existe différentes façons de déplacer les granulés dans la chambre de combustion.

- **Durée de fonctionnement** - La durée de fonctionnement ne signifie pas les longueurs de la production de chaleur, mais la durée de l'allumage et de la recharge elle-même. Par conséquent, les radiateurs à bois et les cuisinières à biomasse résidentielles ont généralement une longue durée de fonctionnement, tandis qu'un poêle en faïence a une courte durée de fonctionnement. Un poêle en faïence prend généralement environ une heure pour s'enflammer et la production de chaleur dure jusqu'à 12 heures.
- **Transfert de chaleur** - Le transfert de chaleur peut se produire par rayonnement ou par convection.
- **Chambre de combustion** - La chambre de combustion peut être en métal ou en céramique. Il existe également des chambres de combustion en céramique avec une restriction pour l'alimentation en air secondaire. Pour les chambres de combustion en métal, il existe des versions avec et sans plaque de protection.
- **Conditions de tirage** - Le tirage peut être naturel ou assuré par un ventilateur de tirage.
- **Principes de combustion** - Il existe quatre types différents : combustion à courant ascendant avec grille, combustion à courant ascendant sans grille, four vertical à courant descendant et four latéral à courant descendant

## **Poêles**

Un poêle est un radiateur avec une chambre de combustion complètement fermée, avec une porte coupe-feu, qui est normalement fermée. La chaleur est véhiculée par rayonnement et / ou convection. Un poêle est en métal ou en céramique ignifuge. C'est une unité dans laquelle la chaleur est produite par la combustion de combustibles solides, liquides ou gazeux ou par le courant électrique. La chaleur est utilisée pour chauffer ou cuisiner. Les performances typiques d'un poêle de chauffage sont comprises entre 5 et 10 kW. Ce sont des systèmes de tir à plat et ont besoin de 1 à 3 kg de carburant pour chaque recharge. En raison de la faible quantité de combustible, les intervalles de recharge sont courts.

Un poêle à granulés à alimentation automatique se compose d'un réservoir de combustible, d'un système d'alimentation, d'un moteur, d'un allumage électrique et d'un ventilateur de tirage.

Des systèmes de contrôle, comme une alimentation en air contrôlée ou un régulateur de température, etc. peuvent être ajoutés aux poêles, pour améliorer par exemple leur efficacité.

Les copeaux de bois ne sont pas utilisés pour les poêles. Ils conviennent aux grandes installations, comme les chaudières.

## **Chaudières**

Une chaudière est la partie génératrice de chaleur d'un système de chauffage central et peut être réalisée dans différentes conceptions. Les chaudières de chauffage central doivent être équipées d'un échangeur de chaleur à eau et connectées à un circuit d'eau de chauffage. Cela garantit un transport de chaleur contrôlé vers les surfaces de chauffage des pièces respectives.

Une chaudière à bois alimentée à la main se compose d'une chambre de combustion avec une alimentation en air primaire et secondaire, un lit de feu et une zone de gazéification. Il y a aussi une chambre de combustion secondaire et un échangeur de chaleur pour une performance plus efficace. Les gaz d'échappement peuvent s'échapper par le raccord de gaz d'échappement. Un ventilateur de tirage et



des dispositifs pour générer des turbulences sont également courants. Afin de stocker la chaleur générée et donc de l'utiliser plus efficacement, un tampon est recommandé.

Aujourd'hui, presque exclusivement, le principe de la combustion à courant descendant est utilisé pour les chaudières de chauffage central alimentées à la main. Les performances typiques d'une chaudière se situent entre 20 et 50 kW. Les chaudières de chauffage central pour le bois de grume sont des systèmes de chauffage d'appoint et nécessitent environ 30 à 50 kg de bois de grume par allumage. Il existe des modèles avec alimentation et décendrage automatiques.



Figure 5 : exemple de chaudière à bûches automatique

Les chaudières à granulés à alimentation automatique sont de structure similaire, mais comprennent également un système d'alimentation. Les granulés sont déplacés du stockage vers la chambre de combustion par un convoyeur à vis ou un système pneumatique. Il existe trois types courants de systèmes d'alimentation dans la chambre de combustion : sous-alimentation, insertion transversale et goulotte.



Figure 6 : Chaudière à granulés équipé d'un réservoir pour alimentation automatique

Une autre possibilité est une chaudière chauffée avec des copeaux de bois. Ils sont utilisés dans différentes gammes de puissances. La limite la plus basse est d'environ 10 kW mais elles peuvent atteindre des puissances de 60 MW. Comme la chaudière à granulés, le combustible est automatiquement transporté dans la chambre de combustion.



Figure 7 : Chaudière à plaquettes avec réservoir de plaquettes attendant

Enfin, sur ce même principe, il existe des systèmes adaptés aux produits agricoles. Ainsi, de nombreuses chaudières à grains (céréales) ont été installées dans les années 2010, mais aussi de nombreuses chaufferies à pailles.

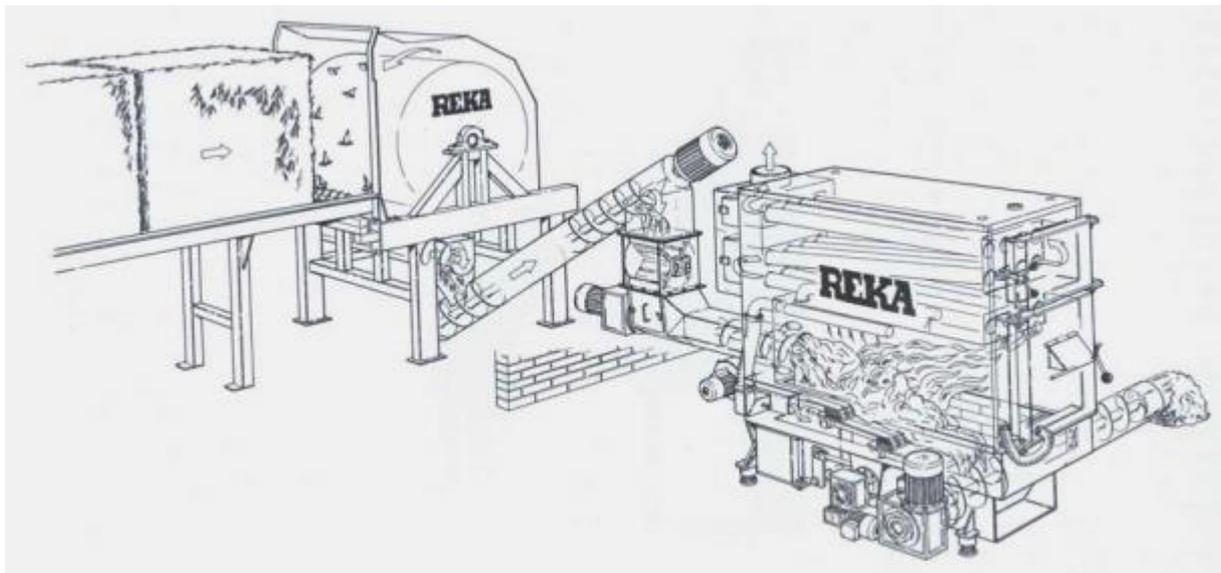


Figure 8 : Dispositif de préparation de balles de pailles pour alimenter une chaudière automatique



## Combustion (production combinée de chaleur et d'électricité)

La production simultanée d'électricité et de chaleur est appelée cogénération ou chaleur et électricité combinées (Combined Heat & Power - CHP). Contrairement aux centrales thermiques, la cogénération utilise la chaleur perdue, qui est émise lors de la production d'électricité, et augmente ainsi l'efficacité du processus jusqu'à plus de 80%.

### *Construction d'une usine de cogénération*

Les composants suivants sont requis pour la conversion de l'énergie combustible stockée chimiquement en énergie électrique et en chaleur utilisables :

- Traitement du carburant (filtre à combustible, nettoyage du combustible...),
- Moteur de conversion d'énergie emmagasinée chimiquement en énergie cinétique et en chaleur (moteur à combustion, turbine à gaz, machine à vapeur, moteur stirling,...),
- Générateur pour convertir l'énergie cinétique en énergie électrique et en chaleur,
- Systèmes d'échangeurs de chaleur pour récupérer l'énergie calorifique (des pertes de chaleur du moteur, circulation d'huile, gaz d'échappement...),
- Divers appareillages électriques et dispositifs de commande pour la distribution du courant et la gestion des moteurs,
- Équipement hydraulique pour la distribution de chaleur.

### *Technologies de conversion*

Il existe différents processus de production d'électricité et de chaleur à partir de la biomasse. Les exemples incluent la gazéification de la biomasse (gazéification à lit fixe ou à lit fluidisé), la combustion de la biomasse et l'utilisation du biogaz provenant de la digestion anaérobie.

Un extrait des technologies est mentionné ci-dessous.

- Moteur à combustion - Cette technologie est à la pointe de la technologie. Le moteur à combustion peut fonctionner avec du biogaz ou du gaz de synthèse (syngas) issu d'un (pyro)-gazéifieur.

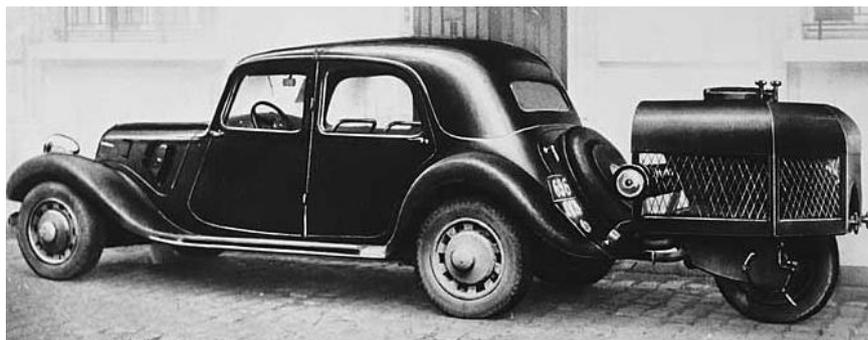


Figure 9 : exemple du légendaire gazogène automobile qui circulaient en Europe



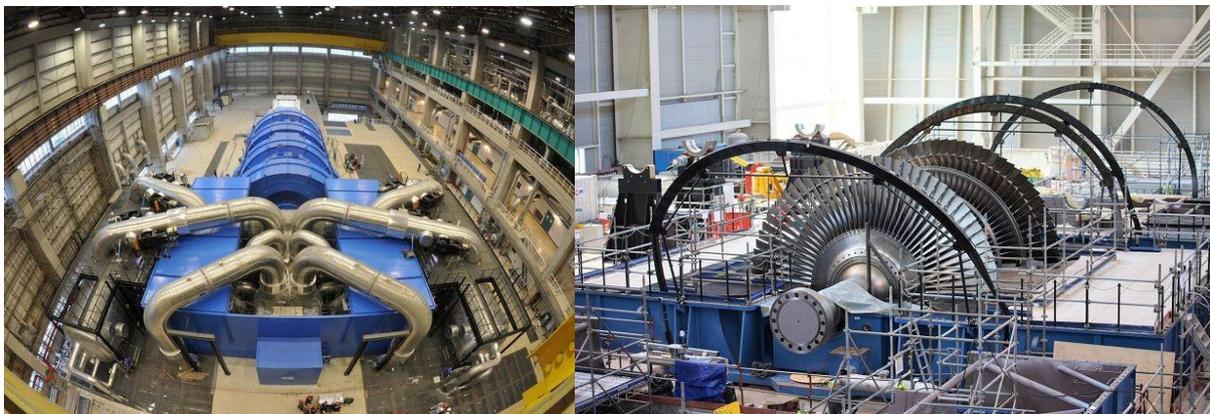
Figure 10 : Cogénérateur Jenbacher

- Cycle Organique de Rankine - Actuellement, il est principalement utilisé pour les unités de plus de 400 kW<sub>e</sub>, mais il existe également des expériences sur des puissances inférieures.



Figure 11 : Module ORC

- Turbine à vapeur - Cette technologie est également à la pointe de la technologie. Elle est utilisée pour des puissances supérieures à 1MW<sub>e</sub>.



- Moteur Stirling - Cette technologie peut également utiliser de la biomasse solide pour le processus. Les moteurs Stirling conviennent aux petites puissances, inférieures à 35 kW<sub>e</sub>.



Figure 12 : Micro système PCCE Wiesmann

- Turbines à air chaud - La production d'électricité s'effectue par un cycle dit «Brayton» à combustion externe. L'air ambiant est comprimé, chauffé à plusieurs centaines de °C dans l'échangeur par les gaz de combustion chauds de la chaudière, puis détendu dans la turbine, qui à son tour entraîne un générateur.



Figure 13 : turbine à air chaud surmontée sa chaudière



Il est également possible d'utiliser la biomasse solide dans les procédés suivants : moteur alternatif, machine à vapeur à vis, générateur thermoélectrique<sup>2</sup>, etc. Ceux-ci sont semble-t-il toujours en phase de démonstration.

La turbine à gaz inverse et la micro-turbine à gaz peuvent fonctionner avec du biogaz. Il peut également fonctionner sur du gaz de synthèse, mais cela fait toujours l'objet de recherches. Théoriquement, une pile à combustible peut également fonctionner avec du biogaz purifié, mais avec les technologies actuelles ce n'est pas économiquement viable.

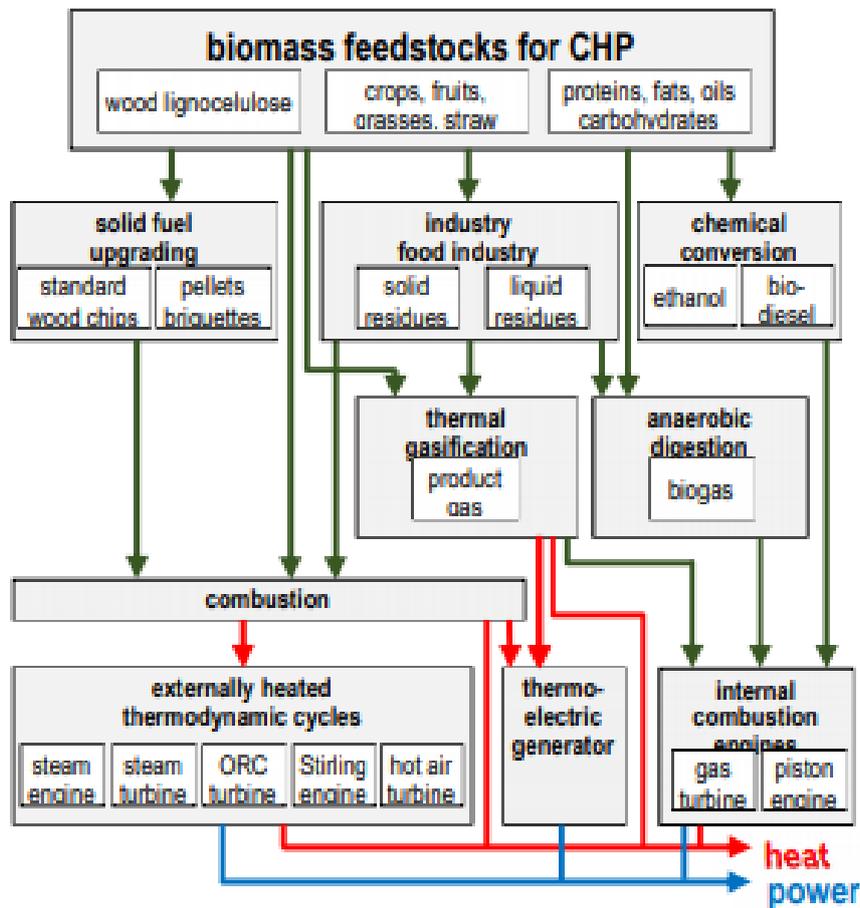


Figure 14 : Principales files de cogénération à partir de biomasses

<sup>2</sup> L'UPPA travaille sur cette thématique puisque nous avons consultés des publications de Daniel CHAMPIER : Maître de conférences - Laboratoire des Sciences de l'Ingénieur Appliquées à la Mécanique et au génie Électrique (SIAME) Université Pau et Pays de l'Adour (UPPA), Pau, France.



## Biocarburants - 1ère génération

En matière de biocarburants, de grosses filières se sont structurées dans les années 2000-2010. La France a choisi de développer les filières d'Ethanol, obtenu par voie biochimique (fermentation alcoolique), et d'Ester méthylique d'huile végétale (EMHV, communément appelé Diester® en France), obtenu par extraction mécanique et transformation chimique.

Les gisements cultivés pour ces biocarburants sont principalement :

- Le maïs, le blé, la betterave, la pomme de terre et la canne à sucre (DOM-TOM) pour la production d'Ethyl tertio butyl éther d'éthanol, puis d'ETBE<sup>3</sup> ou,
- Le tournesol, soja, palme (import), et le colza pour la production d'Ester Méthylique d'Acides Gras (EMAG<sup>4</sup>). Ces esters peuvent être obtenus à partir d'huiles végétales (EMHV), de graisses animales (EMHA) ou encore d'huiles usagées (EMHU). Il est également possible de produire de l'EEHV (l'éthanol remplace alors le méthanol pour la production d'Ester Ethylique).

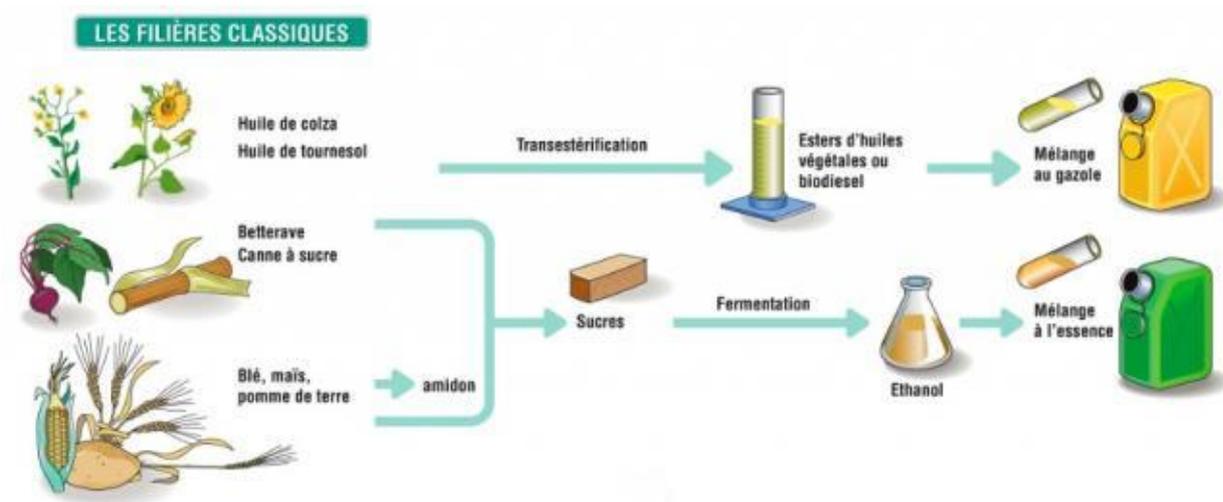


Figure 15 : Filières françaises de biocarburants de 1ère génération

En Nouvelle Aquitaine, les principales unités de production sont :

- BIOENERGIE DU SUD OUEST à Mont (64), qui produit 250 000 t/an d'ETBE,
- SAIPOL à Bassens (33) qui triture des oléagineux (tournesol et colza) et estérifie une partie de sa production (250 000 t/an de Diester®),

<sup>3</sup> L'ETBE est produit à partir d'éthanol et d'isobutène (actuellement d'origine chimique). L'ETBE constitue la voie privilégiée d'incorporation d'éthanol dans l'essence car il pose moins de difficultés techniques que l'éthanol à être incorporé. L'ETBE est un composé d'origine partiellement renouvelable, à la différence du bioéthanol qui est 100% d'origine renouvelable. Dans la comptabilisation des quantités de biocarburants incorporés dans les carburants, seule la part énergétique d'origine renouvelable (37% pour l'ETBE) est prise en compte.

<sup>4</sup> L'EMAG (et donc EMHV, HMHA et EMHU) est obtenu par mélange avec du méthanol.



- COC à Chalandray (86) qui triture des oléagineux (colza) et estérifie sa production (120 000 t/an de Diester®).

Ce sont donc environ 620 000 tonnes de biocarburants 1<sup>ère</sup> génération qui sont produits sur le territoire Néo-Aquitain chaque année. Cela représente environ 6,9 TWh/an d'énergie finale ou encore près de 0,6 Mtep.

Ces biocarburants de première génération sont introduits en mélange aux carburants vendus à la pompe. Ainsi, chaque automobiliste consomme, malgré lui, environ 7-8% de biocarburant à ce jour, conformément à la directive européenne 2018/2001 du 11 décembre 2018.

Avec le contexte de crise actuel, notamment sur le secteur pétrolier, ces filières sont mises à rudes épreuves. En effet, le seuil de rentabilité de ces filières se situent plutôt à 40\$ le baril.



## La fermentation d'éthanol

L'éthanol ( $C_2H_5OH$ ) est un alcool léger et est un liquide volatil, incolore et inflammable avec une odeur caractéristique. Il est également connu sous le nom d'alcool éthylique. Le mode de production le plus courant est la fermentation du sucre ou de l'amidon des cultures agricoles, par des levures ou des bactéries.

### SCHEMATIC DIAGRAM OF PRODUCTION PROCESS OF BIOETHANOL AND DDGS FROM GRAINS AND SUGAR SYRUPS

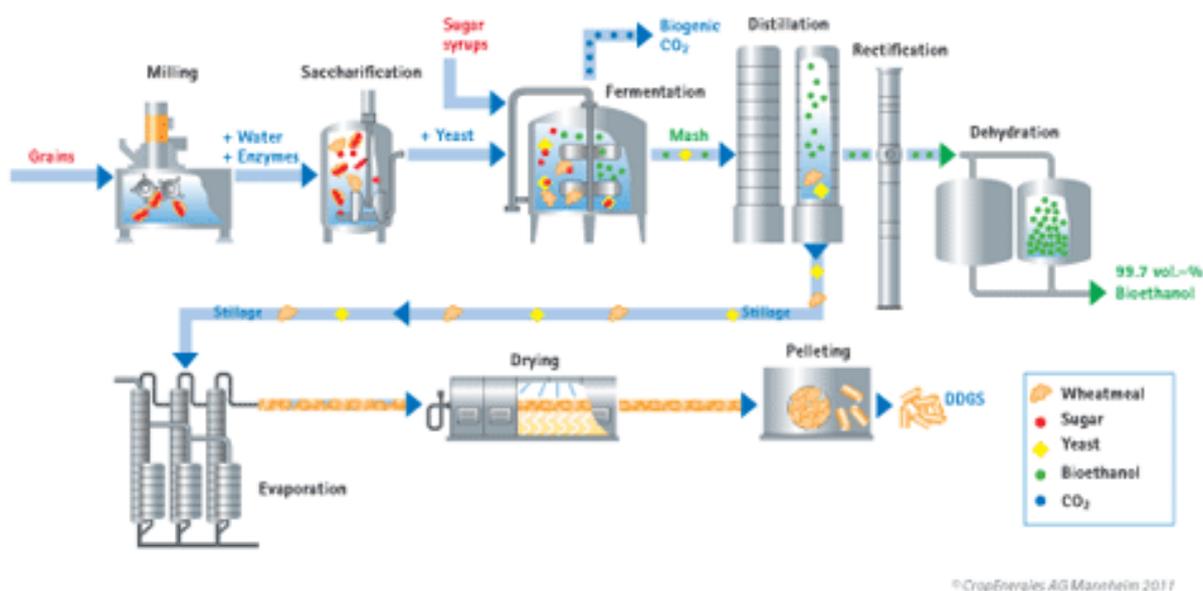


Figure 16 : process de production d'éthanol

L'éthanol peut être utilisé soit en mélange élevé (E85) dans des véhicules flex-fuel dédiés, soit en mélange faible dans la plupart des véhicules actuels sans modifications. Le taux de mélange est généralement jusqu'à 10%.

## PROCESSUS DE PRODUCTION<sup>5</sup>

### *Matière première*

La matière première pour la production d'éthanol peut être n'importe quelle matière contenant des quantités appréciables de sucre ou des substances qui peuvent être converties en sucre. La production conventionnelle utilise du sucre (de la canne à sucre et de la betterave à sucre), de l'amidon (du maïs,

<sup>5</sup> Sources : *Le potentiel et les défis des biocarburants à usage unique, IEA Bioenergy Task 39, 2014*



du blé ou des pommes de terre) ou d'autres polysaccharides. Le processus de production de l'éthanol de deuxième génération, également appelé alcool cellulosique, utilise une matière première cellulosique (par exemple à partir de résidus agricoles) qui nécessite un prétraitement supplémentaire.

### ***Conversion métabolique***

Dans un processus de fermentation, le sucre (glucose, fructose ou autres monosaccharides) est converti en éthanol par des microbes (principalement des variétés de levure *Saccharomyces cerevisiae*), qui sont inoculées à la matière première. Les monosaccharides proviennent soit directement de disaccharides, qui sont décomposés via des enzymes invertases, soit d'amidon hydrolysé avec des enzymes amylases. En plus de l'éthanol, de l'eau et du dioxyde de carbone sont également distribués.



Les processus courants produisent un bouillon de fermentation avec une concentration de 5% à 10% d'éthanol par volume, car l'éthanol lui-même est toxique pour les micro-organismes. Des installations plus avancées sont capables d'augmenter la concentration jusqu'à 20% grâce à l'utilisation de levures adaptées et spécialisées.

### ***Mise à niveau***

La valorisation comprend la récupération et la concentration d'éthanol du bouillon de fermentation. Par conséquent, les étapes technologiques suivantes sont appliquées :

- Evaporation de l'éthanol : dans cette étape, la première évaporation de l'éthanol est effectuée afin d'obtenir de l'éthanol "brut" avec une concentration d'environ 45% par volume,
- Rectification : dans l'étape de rectification, la concentration d'éthanol est augmentée à 96% par volume,
- Déshydratation : par déshydratation, l'eau azéotropique restante est éliminée afin d'obtenir une concentration requise de 98,7% par masse et une teneur en eau inférieure à 0,3% par masse.



Figure 17 : Unité de production de bioéthanol sur le bassin de Lacq (source : Lacq +)



### Transestérification en biodiesel

Les huiles végétales et animales, composées à 100% de carbone ou presque, doivent avant tout être extraites des matériaux qui les contiennent. C'est l'étape de la trituration / pressage. Elle est généralement réalisée avec une presse à vis sur laquelle se succèdent des éléments (assemblage) pour faire avancer la matière, puis la presser contre des demi-coques, constituées de barres serrées, dont la maille des interstices est fixée par la pureté d'huile recherchée.



Figure 18 : Presse à vis, cage ouverte

La matière solide obtenue est traitée et repressée pour en extraire les derniers litres d'huiles, ce qui favorisera sa stabilité au stockage. L'huile brute produite est pour sa part filtrée à l'aide des éléments en suspension (coques de graines). Cette opération est réalisée avec un filtre vertical.



Figure 19 : Filtre vertical (coupe) à grilles

L'huile ainsi obtenue est généralement raffinée. Cette étape, réalisée à l'aide de processus chimiques et thermiques complexes n'est pas détaillée ici. Elle peut ensuite rejoindre les filières de valorisation industrielles (huile alimentaire raffinée, Diester).

L'estérification est forcément précédée d'une étape de raffinage. Il existe une variante en production biologique (afin d'éviter l'usage de produits chimiques) mais cette technique ne traite que d'infimes volumes.

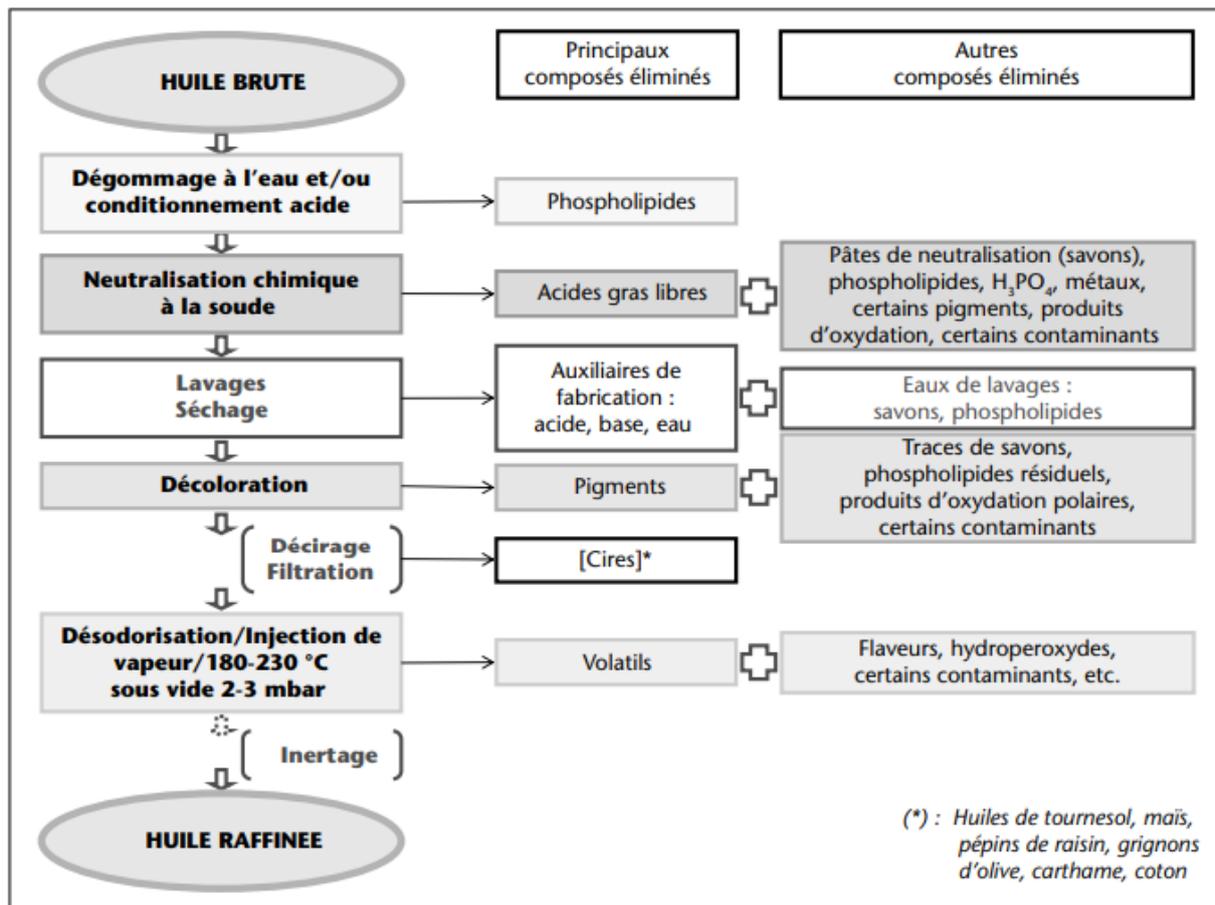


Figure 20 : Processus de raffinage d'huiles végétales

La transestérification des huiles végétales, des graisses animales ou des huiles de cuisson usagées est le processus derrière le biodiesel conventionnel. Dans le processus de transestérification, une glycérine réagit avec un alcool (typiquement du méthanol ou de l'éthanol) en présence d'un catalyseur formant des esters d'alkyle d'acide gras et d'un alcool.

## PROCESSUS DE PRODUCTION<sup>6</sup>

### *Matière première*

<sup>6</sup> Sources : Rapport - Technologie de production de biodiesel, US ENERGY NREL - Laboratoire national des énergies renouvelables, juillet 2004 (NREL / SR-510-36244).

La matière première pour la transestérification peut être tout acide gras d'origine végétale ou animale, ou des huiles de cuisson usagées (UCO). Les huiles végétales généralement utilisées proviennent de colza, de tournesol, de soja et de palmiers à huile.

Selon l'origine des huiles et graisses, un prétraitement est nécessaire avant le traitement.

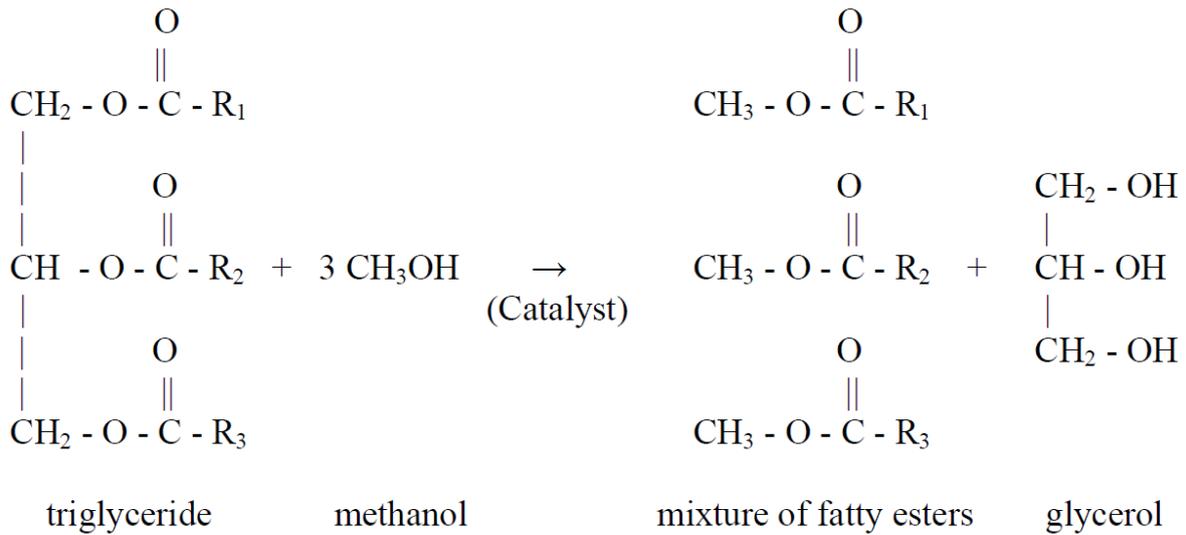
- Dans tous les cas, l'eau est éliminée car elle provoque l'hydrolyse des triglycérides pendant la transestérification, catalysée par une base, produisant du savon au lieu du biodiesel
- Les huiles vierges sont raffinées,
- Sur huiles de colza, l'élimination des phospholipides et autres matières végétales se fait par dégommage,
- Les huiles recyclées comme UCO sont purgées des impuretés telles que la saleté ou les aliments carbonisés.



Figure 21 : Huilerie du groupe AVRIL à BASSENS (Trituration SAIPOL + embouteillage LESIEUR + estérification SAIPOL - EMHV)

### ***La transestérification***

Le processus de transestérification est une réaction réversible et réalisée en mélangeant les réactifs - acides gras, alcool et catalyseur. Une base forte ou un acide fort peut être utilisé comme catalyseur. À l'échelle industrielle, le méthanolate de sodium ou de potassium est principalement utilisé. Les produits finaux du processus de transestérification sont le biodiesel brut et le glycérol brut. Dans un autre processus, ces produits bruts subissent une étape de nettoyage. En cas d'utilisation de méthanol comme alcool, du FAME (ester méthylique d'acide gras) est produit. Le glycérol purifié peut être utilisé dans les industries alimentaires et cosmétiques, ainsi que dans l'industrie oléochimique. Le glycérol peut également être utilisé comme substrat pour la digestion anaérobie.



Équation de réaction du processus de transestérification  
Source : NREL 2004

### Les produits finis

- Les caractéristiques physiques des esters d'acide gras sont très proches de celles des carburants diesel fossiles ; la viscosité élevée des huiles végétales pures est réduite par le processus de transestérification. Les propriétés exactes du biodiesel fini dépendent de la matière première. Le biodiesel est non toxique et biodégradable.
- Certaines propriétés du biodiesel sont différentes de celles du diesel fossile et pour un comportement correct à basse température et pour ralentir les processus d'oxydation, le biodiesel nécessite un ensemble d'additifs différent du diesel fossile. Les impuretés, telles que les métaux, doivent être limitées pour une utilisation comme carburant.



## Hydrotraitement au HVO

L'hydrotraitement est la première partie du processus d'hydrotraitement, en deux étapes, pour la production d'une gamme de carburants à partir d'huiles et de graisses. Les produits de l'hydrotraitement sont des hydrocarbures aux propriétés supérieures au biodiesel conventionnel et au diesel fossile. L'hydrotraitement peut utiliser une large gamme de matières grasses et d'huiles résiduelles comme matières premières, c'est pourquoi le synonyme HEFA (Hydrotraité Esters et Fatty Acids) est de plus en plus utilisé. Le produit est du diesel sans soufre, oxygène, azote et aromatiques qui peut être utilisé sans modification dans les moteurs diesel. Ces hydrocarbures de type diesel, également appelés huile végétale hydrotraitée (HVO) ou diesel renouvelable, peuvent même être adaptés pour répondre au carburant d'aviation. L'hydrotraitement est donc un procédé alternatif à l'estérification pour produire un substitut diesel à partir de la biomasse.

### Processus d'hydrotraitement

L'hydrotraitement utilise l'hydrogène pour convertir des composés insaturés tels que les alcènes et les aromatiques en alcanes saturés (paraffines) et cycloalcanes, qui sont plus stables et moins réactifs. La conversion est généralement un processus en deux étapes.

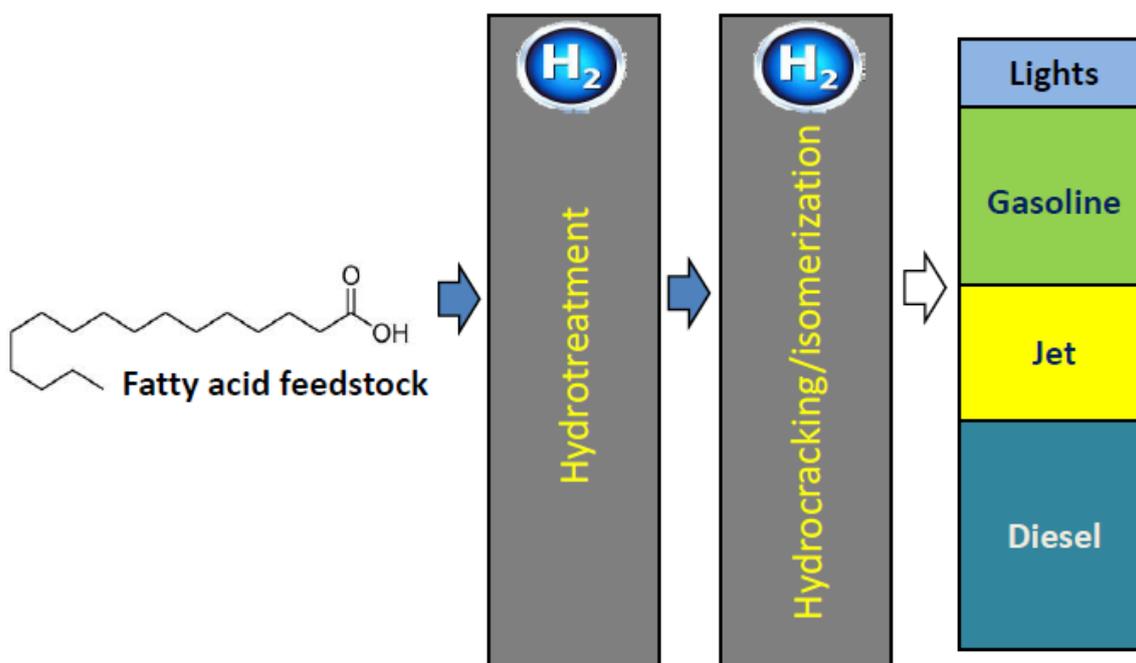


Figure 22 : Schéma de processus simplifié pour les deux étapes de l'hydrotraitement

La première étape, dite d'hydrotraitement, a lieu à des températures de réaction comprises entre 300 ° C et 390 ° C. De l'hydrogène est d'abord ajouté pour saturer les doubles liaisons des triglycérides d'huiles végétales insaturées. Ensuite, plus d'hydrogène est ajouté pour éliminer le squelette du propane, clivant ainsi les triglycérides d'huile végétale saturée en acides gras. Enfin, les acides gras subissent soit une hydro-oxygénation, soit une décarboxylation, ou une combinaison des deux. Le résultat est un mélange d'hydrocarbures paraffiniques à chaîne droite, à chaîne ramifiée et cyclique.

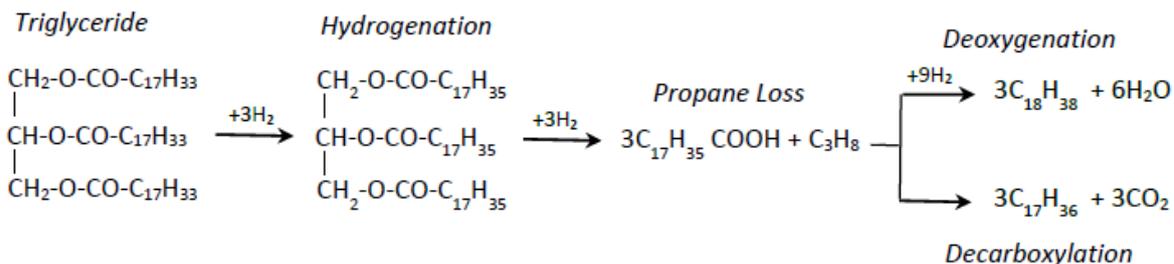


Figure 23 : Équation de réaction du processus d'hydrotraitement

La deuxième étape de l'hydrotraitement implique l'isomérisation et le craquage des alcanes, amenant le biocarburant à une qualité égale ou supérieure aux spécifications des carburants pétroliers conventionnels.

### **Matière première**

- Huiles végétales courantes (cultures vivrières) de colza, de tournesol, de soja ainsi que d'huile de palme et autres,
- Huiles non alimentaires alternatives telles que le jatropha et l'huile d'algues,
- Déchets de graisses comme les graisses animales ou les huiles de cuisson usagées (UCO).

### **Les produits finis**

Les HVO / HEFA sont des hydrocarbures paraffiniques à chaîne droite qui sont exempts d'aromatiques, d'oxygène et de soufre et ont un indice de cétane élevé. HEFA offre un certain nombre d'avantages par rapport aux FAME (Fatty Acid Methyl Esters), tels que des émissions réduites de NOx, une meilleure stabilité au stockage et de meilleures propriétés d'écoulement à froid. Les propriétés sont similaires aux carburants diesel de la biomasse à liquide (BTL) produits par la synthèse de Fischer-Tropsch (FT), donc le HEFA peut généralement être utilisé dans tous les moteurs diesel.

### **Installations commerciales**

Les sociétés suivantes exploitent des unités de production de HVO.

- NESTE OIL,
- Total SA,
- ENI,
- Renewable Energy Group Inc.

## Méthanisation

La méthanisation permet de traiter toutes les matières organiques, hormis le bois, puisque la lignine n'est que peu dégradée par la digestion anaérobie.

### Principe

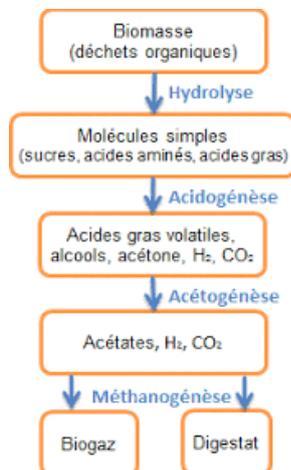


Figure 24 : Principe de la digestion anaérobie

Un méthaniseur est capable de digérer des matières organiques pour en tirer de l'énergie, émise dans le milieu sous forme de biogaz. Ce dernier peut être valorisé en combustion, en cogénération, en injection ou encore en carburant.

La digestion permet, au travers de 4 réactions biologiques de dégrader la matière organique non ligneuse en biogaz. Le produit résiduel est appelé digestat. Celui-ci est généralement épandu aux champs mais des traitements poussés sont parfois réalisés.

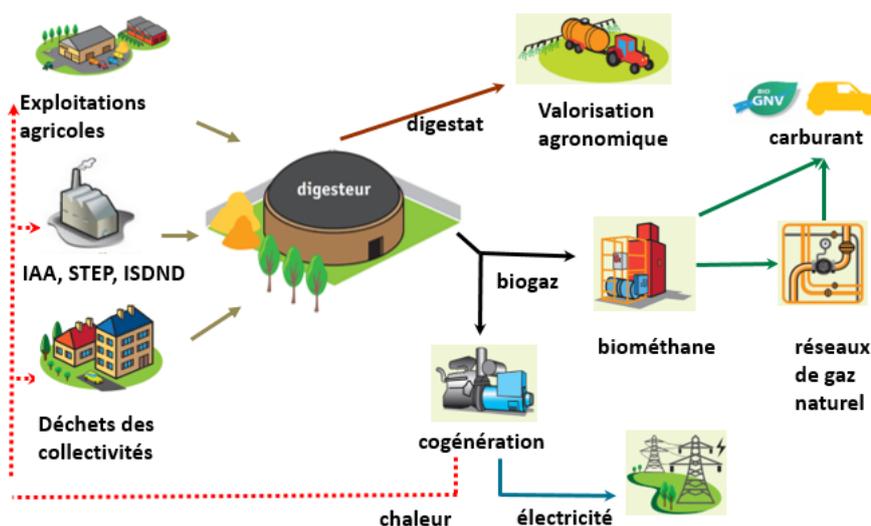
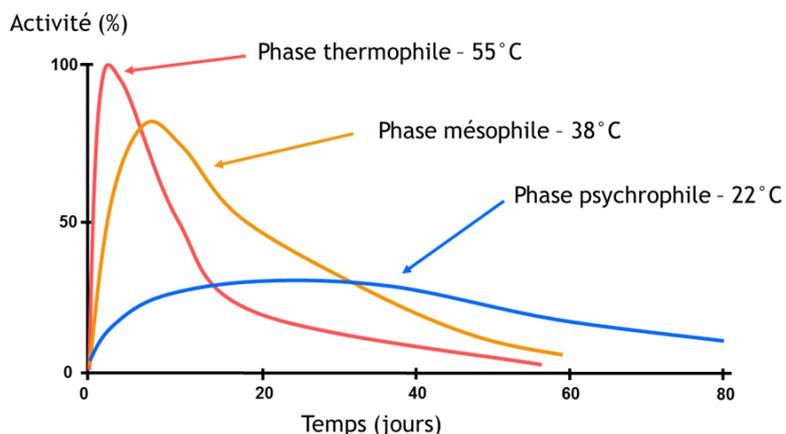


Figure 25 : Schéma de principe de la méthanisation

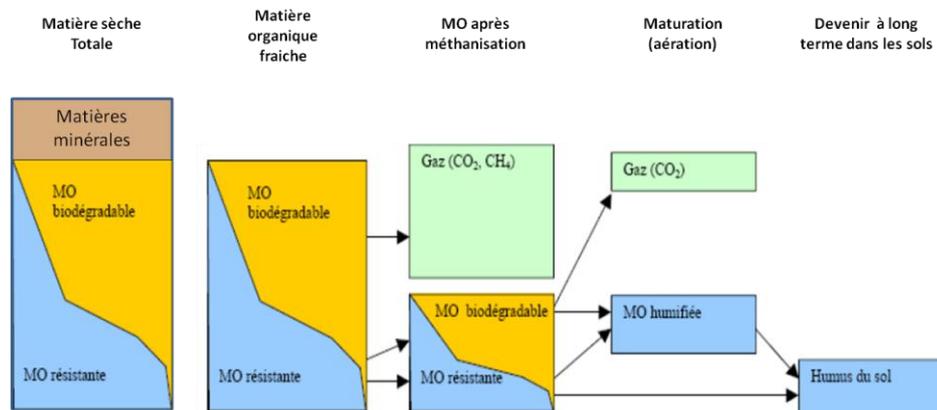
Il existe 3 régimes de digestion, agissant sur différentes plages de températures. Plus le milieu est chaud, plus la digestion devient rapide.



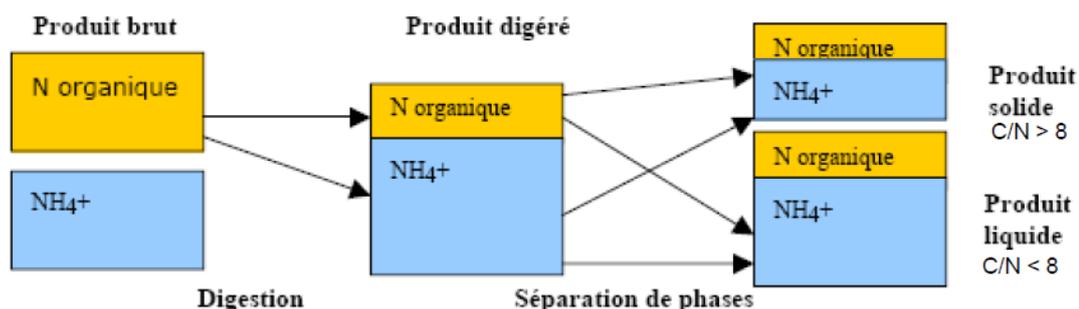
**Figure 26 : Régimes de digestion anaérobie**

La digestion a des effets sur les matières traitées :

- La charge organique en sortie (taux de MO) est bien inférieure à l'entrée, conséquence de la minéralisation du carbone, exporté sous forme de  $\text{CH}_4$ ,


**Figure 27 : Effets de la digestion anaérobie sur le carbone (MO)**

- L'azote organique présente dans la MO digérée est minéralisé et reste dans la fraction liquide (digestat).


**Figure 28 : Effets de la digestion anaérobie sur le cycle de l'azote**

La méthanisation est un nouveau poste de consommation de biomasses. Elle entre, en quelque sorte, en concurrence avec les sols, puisqu'elle consomme des matières organiques qui leur sont initialement destinées. Il convient donc d'accompagner les démarches de méthanisation de pratiques culturales raisonnées, tant du point de vu des rotations que des itinéraires techniques à mettre en œuvre (semis direct, réduction des tassements, rotations et apports de matières organiques). En fait, il s'agit de maximiser la production de biomasses à l'hectare (stockage d'énergie solaire) - par la double culture par exemple<sup>22</sup>, tout en réduisant les pertes par minéralisation (réduction du travail du sol). Sans ces actions de fond, qui devraient être des actions préalables, un projet de méthanisation peut parfois se transformer en contre référence agronomique. Mais c'est globalement l'inverse qui est constaté sur le terrain puisque bien souvent, la méthanisation est une entrée vers un raisonnement agricole résilient.



## Développement de la méthanisation en France

Le parc français se compose à la fin 2019 de 900 unités, dont 123 en injection de biométhane (14% du parc). La quantité d'énergie injectée représente pour sa part 48% de l'énergie produite, avec 2 158 GWh/an contre 2 300 GWh électrique en cogénération.

On assiste à une montée en puissance importante de ce type de valorisation qui semble plus pertinente que la production d'électricité, du point de vue économique mais aussi énergétique (part d'énergie finale livrée > à la cogénération).

Le portage des projets est varié et peut intégrer des collectivités, privés, associations, coopératives dans les comités de suivi ou de montage du projet.

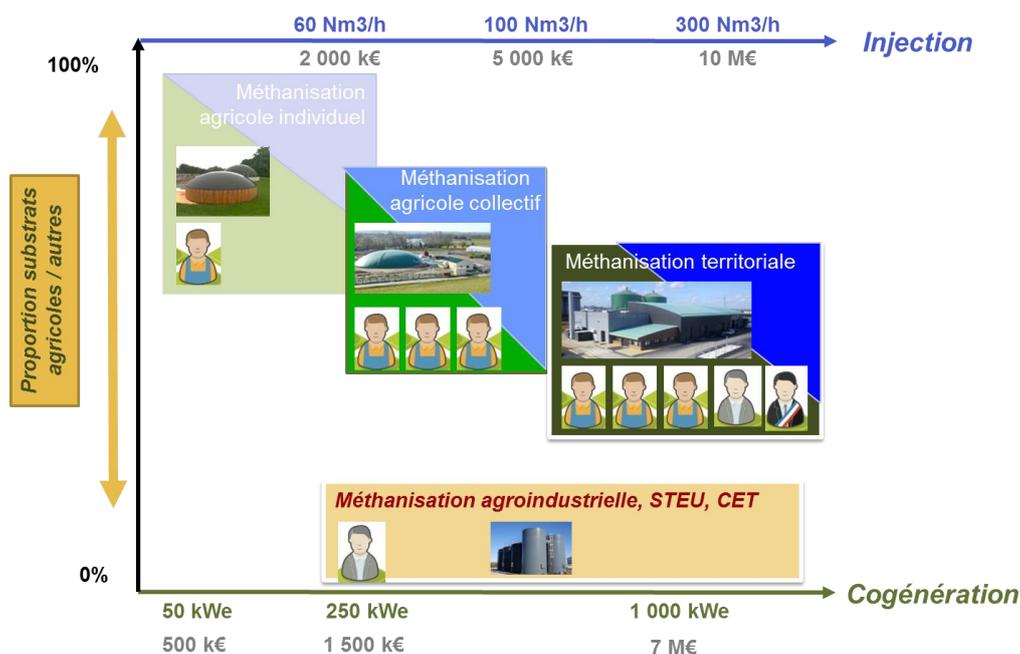


Figure 29 : Typologie des projets de méthanisation – source : SOLAGRO

## Fonctionnement

Il existe différentes technologies de méthanisation permettant de s'adapter à la diversité des matières premières. Les technologies détaillées ci-après sont adaptées à un mélange : effluents d'élevages / matières végétales / déchets des collectivités.

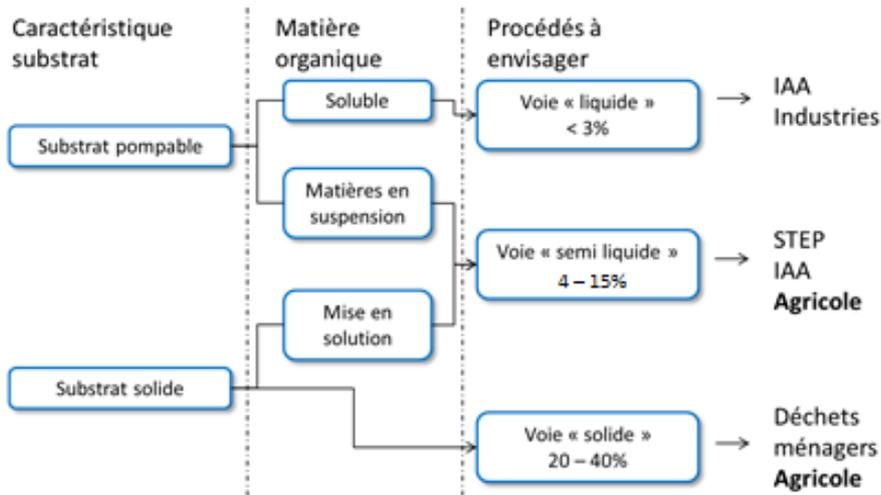


Figure 30 : Choix du procédé de méthanisation employé – source : APESA

### Méthanisation en voie liquide ou infiniment mélangée

Le réacteur infiniment mélangé est la technologie la plus mature et la plus utilisée. Le principe repose sur l'agitation d'une cuve cylindrique de façon à homogénéiser l'intérieur de la cuve. Il existe deux types de réacteurs infiniment mélangés :

- Digesteur tour, avec un rapport largeur/hauteur de 1/1 et une agitation centrale entraînée par le dessus de la fosse. Ils sont généralement complétés par un post-digesteur de type
- Digesteur agricole classique, bâti sur le principe de fosses à lisier, moins haut (6 m.) que large (25 à 35m.), généralement équipés d'agitateurs latéraux et de gazomètre double membrane.

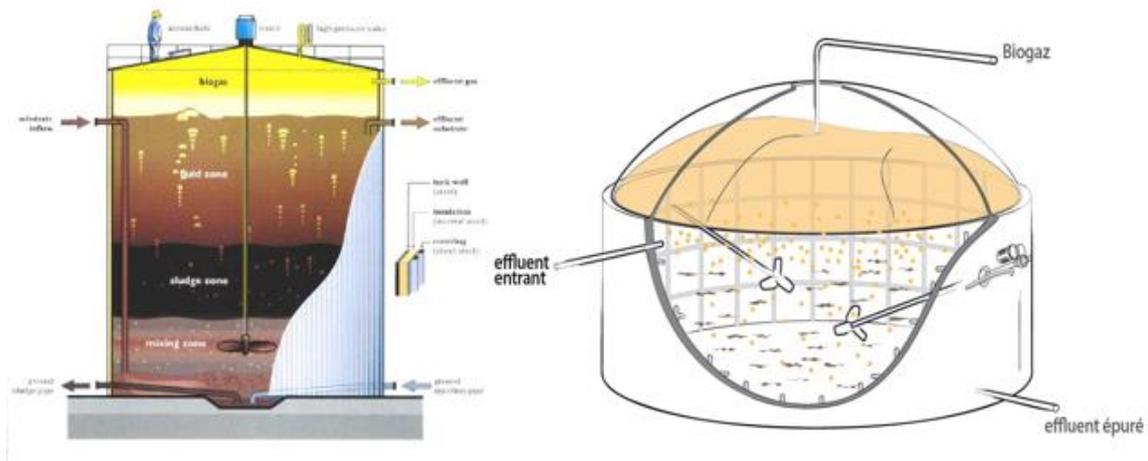


Figure 31 : Types de digesteurs employés en Infiniment mélangé

L'agitation peut également être réalisée avec du biogaz sous pression ou par recirculation du digestat. Ces digesteurs fonctionnent avec un taux de matière sèche (à l'intérieur du digesteur) pouvant aller jusqu'à 12-14%. La siccité en entrée peut atteindre des taux de MS élevés (jusqu'à 50%) mais cela nécessite une boucle de recirculation et un système de préparation des matières adapté aux matrices à mélanger.



### Méthanisation en voie sèche continue

La voie sèche se développe timidement en France. Elle était initialement employée sur des ordures ménagères. Le principe est basé sur un réacteur piston, garantissant que chaque particule introduite reste le même temps de séjour dans le digesteur. Les phases de digestion se succèdent au fil de l'avancée de la matière dans le réacteur, un peu à l'image d'un tube digestif.

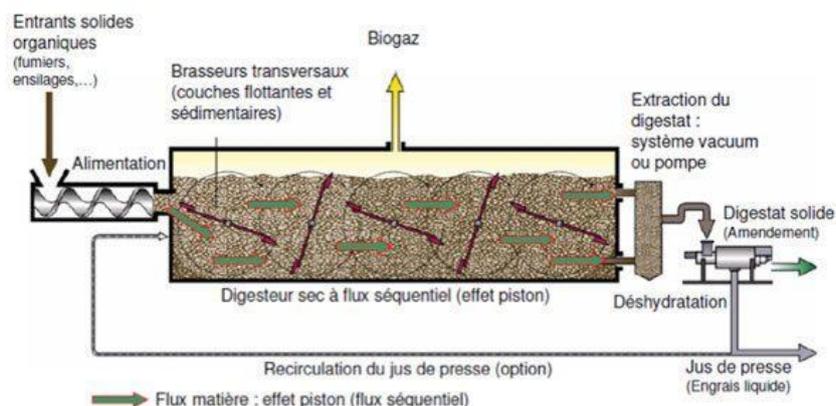


Figure 32 : Schéma de principe d'un digesteur piston

Le taux de matière sèche admis en digestion dans ce type de digesteur est d'environ 20-25%. En entrée, des pompes à piston, ou autre système rustique et puissant, doit permettre de canaliser la matière vers le digesteur, malgré les fortes pertes de charges générées par la charge du liquide à véhiculer.

### Méthanisation en voie sèche discontinue

La voie sèche discontinue consiste à introduire la matière à méthaniser dans un « garage ». La manutention est assurée avec un chargeur. Une fois introduite la matière va séjourner dans le réacteur entre 40 et 70 jours. Une recirculation de liquide, appelé percolât, permet d'activer ou de ralentir la réaction et de maintenir en température la matière.

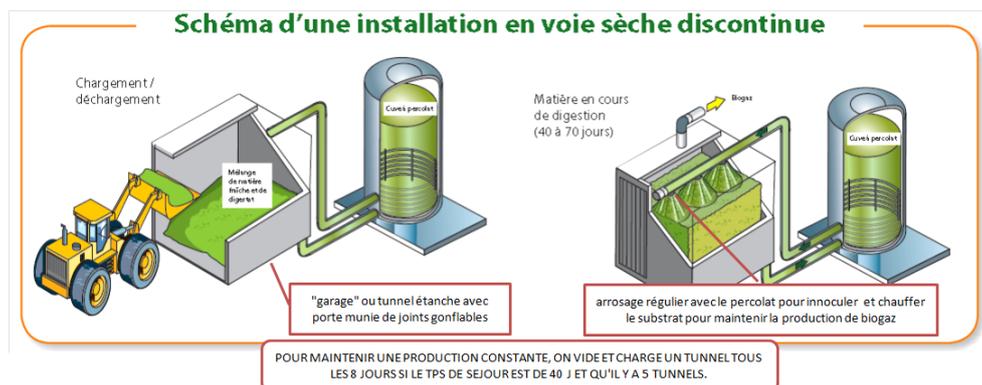


Figure 33 : Schéma de principe de la voie sèche discontinue en garages -source : Naskeo Méthajade

Le taux de matière sèche accepté dans les digesteurs est plus élevé que pour les technologies décrites précédemment, il peut aller jusqu'à 30%. Toutefois, le taux d'expression du potentiel méthanogène des intrants est généralement inférieur aux taux observés sur voies continues.



### Valorisation du biogaz produit

Le biogaz généré par la méthanisation est principalement valorisé par cogénération ou par injection dans le réseau de gaz, après épuration (du CO<sub>2</sub> en grande part).

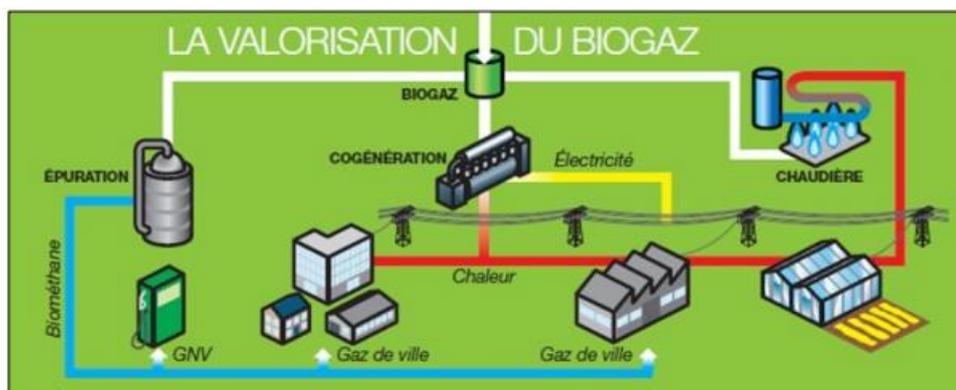


Figure 34 : Valorisations possibles pour le biogaz issu de méthanisation

### Combustion

Le débouché chaleur est principalement employé dans les industries qui, à partir de produits connexes, réduisent la part d'énergie importée. Ce sont généralement des installations anciennes qui ont été installées avant la mise en place de tarifs de rachat (< 2006).

### Cogénération

La technique de cogénération est assez courante, puisqu'il s'agit d'un moteur thermique auquel sont adossés une génératrice et un échangeur à plaques. Le rendement électrique approche généralement de 35% mais peut atteindre plus de 42% sur certains moteurs performants. En revanche, sur les gammes de petites puissances (< 50 kWe), les rendements peuvent passer sous la barre des 30%.

La génération de chaleur est inversement proportionnelle au rendement électrique. C'est en quelques sortes le sous-produit de la cogénération, dont la production n'est que rarement valorisée dans son intégralité. Le rendement thermique d'une cogénératrice est de 40 à 50% environ. Généralement, on constate 10 à 20% de pertes liées aux frottements moteur et déperditions thermiques.

### Injection

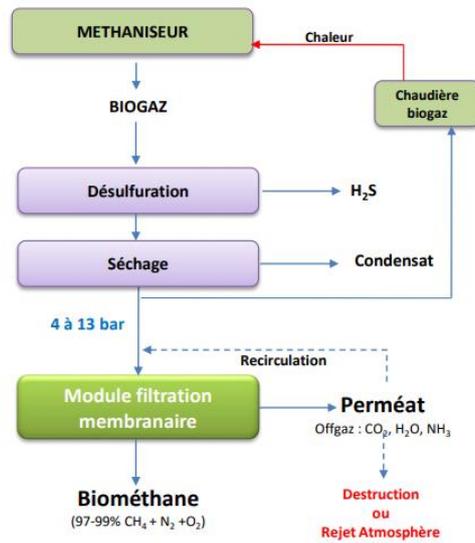
Les techniques d'épuration sont plus récentes. Comme en cogénération, il faut atteindre un certain seuil (estimé ici à 60-70 Nm<sup>3</sup> /h installés) pour permettre une rentabilité compatible avec les objectifs des financeurs. Le biogaz peut être épuré par 3 technologies, au sein desquelles on trouve quelques variantes :

- La séparation membranaire,
- La séparation par PSA,
- La séparation par lavage : à l'eau ou aux amines.



Ces 4 techniques (3 dont une avec 2 variantes) sont illustrées ci-après<sup>7</sup>.

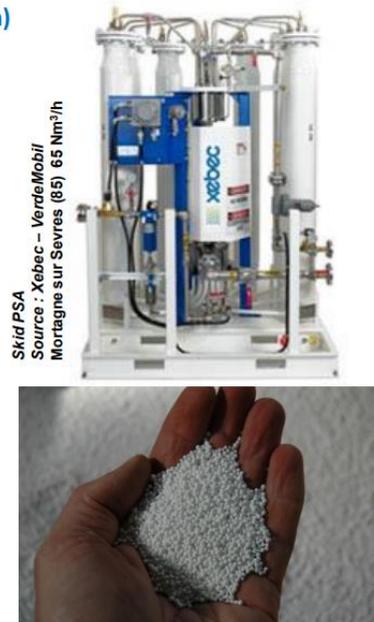
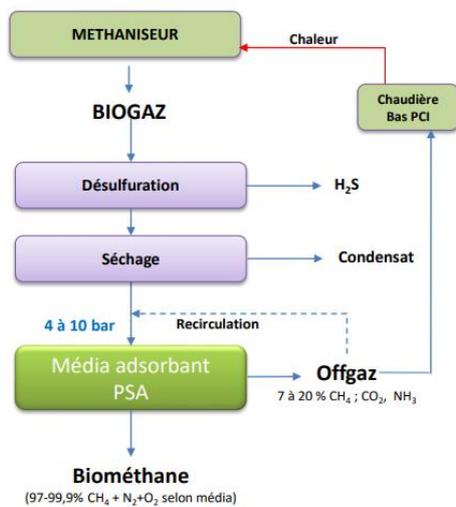
### Épuration membranaire



Combinaison de modules membranaires  
Source : DMT (membranes Evonik)

Figure 35 : Principe de l'épuration membranaire

### Épuration par PSA (Pressure Swing Adsorption)



Skid PSA  
Source : Xebec – VerdeMobil  
Mortagne sur Sevres (85) 65 Nm³/h

Figure 36 : Principe de l'épuration par PSA

<sup>7</sup> Source : Panorama des solutions d'épuration du biogaz – ASTRADÉ (Jacky BONNIN) - <https://site.grdf.fr/documents/7903441/c938ef2e-1060-4549-83aa-1d1b821fd338>



## Épuration par lavage à l'eau

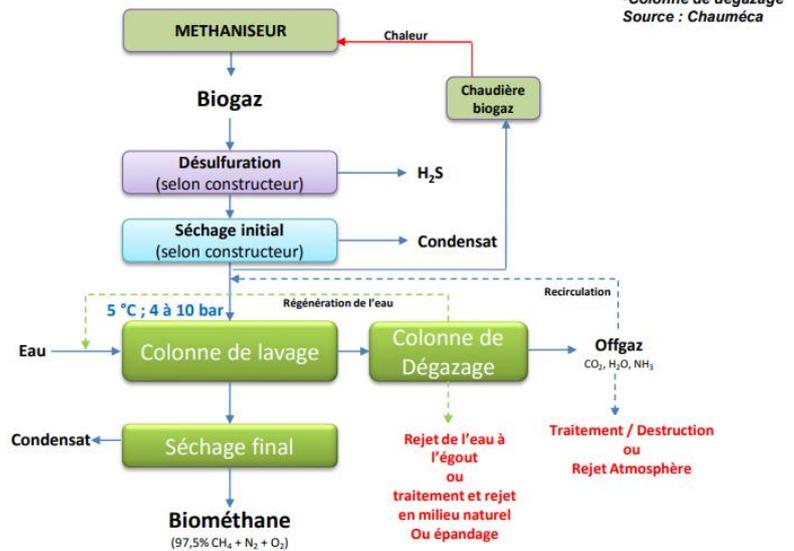


Figure 37 : Principe de l'épuration par lavage à l'eau

## Lavage aux amines

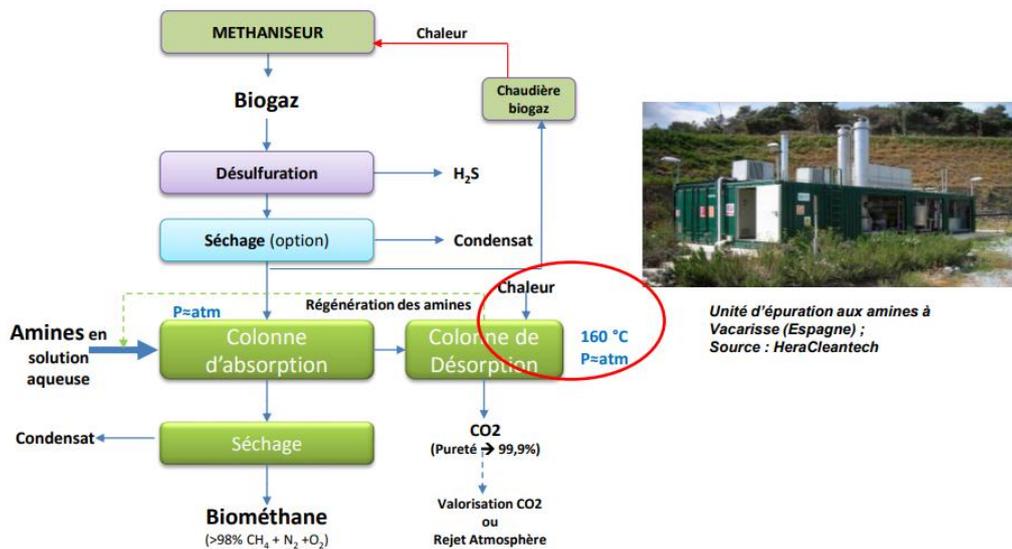


Figure 38 : Principe de l'épuration par lavage aux amines

Le parc français est majoritairement équipé de systèmes à membranes.

Enfin, une technologie supplémentaire est également employée sur un site expérimental : la séparation cryogénique.

Celle-ci consiste à refroidir le biogaz produit jusqu'à atteindre des températures de liquéfaction des différents composés. Ceux-ci sont alors valorisables après transport vers un lieu de consommation.

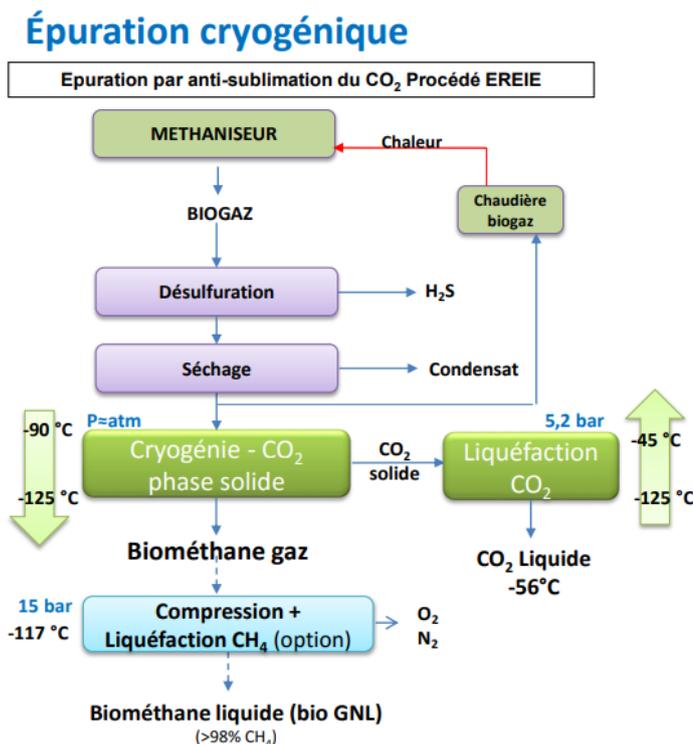


Figure 39 : Principe de l'épuration cryogénique

A ce jour, le CO<sub>2</sub> issu de ces différents dispositifs d'épuration est rarement valorisé. Seuls quelques projets le valorisent, en cultures sous serres principalement. Le gisement est donc mobilisable pour des techniques de méthanation, mais de préférence à proximité immédiate des projets. En effet, le transport de CO<sub>2</sub> sous forme gazeuse est difficile à envisager autrement que par canalisations. Tout changement d'état entrainerait un coût élevé affectant son attractivité.

## Chiffres et références

### CAPEX

Les investissements dans une unité de méthanisation sont généralement appréciés à l'unité de puissance installée. Ces fourchettes sont larges mais reflètent les disparités importantes constatées sur le terrain.

- En cogénération, les investissements oscillent entre 5 000 et 10 000 €/kW<sub>e</sub> installé,
- En injection de biométhane, la fourchette est de 20 000 à 50 000 €/ Nm<sup>3</sup>/h installé.

Ceux-ci concernent :

- L'acquisition du foncier,
- Le terrassement,
- La VRD,
- Génie civil,
- Le pesage,
- Process méthanisation,
- Process épuration,



- Les ouvrages de stockage de produit fini (digestat),
- Bâtiment,
- Électricité,
- Les différents raccordements (eau, gaz et/ou électricité),
- Matériel roulant,
- Matériel de chargement,
- Frais d'études,
- Frais de banques et d'assurances.

### **OPEX**

Les charges d'exploitation avoisinent généralement les 50 à 70 €/MWh produits et sont constituées de :

- L'achat de matières entrantes,
- Main d'œuvre, salaires,
- Frais d'analyses et suivi biologique,
- Electricité,
- Transport des matières entrantes,
- Transport et épandage du digestat,
- Frais de maintenance sur la méthanisation
- Frais de maintenance sur le poste de valorisation du biogaz,
- Frais de maintenance et d'analyses sur le poste d'injection loué au gestionnaire de réseau (TEREGA, GRDF,...),
- Frais divers : taxes, assurance, comptabilité,...

### **Recettes**

Les recettes sont bien souvent exclusivement constituées de la seule revente d'énergie. Certaines unités arrivent à percevoir quelques redevances mais les tensions sur le marché, induites par le développement de la filière, tendent à termes à la réduction de ces produits.

Deux arrêtés tarifaires permettent de fixer le tarif de rachat de l'énergie livrée. Pour la cogénération, le MWh électrique est généralement vendu entre 130 et 210 € alors qu'en injection, on parle plutôt de 70 à 120 €/MWh<sub>PCS</sub>.

### **Constructeurs**

Voie liquide infiniment mélangée :

- Arkolia,
- Sud-ouest biogaz,
- Evalor,
- Naskeo,
- Planet biogaz,
- Envitec biogas,
- Valgo,
- Archbiogaz,
- Xergi,
- BTS biogas,
- Hitachi Zosen Inova,
- ...

Voie sèche :

- CH4 système,
- Sud-ouest biogaz (discontinue),
- Strabag,
- Naskeo Méthajade (discontinue),
- Ogin,
- ...

### **Petite méthanisation dans le 64**

Au Pays Basque, les exploitations agricoles sont généralement de petites structures sur lesquelles il semble difficile de mobiliser de gros tonnages, sauf sur des organisations collectives. Ainsi, le montage de projets conséquents sur cette zone géographique paraît compliqué. A la demande de l'ESTIA, nous présentons ci-après quelques technologies adaptées à la petite méthanisation agricole.

Notons que le biogaz produit par petit méthaniseur est généralement valorisé en cogénération. En effet, les épurateurs de biogaz ne sont viables qu'à compter de 60 Nm<sup>3</sup>/h injectés, soit un équivalent électrique de 250-300 kW<sub>e</sub>, ce qui n'entre plus dans le champ de la petite méthanisation qui plafonne selon nous à 100 kW<sub>e</sub> (+/- 25 Nm<sup>3</sup>/h).

### **Petite méthanisation en voie humide**

Certains constructeurs proposent la réalisation d'unités en infiniment mélangé. Comptes tenus des coûts fixes de construction de petites cuves en béton, la plupart proposent des solutions alternatives qui peuvent paraître moins robustes et moins sécuritaires. Cependant, ces unités sont compétitives et sont pour la plupart aisément démontables en fin de vie.



Figure 40 : Solution en citernes souples ARCBIOGAZ



Figure 41 : Méthanisation en silo doublé d'un liner – VALOGREEN

Le principe de ces techniques est le même qu'une unité classique. Les matières solides sont diluées dans une préfosse avant de rejoindre les ouvrages de digestion. La dilution en préfosse est réalisée avec une recirculation issue du digesteur.



Figure 42 : Solution de traitement de lisiers BIOELECTRIC

La solution ci-dessus est adaptée aux seuls lisiers, sans co-substrats solides. Elle est montée en kit sur une dalle béton. Le montage est réalisé en [quelques jours seulement](#).

### **Petite méthanisation en voie sèche**

En matière de voie sèche, la France a pas mal travaillé sur la technique discontinue. Cette technique particulière ne peut selon nous être efficace que si le bassinage des intrants est possible, sans quoi la digestion reste hétérogène.



**Figure 43 : Voie sèche discontinue en garages – NASKEO METHAJADE (>100 kWe)**

Cela étant, certaines techniques proposées permettent une immersion complète des intrants au cours de leur séjour en digestion (fosse bateau) ; nous avons constaté de bonnes performances sur ces unités.



**Figure 44 : Voie sèche discontinue avec immersion – SUD OUEST BIOGAZ**

Enfin la voie sèche continue est une technique intéressante qui a fait ses preuves en Suisse et qui voit de nouveaux fournisseurs se positionner. Le constructeur historique Kompogas a été racheté par Hitachi Zosen INOVA ; la technologie phare ne semble donc plus disponible en dessous d'une certaine échelle. Nous pouvons tout de même présenter un fournisseur capable de se positionner.



**Figure 45 : Méthaniseur voie sèche continue modulaire taille S (30-150 kWe) - BIOGASTIGER**

Enfin, pour toutes ces techniques, l'autoconstruction semble une voie à réfléchir, comme en Suisse, notamment à l'occasion de mises aux normes d'un élevage. Les pionniers de la méthanisation ont

souvent travaillé ainsi et ont financièrement réussi. Cette option nécessite une certaine formation/expérience de la méthanisation ou un accompagnement adapté.

### Gisement $CO_2$ associé à la méthanisation

Ce gisement de carbone pourrait, au travers d'un procédé de méthanation par exemple, permettre la production (ou conversion) de  $CH_4$ /an. Bien sûr, cela n'est rendu possible que par la fourniture d'hydrogène qui peut être produit par électrolyse (stockage d'électricité excédentaire sur le réseau) ou bien par gazéification.

Enfin, le digestat peut aussi constituer une ressource pour la conversion de biomasse par voie thermochimique. Attention, cet export intensifierait les exports de MO issus de l'agriculture.

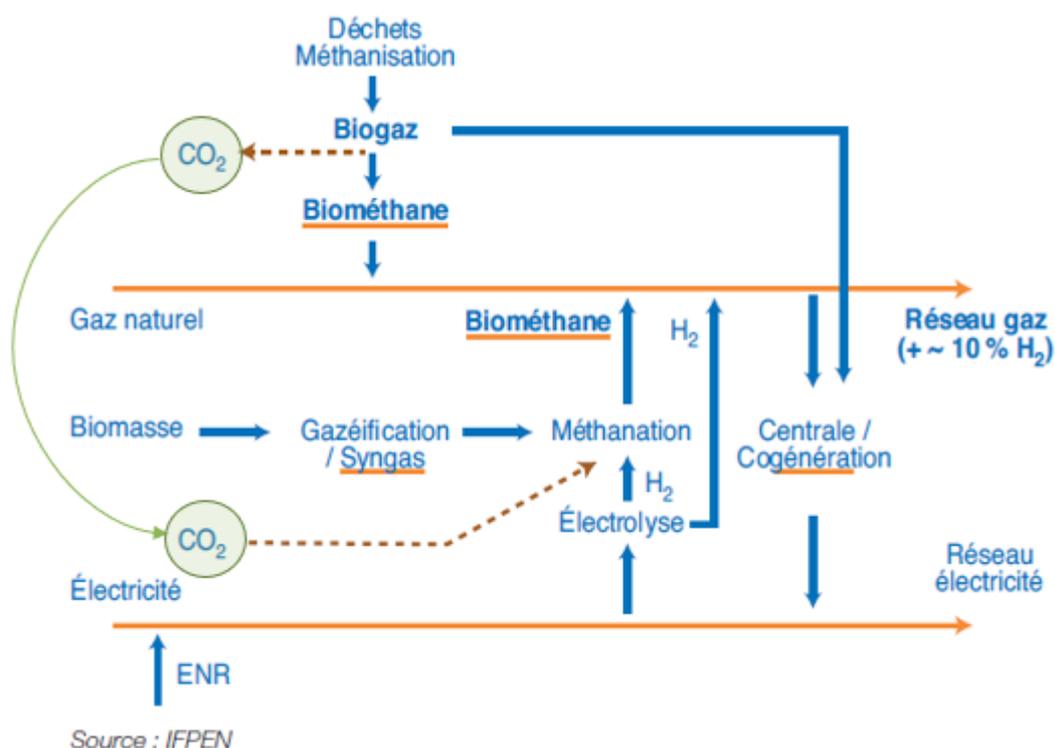


Figure 46 : Intégration de la filière méthanisation au sein des nouvelles filières gaz vert 2G

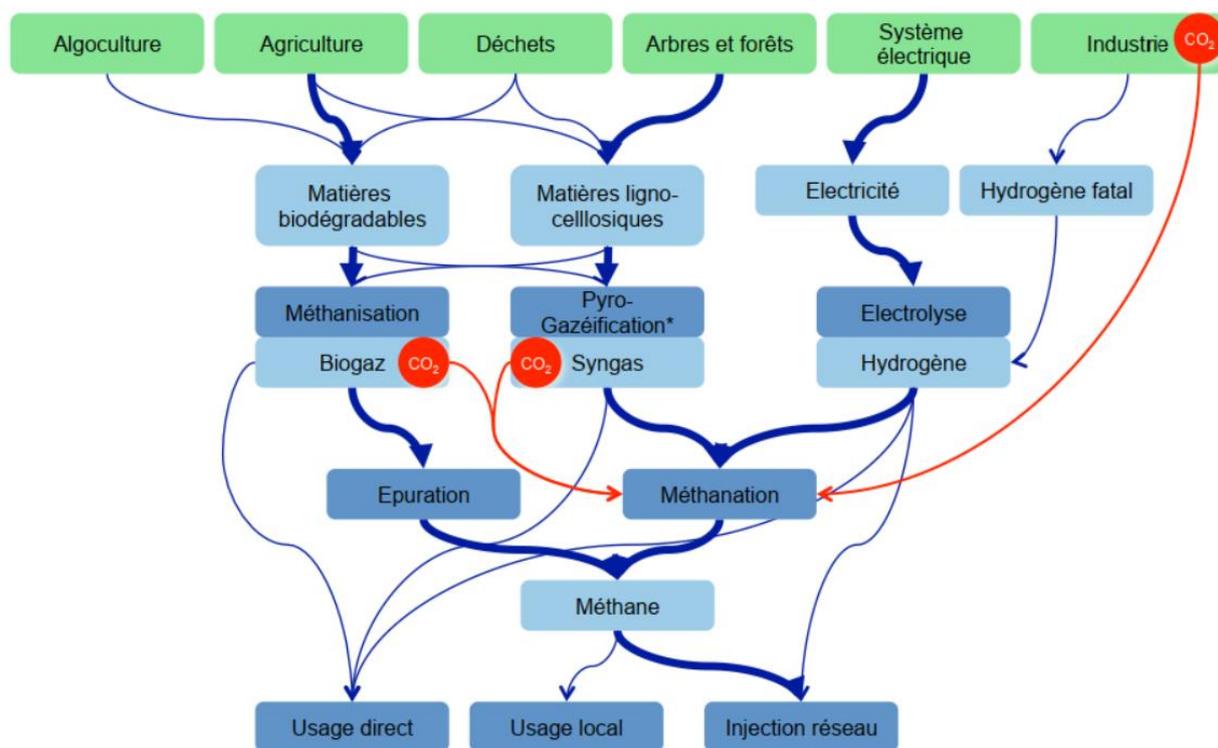


## Les technologies en développement

Les technologies en voie de développement reposent sur la valorisation de produits multiples à partir d'un même gisement. C'est une condition qui semble inévitable à la viabilité des systèmes envisagés. Cette voie passe donc par le concept de la bioraffinerie.

Les filières biocarburants ne semblent pas constituer une priorité et l'enjeu est en fait de remplacer la 1<sup>ère</sup> génération qui entre en concurrence avec l'alimentation. De plus, les bio-huiles (produites par pyrolyse par exemple) semblent devoir être raffinées.

Pour les filières de production de gaz de 2<sup>nde</sup> génération, comme expliqué plus haut, elles doivent permettre de produire une part importante du gaz consommé à échéance 2050. Le schéma d'utilisations de la biomasse simplifié, proposé dans le cadre de l'étude 100% gaz vert en 2050, est présenté ci-après et permet d'appréhender les filières et circuits envisagés.



\*y compris gazéification hydrothermale

Figure 47 : Schéma d'utilisations simplifié de la biomasse simplifié (source : SOLAGRO)

Nous aborderons plus bas quelques techniques illustrées ici :

- La production de biocarburants de 2<sup>nde</sup> et 3<sup>ème</sup> génération,
- Pyrogazéification,
- Gazeification hydrothermale,
- Méthanation (ou Power 2 gas),
- La production de larves de mouches (demande complémentaire ESTIA).

Toutefois, avant de traiter de ces technologies, il convient de parler des techniques de prétraitements indispensables à leur mise en œuvre.



## Prétraitement de la biomasse pour faciliter la conversion en bioénergie ou biocarburants

Avant que les cultures énergétiques ou les déchets organiques puissent être convertis, une certaine forme de prétraitement est généralement requise, par des méthodes physiques (mécaniques), chimiques, thermochimiques ou biochimiques.

### Traitements physiques

#### *Broyage*

Généralement, la première étape consiste à traiter mécaniquement la matière première (par exemple les déchets de bois, la paille, etc.) pour réduire la taille par déchiquetage et broyage. Cette étape peut être réalisée sur le site de production de la biomasse, un stock intermédiaire (où la biomasse est également séchée en général) ou sur le lieu de valorisation (à poste fixe).



Figure 48 : Broyeurs automoteurs

Cette étape est parfois réalisée par fraisage, extrusion. Elle permet de :

- Faciliter la manutention,
- Fluidifier le produit,
- Augmenter la surface d'échange,
- Diminuer la cristallinité,
- Réduire le degré de polymérisation.

Cette étape est généralement suivie d'une mise en tas de quelques semaines afin d'amorcer le séchage (par auto-échauffement du tas) jusqu'à 20-25% d'humidité sur brut.

L'augmentation de la surface d'échange est capitale pour favoriser un séchage homogène et rapide.

#### *Torréfaction*

La torréfaction est un processus thermochimique, typiquement réalisé :

- Entre 200 et 300 ° C,
- En l'absence d'oxygène,
- À pression atmosphérique,
- Avec de faibles vitesses de chauffage des particules



- Avec un temps de réaction d'une heure.

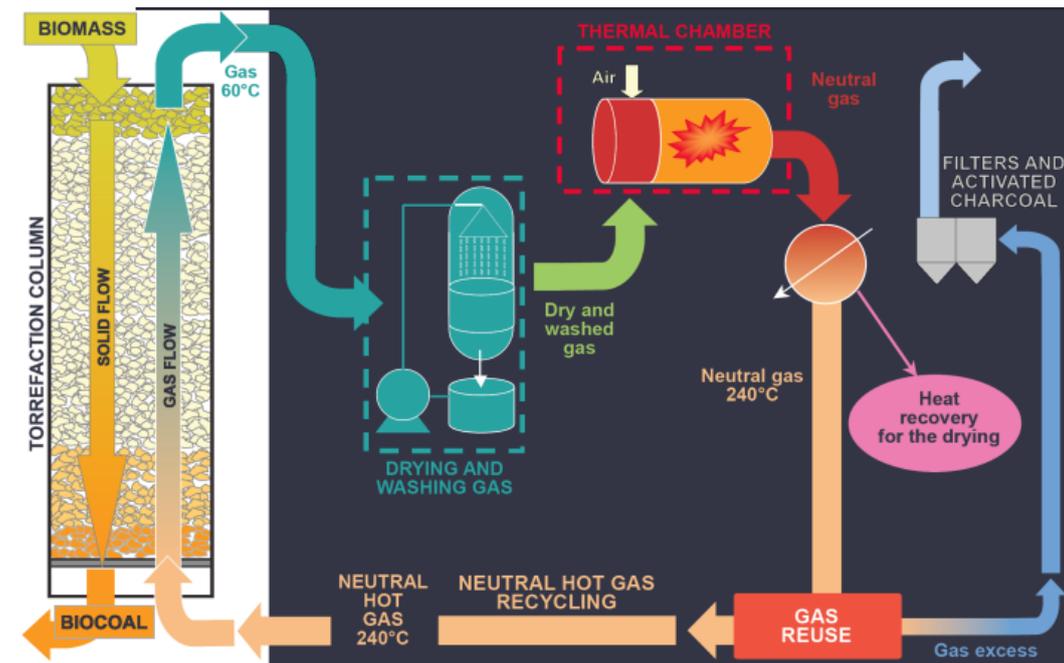


Figure 49 : Schéma de principe du réacteur TORSPYD de LMK Energy (anciennement Thermya / AREVA)

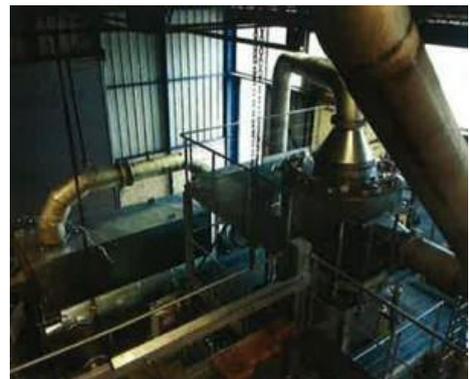


Figure 50 : 1ère unité commerciale en France (process THERMYA, finalisé avec/par AREVA)

Il existe divers procédés avec des techniques diverses et variées. Nous présentons ici 2 autres procédés Français. Il n'est pas facile de trouver d'autres fournisseurs étrangers pour cette technologie.

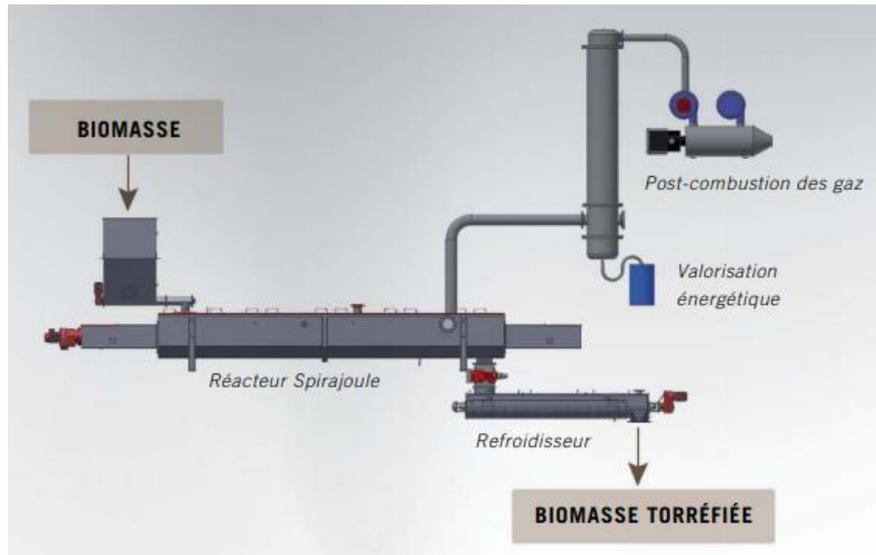


Figure 51 : Procédé de torréfaction BIOGREEN (filiale d'ETIA GROUP)

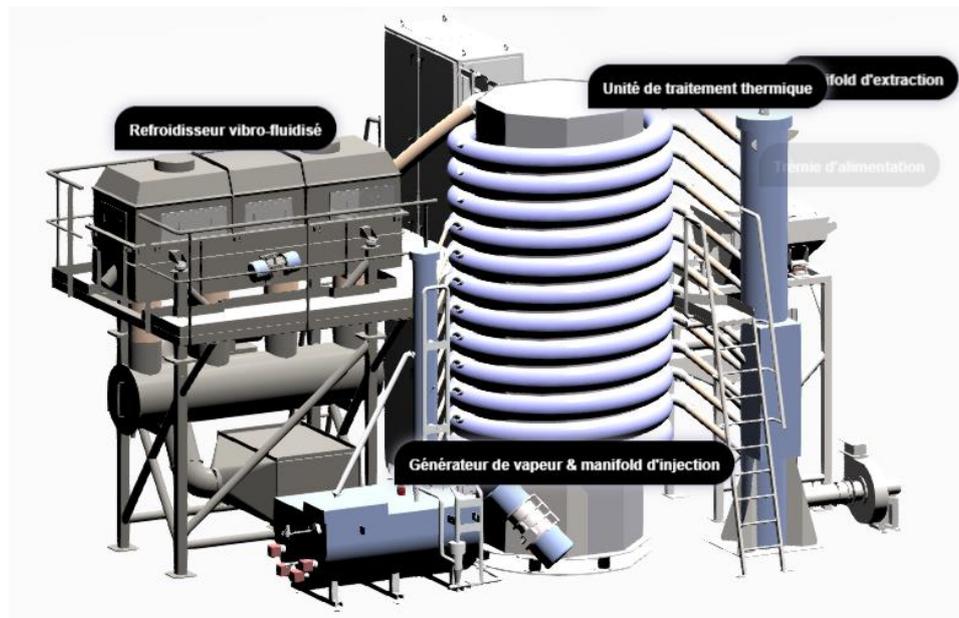


Figure 52 : Modèle 3D de l'unité proposée par REVTECH

En raison de la température élevée, au cours du processus de torréfaction, les composants de la biomasse se décomposent. Les composants à faible énergie de la biomasse sont transférés à la phase gazeuse. L'eau est d'abord expulsée, puis l'hémicellulose se décompose, et en partie aussi la lignine. Le processus crée de la biomasse torréfiée ou de l'omble, également appelé « biocoal » ou « biochar ».

Ce produit a la particularité d'être anhydre (<1% d'eau) et d'être très friable comparé à la matrice brute. Cela permet de réaliser une densification (granulés, briquettes...) aisée car le produit n'oppose pas de résistance et est moins usant pour le matériel employé.

Enfin, sa faible teneur en eau lui confère un pouvoir calorifique important.



Tableau 1 : Comparaison de produits boisés, brut et densifié, avec un Biocoal densifié

	Crushed wood	Wood pellets	BIOCOAL briquettes
Lower Heating Value	7.4 to 11.4 MJ/kg 2 to 3.2 kWh/kg	17 to 18 MJ/kg 4.7 to 5 kWh/kg	20 to 21 MJ/kg 5.5 to 5.8 kWh/kg
% Moisture	30 to 50%	< 10%	< 1%
Transport density	250 to 400 kg/m <sup>3</sup>	650 kg/m <sup>3</sup>	900 kg/m <sup>3</sup>
Energetic density	815 kWh/m <sup>3</sup> <small>mean</small>	3 150 kWh/m <sup>3</sup> <small>mean</small>	5 085 kWh/m <sup>3</sup> <small>mean</small>

Si la biomasse torréfiée est employée depuis longtemps dans divers secteurs (vinification<sup>8</sup> notamment), le biochar n'est pas très courant. Les premières productions à destination énergétique ont notamment été consommées en centrales électrique à charbon, en co-cuisson.

Cela étant, il constitue sur certains projets une phase de prétraitement (sur le projet BioTFuel par exemple). La biomasse y est torréfiée, séchée et broyée sous forme de poudre afin de permettre son injection sous pression dans un gazéifieur via un système de fluidisation.

### Densification énergétique

Le prétraitement contribue à améliorer la densité énergétique de la biomasse, lui permettant d'être transportée plus efficacement du point de production (champ, forêt ou installation bioindustrielle) au point d'utilisation. La biomasse est préalablement broyée/séchée pour être ensuite compressée en granulés, briquettes ou autres, ou traitée avec de la chaleur et de la pression (par exemple pyrolyse, torréfaction) pour créer du « bio-charbon » ou de la « bio-huile » comme décrit plus en détail ci-dessous.

### Pelletisation

Le séchage et la compression de la biomasse broyée pour former des granulés de combustible améliore la manutention du produit avec des propriétés d'écoulement similaires aux grains (conservation en silos). Les granulés peuvent être livrés plus facilement dans les maisons, les entreprises et les centrales électriques et, en raison de leur taille et de leur forme constante, peuvent être automatiquement introduits

---

<sup>8</sup> Le biochar est utilisé depuis longtemps dans la vinification. En effet, l'infusion de ce bois torréfié, à divers degrés, permet d'apporter aux vins des tanins et goûts boisés, sans pour autant faire séjourner le vin en barriques... le leader mondial de ces copeaux se trouve à Aire / Adour dans les Landes (Boisé France).



dans les chaudières à granulés avancées de manière contrôlée et étalonnée. La production de granulés de bois a été multipliée par 7 entre 2006 et 2018 pour atteindre plus de 55 millions de tonnes<sup>9</sup>.

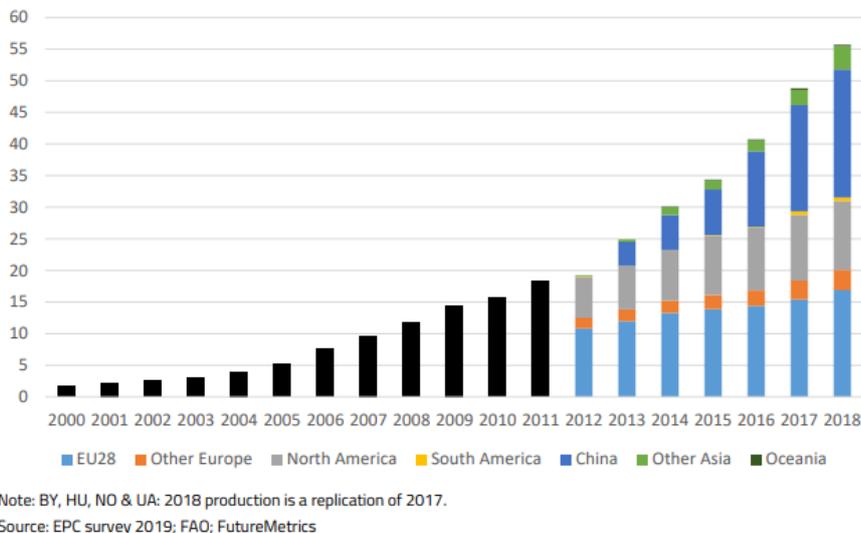


Figure 53 : Evolution du marché des granulés de bois

## Traitements Physico-chimiques

Le fractionnement physico-chimique de la biomasse (le plus souvent par explosion de vapeur) convertit les charges d'alimentation lignocellulosiques en trois fractions distinctes de lignine, de cellulose et d'hémicelluloses. Le rendement et la pureté des trois fractions est un avantage clé dans les applications en aval. Cela permet aux fractions d'être traitées plus efficacement dans une bioraffinerie (où un certain nombre de produits différents sont produits sur le même site dans un processus en cascade qui maximise la valeur de la matière première de la biomasse, par exemple la production de chaleur et d'électricité, les additifs pour carburant, l'éthanol, les produits biochimiques).

### Explosion de vapeur

L'explosion de vapeur est le prétraitement le plus couramment utilisé de la biomasse et utilise des méthodes physiques et chimiques pour briser la structure du matériau lignocellulosique grâce à un traitement hydrothermal. La biomasse est traitée avec de la vapeur à haute pression et à haute température pendant une courte période, puis elle est rapidement dépressurisée et la structure des fibrilles est détruite par cette décompression explosive. Cette défibration et la remarquable autohydrolyse améliorent significativement la digestibilité et la bioconversion du substrat ainsi que sa réactivité vers d'autres réactions catalytiques. La décompression brutale fait baisser la température, stoppant le processus.

<sup>9</sup> Source : Bioenergy Europe Statistical report 2019



L'explosion de vapeur produit également des composés toxiques qui doivent être éliminés avant la fermentation. Les acides dilués peuvent être utilisés en combinaison avec une explosion de vapeur.

Des processus similaires à l'explosion de vapeur comprennent :

- Explosion de fibre d'ammoniac AFEX - La biomasse est traitée avec de l'ammoniac liquide à haute température et pression. Lorsque la pression est relâchée, l'ammoniac se vaporise et peut être récupéré.
- Supercritiques explosion de dioxyde de carbone - Voir Prétraitement de la biomasse lignocellulosique - L'utilisation du dioxyde de carbone supercritique comme solvant vert , Tingyue Gu, 2013.

### ***Utilisation de liquides ioniques (IL)***

Les IL sont des composés uniquement d'ions avec des combinaisons incommensurables d'anions et de cations. Ils possèdent des propriétés largement accordables, telles que l'hydrophobicité, la polarité et le pouvoir solvant. Divers IL ont été étudiés pour le prétraitement de la biomasse et de nouveaux travaux étudient l'utilisation de liquides ioniques issus du traitement de lignines.

### ***Procédé Plantrose (hydrolyse supercritique)***

Renmatix Inc. a mis au point le « procédé Plantrose » breveté, qui utilise de l'eau dans son état supercritique pour hydrolyser la biomasse et produire ainsi des sucres celluloseux et des lignines d'une pureté élevée, à faible coût. Les investisseurs de Renmatix sont BASF, Kleiner Perkins Caufield & Byers et Total.

### ***Délignification abrupte à basse température (LTSD)***

Le LTSD, développé par Bio-Process Innovation Inc., utilise de faibles apports de produits chimiques non toxiques, d'oxygène et de base, dans des conditions de réaction douces pour décomposer les matières premières lignocellulosiques. En février 2015, la société a annoncé le démarrage d'une usine pilote d'une tonne/h dans l'Indiana, après dix ans d'optimisation des processus. La technologie est maintenant disponible dans le commerce pour une utilisation dans les bioraffineries.

### ***Co-solvant amélioré fractionnement lignocellulosique CELF***

Le CELF utilise du tétrahydrofurane (THF) renouvelable et miscible à l'eau avec de l'acide sulfurique dilué pour fractionner la biomasse cellulosique et obtenir des rendements élevés en sucres pour la fermentation ou le furfural, le 5-hydroxyméthylfurfural et l'acide lévulinique pour la conversion catalytique en carburants et produits chimiques. La technologie développée par l'Université de Californie a été autorisée par CogniTek. Une nouvelle société "MG Fuels" est en cours de création pour commercialiser la technologie.

### ***Eau chaude liquide (LHW)***

LHW (également connu sous le nom de fractionnement aqueux, aquasolv ou hydrothermolyse) implique une immersion de la biomasse dans l'eau à 180-230°C) à haute pression. Cela libère des composés acides dans la biomasse qui la décomposent par « autohydrolyse ».



### **Ozonolyse**

Le prétraitement de la biomasse avec de l'ozone avant l'hydrolyse enzymatique a été étudié<sup>10</sup>.

## **Traitements chimiques**

### **Hydrolyse acide**

De récents travaux font état de résultats assez prometteurs pour ce qui concerne ce procédé d'hydrolyse sous pression réalisée en milieu acide (oxalique et sulfurique). Ce procédé permettrait de s'affranchir de l'étape de séchage de biomasse en entrée.

### **Hydrolyse alcaline<sup>11</sup>**

L'hydrolyse alcaline permet de traiter la biomasse avec une concentration élevée d'alcalin à une température plus basse pendant une période plus longue.

### **Processus Organosolv**

Organosolv a été développé à l'origine comme une alternative au procédé de pâte KRAFT et utilise des solvants organiques (tels que l'éthanol, le méthanol, le butanol, l'acide acétique, etc.) pour solubiliser la lignine et l'hémicellulose. Il est en cours de développement pour les systèmes de bioraffinerie et la production d'éthanol cellulosique.

American Science and Technology (AST) a développé un procédé Organosolv breveté (à l'échelle pilote, utilisant de l'acide sulfurique, du butanol et d'autres solvants organiques) pour convertir la biomasse lignocellulosique en sucres, lignine pure, pulpe et produits biochimiques à valeur ajoutée. Le processus de fractionnement est opéré à 140-180°C sous une pression ajoutée autogène à 50-60 psi (200-280 psi à la température de pointe). Le processus d'hydrolyse fonctionne à 40-60°C et 4-5 psi. Le processus de fractionnement donne 40-55% de cellulose, 20-30% de lignine et 20-25% d'hémicelluloses. Ce procédé est très efficace pour produire plus de 95% de rendement en sucres. La lignine a également une pureté supérieure à 95%.

De même, Lignol Energy Corporation a utilisé un procédé organosolv à base d'éthanol pour produire de la lignine de haute qualité. Des technologies similaires avec divers solvants ont été développées, par exemple Organocell (méthanol), Compagnie Industrielle de la Matière végétale CIMV (acide acétique / acide formique) et Chempolis (acide formique).

---

<sup>10</sup> Association of wet disk milling and ozonolysis as pretreatment for enzymatic saccharification of sugar cane bagasse and straw, Rodrigo da Rocha Olivieri de Barrosa et al, Bioresource Technology, Mai 2013.

<sup>11</sup> Voir Hydrolyse de la biomasse lignocellulosique : état actuel des processus et technologies et perspectives futures, Alessandra Verardi et al, ENEA, Italie. Cet article compare également les avantages et les inconvénients des différentes méthodes de traitement.



## Traitements thermochimiques de la biomasse

La pyrolyse et la gazéification appliquées aux déchets sont des moyens de les convertir en liquides et en gaz combustibles, ce qui ouvre un champ très vaste de possibilités de les valoriser efficacement.

La pyrolyse et la gazéification des déchets consistent à les chauffer en l'absence ou en manque d'oxygène afin que les substances générées sous l'effet de la température (solides, liquides et gazeuses) ne s'enflamment pas spontanément, ce qui donne la possibilité de les valoriser dans un second temps.

Le marché est essentiellement composé de solutions pour des gisements homogènes. Les technologies de gazéification de déchets hétérogènes ne sont pas matures et doivent encore faire l'objet de travaux pendant une période estimée par l'ADEME de 10 ans.

Extrait de la [fiche technique gazéification déchets ADEME](#) – janvier 2019 :

« La difficulté technique est d'adapter le procédé de pyrogazéification à l'hétérogénéité des intrants. Il est ainsi nécessaire de disposer d'une maîtrise efficace des conditions de fonctionnement. Par ailleurs, une vigilance doit être portée sur la sécurité avec la mise en place d'équipements et de contrôle adaptés destinés à éviter des réactions de combustion incontrôlée voire des explosions en cas d'entrée d'air parasite dans le four de pyrolyse ou dans les canalisations de transport du gaz de synthèse. Concernant l'exploitation de l'unité, le comportement en phase d'arrêt et de démarrage est difficile à évaluer. Des hydrocarbures peuvent se former et se condenser sur certaines parties de l'unité provoquant des colmatages. »

**Comme indiqué dans ce même document ADEME, il n'existe pas de bilan énergétique annuel d'unités en fonctionnement, qui différerait très certainement du rendement de conversion pur affiché par les fournisseurs de ces solutions. En effet, les procédés de pyrogazéification sont des procédés endothermiques, consommateurs d'énergies, et seul ce genre d'exercice permettrait de comparer les performances de ces technologies aux autres technologies de traitement.**



## Production de bio-oils (ou bio-huiles)

Les bio-bruts et les bio-huiles sont de la biomasse sous forme liquide qui est plus facilement pompable, stockable, transportable et a le potentiel d'extraction de divers produits chimiques utiles.

Il existe une grande variété d'applications commercialisées qui ont réussi et qui fonctionnent sur ce principe (1<sup>ères</sup> commerciales) et une unité commerciale (fournie par ENSYN) est en construction au Canada.



Figure 54 : Implantations d'unités de pyrolyse dans le monde (source : IEA Bioenergy)

La commercialisation continue de se heurter à des obstacles économiques et autres obstacles non techniques lorsqu'elle tente de pénétrer les marchés de l'énergie. Pourtant, il existe une variété croissante d'entreprises et de technologies ayant réalisé des applications commercialisées.

Les applications notables comprennent notamment (pour les plus connues) :

- [Empyro](#) – Pyrolyse
- [Fortum/Valmet](#) – Pyrolyse
- [Ensyn](#) (distribué aussi en joint-venture par [Envergent technologies](#)) – Pyrolyse
- [Licella](#) – Liquéfaction
- [Steeper Energy](#) – Liquéfaction
- [Genifuel](#) – Liquéfaction

Comme indiqué ci-dessus, deux principes permettent de produire ces bio-huiles, à savoir la pyrolyse et la liquéfaction (solvothermale ou hydrothermale). La pyrolyse est plutôt tournée vers des gisements solides, séchés en entrée, alors que la liquéfaction permet de traiter des gisements plus humides.

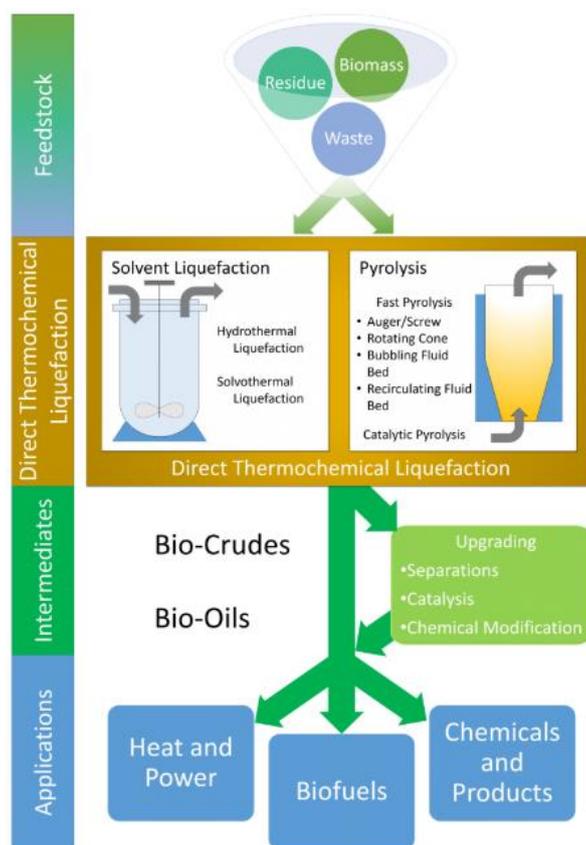


Figure 55 : Principes de production de Bio-huiles (Source : IEAbioenergy)

Les biocarburants issus des bio-huiles et des bio-bruts peuvent être utilisés « tels que produits » dans des applications telles que les combustibles de chaudière et les moteurs diesel stationnaires qui ont été réglés pour fonctionner avec eux. Cependant, de nombreuses applications de carburants hydrocarbonés peuvent utiliser des bio-huiles et des bio-bruts une fois que les huiles ont été chimiquement ou physiquement modifiées dans un processus appelé « upgrading » ou « mise à niveau ». Ces processus peuvent inclure :

- L'hydrotraitement : en utilisant l'hydrogène et des catalyseurs pour éliminer l'oxygène et ajuster le poids moléculaire,
- Synfuels : pour reformuler la structure moléculaire du bio-brut et des bio-huiles en carburants spécifiques,
- Mélanges : pour insérer des bio-bruts et des bio-huiles dans des applications existantes par dilution,
- Estérification : pour former des composés aux propriétés de type diesel,
- Craquage : par catalyse pour réduire la teneur en oxygène et ajuster le poids moléculaire.

L'utilisation de bio-huiles en tant que produit présente des défis spécifiques :

- Incertitude des estimations de coûts à long terme,
- Il est nécessaire d'établir de nouvelles normes reconnues pour l'utilisation et la distribution,
- Points d'insertion rationnels du bio-pétrole et du bio-brut dans l'économie des hydrocarbures (pas complètement compatible),
- Connaissance de la bio-huile,
- Incompatibilité matérielle avec le système de manutention de carburant existant.



Les Retours d'EXpériences des sites en fonctionnement et des pistes d'améliorations sont nécessaires pour juger de la viabilité de la filière à l'avenir. En ce qui concerne l'amélioration des technologies, les points d'attention portent sur :

- Le fonctionnement à long terme des systèmes de réacteurs à grande échelle,
- Démonstration des coûts de production réels,
- Établir une qualité de produit minimale avec des normes et standards pour les producteurs,
- Comprendre les mesures pour une manipulation, un transport et une utilisation en toute sécurité,
- Soutenir les applications pionnières et identifier des marchés de niche pour les bio-bruts et les bio-huiles.

### Liquéfaction hydrothermale

La liquéfaction des solvants est la conversion thermo-chimique de la biomasse en combustibles liquides et intermédiaires en traitant une suspension de biomasse dans un solvant chaud et sous pression. Le produit est appelé bio-brut et il est différent de la bio-huile.

Cela se produit par le mécanisme de conversion du contenu polymère de la biomasse solide en composants principalement liquides. Ainsi, il s'agit essentiellement de la pyrolyse de la biomasse dans un environnement de solvant liquide, particulièrement adaptée aux intrants pompables à températures élevées.

Cela comprend des exemples connus comme la liquéfaction hydrothermale effectuée dans l'eau, la liquéfaction solvo-thermique effectuée dans une variété de solvants, ainsi que des variantes catalytiques de ceux-ci. Comme la désoxygénation de la biomasse se produit dans le cadre de la dégradation thermique, une certaine quantité d'eau liquide ou de vapeur, selon les conditions, sera présente.



Figure 56 : Huile de liquéfaction hydrothermale, ou bio-brut

Les conditions de traitement typiques sont de 250°C à 370°C et des pressions de 4 à 22 MPa, à l'approche du point supercritique de l'eau, mais peuvent être effectuées au-dessus de ces conditions dans des solvants avec des points supercritiques supérieurs.

Ces approches sont envisagées pour convertir les flux de biomasse humide, où l'élimination de l'eau peut être considérée comme un coût prohibitif, et pour tirer parti des conditions de réaction ionique dans le cadre de la chimie thermolytique en maintenant des conditions dans lesquelles un solvant liquide est le principal milieu réactionnel.

Les conditions de traitement des solvants peuvent être divisées en 3 modes différents :

1. Le traitement à basse température est connu sous le nom de carbonisation au solvant, effectué en dessous de 250°C afin de former un matériau carbonisé solide,
2. Le traitement à température intermédiaire est appelé liquéfaction, effectué en grande partie entre 250°C et 370°C pour la production d'un combustible liquide ou intermédiaire,
3. Enfin, à des températures élevées, la gazéification du solvant peut se produire au-dessus de 400°C, où les composants de la biomasse peuvent être convertis en gaz non condensables de sorte que le solvant, en phase mobile, n'est pas consommé pendant le processus. Ce principe est développé plus bas au chapitre « gazéification hydrothermale ».

Alors que les catalyseurs sont inévitablement présents sous forme d'alcali et de solvant ionique, certaines formes de liquéfaction impliquent l'addition délibérée de catalyseurs supplémentaires afin d'encourager les réactions de dépolymérisation ou de favoriser des produits spécifiques.

Le produit de liquéfaction par solvant est communément appelé bio-brut et, comparé à la bio-huile de pyrolyse rapide, il est généralement d'une teneur en oxygène inférieure, d'une teneur en eau inférieure, d'une stabilité thermique plus élevée, d'une viscosité souvent plus élevée et peut souvent être moins dense que les bio-huiles. Cependant, bien qu'il soit plus faible en oxygène que le bio-pétrole, le bio-brut



ne ressemble pas au pétrole brut, puisqu'il contient beaucoup plus d'oxygène et que la structure chimique rappelle encore la matière première de la biomasse.

Au cours de la dernière décennie, les technologies de liquéfaction des solvants ont connu une résurgence et ont fait l'objet de recherches en laboratoire et de travaux de commercialisation supplémentaires.

### *Principe de fonctionnement*

Un système de liquéfaction thermochimique direct consiste en une série intégrée d'opérations unitaires commençant par la livraison d'une matière première de biomasse organique régulière ou occasionnelle. Il convient de tenir compte de la taille et de la mobilité des usines afin de déterminer si, dans une circonstance donnée, il est plus rentable de transporter et de stocker de la biomasse non densifiée ou d'utiliser des systèmes de liquéfaction plus petits, distribués ou mobiles. Une fois sous forme liquide, les bio-huiles et les bio-bruts peuvent être plus facilement manipulés ou transportés que la biomasse brute.



Figure 57 : Unité de LICELLA - Somersby en Australie

### *Références*

Il semble qu'une seule unité de taille industrielle soit en fonctionnement, en Australie, mais il nous a été impossible de trouver des données techniques et économiques sur cette unité.



## Pyrolyse

La pyrolyse est une décomposition thermique se produisant en absence d'oxygène. C'est aussi la première étape des processus de combustion et de la gazéification où elle est suivie d'une oxydation totale ou partielle des produits primaires.

Une température de procédé plus basse et des temps de séjour à la vapeur plus longs favorisent la production de charbon de bois. Une température élevée et un temps de séjour plus long augmentent la conversion de la biomasse en gaz ; enfin, une température modérée et un temps de séjour court en vapeur sont optimaux pour la production de liquides. La distribution des produits obtenus à partir de différents modes de processus de pyrolyse est résumée dans le tableau ci-dessous. La pyrolyse rapide pour la production de liquides présente actuellement un intérêt particulier car les liquides sont transportables et stockables.

**Tableau 2 : Rendements de produits typiques (à base de bois sec) obtenus par différents modes de pyrolyse du bois**

Mode	Conditions	% en poids	Liquide	Carboniser	Gaz
Vite	~ 500 ° C, temps de séjour vapeur court	~ 1 s	75%	12%	13%
Intermédiaire	~ 500 ° C, temps de séjour vapeur chaude	~ 10-30 s	50%	25%	25%
Lent - Torréfaction	~ 290 ° C, temps de séjour des solides	~ 30 min	-	82%	18%
Lent - Carbonisation	~ 400 ° C, temps de séjour à la vapeur long	h -> jours	30%	35%	35%
Gazéification	~ 800 ° C		5%	10%	85%

Le principe de la pyrolyse rapide peut être mis en œuvre dans différents types de réacteurs. Elle se produit en quelques secondes ou moins. Par conséquent, non seulement la cinétique des réactions chimiques, mais aussi les processus de transfert de chaleur et de masse, ainsi que les phénomènes de transition de phase, jouent un rôle important. Le problème critique est d'amener la particule de biomasse réagissant à la température optimale du processus et de minimiser son exposition aux températures intermédiaires (inférieures) qui favorisent la formation de charbon de bois. Cet objectif peut être atteint en utilisant des petites particules, par exemple dans les procédés à lit fluidisé. Une autre possibilité consiste à transférer la chaleur très rapidement uniquement à la surface des particules qui entrent en contact avec la source de chaleur.

En pyrolyse rapide, la biomasse se décompose pour générer principalement des vapeurs, des aérosols et du charbon de bois. Après refroidissement et condensation, il se forme un liquide mobile brun foncé qui a un pouvoir calorifique d'environ la moitié de celui du fioul conventionnel. Bien qu'elle soit liée aux procédés de pyrolyse traditionnels pour la fabrication de charbon de bois, la pyrolyse rapide est un processus avancé, avec des paramètres soigneusement contrôlés pour donner des rendements élevés de liquide. Les caractéristiques essentielles d'un processus de pyrolyse rapide pour produire des liquides sont :

- Chauffage et taux de transfert de chaleur très élevés à l'interface de réaction, ce qui nécessite généralement une alimentation en biomasse finement broyée,
- Température de réaction de pyrolyse soigneusement contrôlée d'environ 500 ° C et température de phase vapeur de 400 à 450 ° C,
- Temps de séjour à la vapeur courts généralement inférieurs à 2 secondes,
- Refroidissement rapide des vapeurs de pyrolyse pour donner le produit bio-huile.

Le produit principal, la bio-huile, est obtenu avec des rendements allant jusqu'à 75% en poids sur la base de l'alimentation en matière sèche.

Par ailleurs, les autres sous-produits (charbon de bois et gaz) sont utilisés dans le processus pour répondre aux besoins en chaleur de sorte qu'il n'y a pas de flux de déchets autres que les gaz de combustion et les cendres.

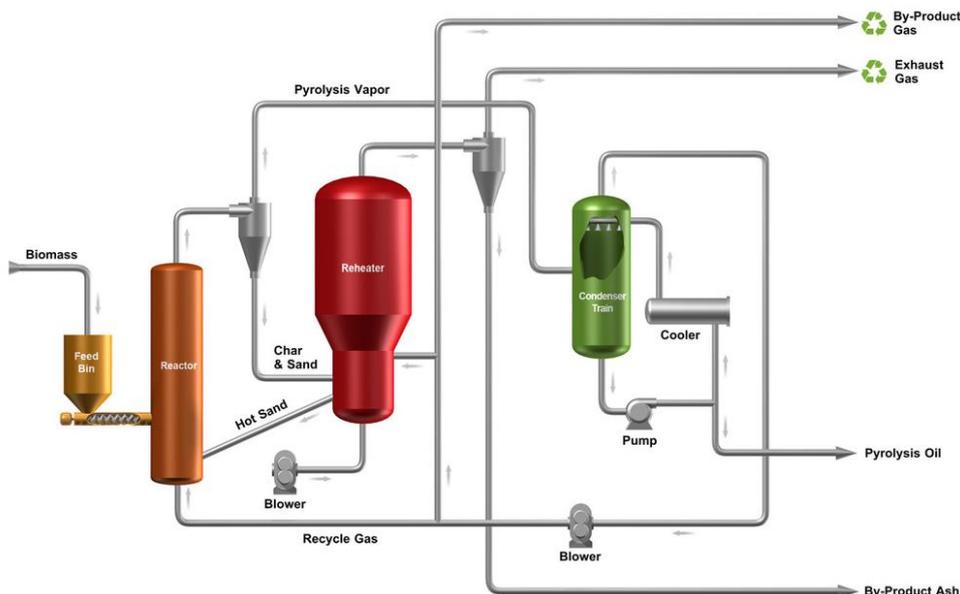


Figure 58 : Schéma de process ENSYN

Un processus de pyrolyse rapide comprend le séchage de l'alimentation à généralement moins de 10% d'eau afin de minimiser l'eau dans l'huile liquide produite (bien que jusqu'à 15% peut être acceptable), le broyage de l'alimentation (à environ 2 mm dans le cas d'un fluide réacteurs à lit) pour donner des particules suffisamment petites pour assurer une réaction rapide, une réaction de pyrolyse, une séparation des solides (char), une trempe et une collecte du produit liquide (bio-huile). Pratiquement toute forme de biomasse peut être envisagée pour une pyrolyse rapide, bien que la plupart des travaux aient été effectués sur le bois en raison de sa consistance et de sa comparabilité entre les tests,

Au cœur d'un processus de pyrolyse rapide se trouve le réacteur qui représente environ 10 à 15% du coût total en capital d'un système intégré. La plupart des activités de recherche et développement se sont concentrées sur le réacteur, bien qu'une attention croissante soit désormais accordée au contrôle et à l'amélioration de la qualité du liquide, y compris l'amélioration de la collecte.

Le reste du processus comprend la réception, le stockage et la manutention de la biomasse, le séchage et le broyage de la biomasse, la collecte, le stockage et, le cas échéant, la valorisation des produits.

### Economie

Il est difficile de trouver des éléments économiques sur cette filière, notamment pour ce qui concerne les OPEX. Au niveau des CAPEX, nous avons noté que l'unité construite aux Pays Bas représente un investissement de 19 000 000 €, pour une production quotidienne de 500 barils de bio-brut environ, soit 80 000 L/j, l'équivalent d'environ 23 000 tep/an.



Figure 59 : Installation de production d'Empyro [Pyrolyse] à Hengelo (Pays Bas)

### Principes de réacteurs connus

Il existe à ce jour 6 grands principes de réacteurs pour la pyrolyse (liste non exhaustive) :

- Le lit fluidisé : de construction assez simple, la température de réaction et le temps de séjour des gaz sont aisément contrôlables. Il garantit un bon transfert de chaleur à la biomasse par convection avec le gaz de fluidisation et/ou un matériau inerte pour des particules de l'ordre de 2-3 mm. Le temps de séjour des particules solides dépend de leur taille et de l'hydrodynamique du réacteur.
- Le lit entraîné : il permet de traiter des quantités plus importantes : 20 kg/h au VTT, (Finlande) jusqu'à 1,5 t/h pour Dynamotive (Canada). Le charbon produit au cours de la réaction de pyrolyse et le sable sont transportés dans un second réacteur où le charbon est brûlé et le sable réchauffé. Dans un tel réacteur, les temps de séjour du charbon, des vapeurs et des gaz sont identiques. L'hydrodynamique reste néanmoins complexe ; la taille des particules est de quelques centimètres.
- La pyrolyse ablative : mise au point par Lédé (disque tournant « spinning disk ») et Diebold (fil chaud « hot wire »), la chaleur est transférée à la particule par contact direct avec une surface chaude mobile. On peut donc utiliser de plus grosses particules qui sont pressées contre une surface chaude (procédé en développement par la société Pytec en Allemagne). La vitesse du phénomène d'ablation dépend de la pression exercée sur la particule, de la température de paroi et de la vitesse relative entre la particule et la surface chaude. Le cyclone fonctionne selon ce principe, produisant majoritairement des liquides ou des gaz selon les conditions opératoires. De même le réacteur Vortex permet de maximiser la production de vapeurs de pyrolyse qui sont ensuite craquées.
- Le « rotating cone » (inventé à l'université de Twente, Pays-Bas) : son principe est proche du lit entraîné. Les particules sont entraînées hors du réacteur par la force centrifuge créée par la rotation du réacteur conique de pyrolyse. Le charbon est brûlé dans un second lit et le sable recyclé par un "riser". La société BTG a développé une installation traitant 200 kg/h de biomasse.
- La « double vis sans fin » (mise au point par Lurgi) : elle est utilisée au centre de recherche de Karlsruhe (Allemagne). La biomasse (particules de quelques cm) est mélangée à du sable chaud (550°C) avec un rapport sable/biomasse compris entre 5 et 20. Le tout est entraîné par deux vis sans fin dont les pas sont alternés. Le sable est séparé du charbon et recyclé. Le débit maximal de biomasse traité est de 10 kg/h.



- La pyrolyse sous vide : la biomasse est transportée sur des plaques chaudes placées dans un réacteur sous vide (20 kPa). Elle est mélangée et entraînée vers l'extérieur par un système à râtaux. Les vapeurs sont directement évacuées, elles ne subissent pas de réaction de craquage. Ce procédé Pyrovac (capacité : 3 t/h) a été développé par des canadiens de l'Université de Laval mais l'installation de production d'huiles a été arrêtée.

Quelques avantages du procédé de pyrolyse : il utilise la biomasse entière, il n'y a pas de sous-produit CO<sub>2</sub> comme avec la fermentation, il n'y a pas besoin de développer des enzymes coûteuses ou d'autres micro-organismes exotiques, et les problèmes avec l'intensification de la fermentation sont évités.

Quelques inconvénients : La bio-huile ne peut pas être utilisée comme carburant de transport. Cependant, il peut être transformé en une huile stable via un processus connu sous le nom d'hydrotraitement, qui extrait l'oxygène lors d'une réaction avec l'hydrogène qui produit de l'eau pure comme sous-produit. C'est un processus utilisé dans l'industrie pétrochimique, et il a été utilisé avec succès pour éliminer l'excès d'oxygène des déchets organiques et des huiles végétales pour les convertir en diesel et en carburateur.

**Tableau 3 : Résumé des technologies de pyrolyse (Source IEA Bioenergy)**

Propriété	Statut	Rendement bio-huile sur biomasse sèche	Complexité	Spécification de la taille du flux	Besoins en gaz inerte	Taille spécifique du réacteur	Qualité du gaz
<b>Lit fluide</b>	Commercial	75% en poids	Moyen	Haute	Haute	Moyen	Faible
<b>CFB et lit transporté</b>	<a href="#">Commercial</a>	75% en poids	Haute	Haute	Haute	Moyen	Faible
<b>Cône rotatif</b>	<a href="#">Commercial</a>	70% en poids	Haute	Haute	Faible	Faible	Haute
<b>Écoulement entraîné</b>	Laboratoire	60% en poids	Moyen	Haute	Haute	Moyen	Faible
<b>Ablatif</b>	Laboratoire	75% en poids	Haute	Faible	Faible	Faible	Haute
<b>Vis ou vis sans fin</b>	<a href="#">Manifestation</a>	60% en poids	Moyen	Moyen	Faible	Faible	Haute

<b>Commercial</b>	<b>2 t / h - 20 t / h</b>
<b>Manifestation</b>	200-2000 kg / h
<b>Laboratoire</b>	1-20 kg / h

**Exemple d'unités en fonctionnement**



Tableau 4 : Exemples d'unités de Pyrolyse (source : ETIP)

**Operator:** Twence  
**Hengelo, Netherlands**  
**Fast pyrolysis**  
**Application:** Heat and power production  
**El. power:** 2200 MWh annually  
**Pyrolysis oil:** 3200 kg/h  
**Technology:** Rotating cone reactor  
**Fuels:** Wood chips, bagasse, empty fruit bunch etc.

**Operator:** Fortum  
**Joensuu, Finland**  
**Fast pyrolysis**  
**Application:** Heat and power production  
**El. power:** 52 MW<sub>el</sub>  
**Thermal capacity:** 180 MW<sub>th</sub>  
**Pyrolysis oil:** 6300 kg/h  
**Technology:** Fluidized bed

**Operator:** KIT Karlsruhe Institut für Technologie  
**Karlsruhe, Germany**  
**Fast pyrolysis**  
**Application:** Biocrude and syngas for transportation fuel production  
**El. power:** -  
**Thermal capacity:** 5 MW<sub>th</sub>  
**Pyrolysis oil:** 500 kg/h  
**Technology:** Bioliq: Twin-screw reactor



## Gazéification

Comme pour la technique de pyrolyse, il existe 2 variantes de gazéification :

- La gazéification de matrices solides (sèches),
- La gazéification de matrices humides (ou vaporisation hydrothermale).

### *Gazéification de biomasses solides (ou bien souvent Pyrogazéification)*

#### Principe

La gazéification est une décomposition thermique complète des particules de biomasse en un gaz combustible, des volatils et des cendres dans un réacteur fermé (gazéifieur) en présence de tout oxydant provenant de l'extérieur (air, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub>, etc.) lorsque le rapport équivalent (ER) est <1.

ER = 1 si la quantité stœchiométrique d'agent oxydant est présente. La quantité stœchiométrique est la quantité théorique d'air ou de tout autre agent oxydant nécessaire pour brûler complètement le carburant.

La gazéification est une étape intermédiaire entre la pyrolyse et la combustion. Il s'agit d'un processus endothermique en deux étapes, c'est pourquoi on parle de pyrogazéification. Au cours de la première étape, les composants volatils du carburant sont vaporisés à des températures inférieures à 600°C par un ensemble de réactions complexes. Aucun oxygène n'est nécessaire dans cette phase du processus.

Les gaz d'hydrocarbures, l'hydrogène, le monoxyde de carbone, le dioxyde de carbone, le goudron et la vapeur d'eau sont inclus dans les vapeurs volatiles. Le charbon (carbone fixe) et les cendres sont les sous-produits du procédé qui ne sont pas vaporisés. Dans la deuxième étape, le charbon est gazéifié par les réactions avec l'oxygène, la vapeur et l'hydrogène. Une partie du charbon non brûlé est brûlée pour libérer la chaleur nécessaire aux réactions de gazéification endothermique.

Les principaux produits de gazéification sont le gaz, l'huile et les goudrons. Les produits de gazéification, leur composition et leur quantité sont fortement influencés par l'agent de gazéification, la température, la pression, la vitesse de chauffe et les caractéristiques du combustible (composition, teneur en eau, granulométrie). Les produits gazeux formés lors de la gazéification peuvent en outre être utilisés pour le chauffage ou la production d'électricité. Les principaux composants gazeux sont le CO, le CO<sub>2</sub>, le H<sub>2</sub>O, le H<sub>2</sub>, le CH<sub>4</sub> et d'autres hydrocarbures. Les principales réactions chimiques rencontrées dans ce processus sont présentées au Tableau 5.



Tableau 5 : Principales réactions survenant lors de la gazéification

Primary devolatilization				
		Primary tar (CH <sub>x</sub> O <sub>y</sub> )		
Biomass	→	CO, H <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , H <sub>2</sub> O		[eq. 1]
		Carbon		
Tar cracking and reforming				
		Secondary tar		
Primary tar	→	CO, CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , H <sub>2</sub>		[eq. 2]
Homogenous gas-phase-reactions		ΔH		
Secondary tars	→	C, CO, H <sub>2</sub>		[eq. 3]
H <sub>2</sub> + 0,5 O <sub>2</sub>	→	H <sub>2</sub> O	-242 kJ/mol	H <sub>2</sub> – Combustion (oxidation) [eq. 4]
CO + 0,5 O <sub>2</sub>	→	CO <sub>2</sub>	-283 kJ/mol	CO - Combustion (oxidation) [eq. 5]
CH <sub>4</sub> + 0,5 O <sub>2</sub>	→	CO + 2 H <sub>2</sub>	-110 kJ/mol	CH <sub>4</sub> - Combustion (oxidation) [eq. 6]
CH <sub>4</sub> + CO <sub>2</sub>	→	2 CO + 2 H <sub>2</sub>	+247 kJ/mol	Dry reforming reaction [eq. 7]
CH <sub>4</sub> + H <sub>2</sub> O	→	CO + 3 H <sub>2</sub>	+206 kJ/mol	Steam reforming methanisation [eq. 8]
CO + H <sub>2</sub> O	→	CO <sub>2</sub> + H <sub>2</sub>	-40,9 kJ/mol	Water-gas-shift reaction [eq. 9]
Heterogenous reactions				
C + O <sub>2</sub>	→	CO <sub>2</sub>	-393,5 kJ/mol	Partial carbon oxidation [eq. 10]
C + 0,5 O <sub>2</sub>	→	CO	-123,1 kJ/mol	Bouboard equilibrium [eq. 11]
C + CO <sub>2</sub>	→	2 CO	+159,9 kJ/mol	Water gas reaction (steam reforming) [eq. 12]
C + H <sub>2</sub> O	→	CO + H <sub>2</sub>	+118,5 kJ/mol	Steam reforming [eq. 13]
C + 2 H <sub>2</sub>	→	CH <sub>4</sub>	-87,5 kJ/mol	Methane production (hydrogasification) [eq. 14]

La gazéification des déchets solides est la technique la plus courante à ce jour. Elle consiste à les chauffer à des températures plus importantes que la pyrolyse, c'est-à-dire comprises généralement entre 900 et 1 200 °C en présence d'une faible quantité d'oxygène. En dehors de la fraction minérale du déchet et d'une petite quantité de carbone fixe non converti qui constituent le résidu solide, l'ensemble du déchet est ainsi converti en un gaz que l'on appelle gaz de synthèse (également désigné syngas ou syngaz). Quand la réaction de gazéification est réalisée à pression atmosphérique, le gaz de synthèse est en général constitué principalement de CO et H<sub>2</sub> et quelques pourcents de CH<sub>4</sub>. Selon les procédés, il contient également une proportion plus ou moins importante de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et d'azote (N<sub>2</sub>). Il contient généralement également une faible quantité de chaînes hydrocarbonées longues appelées goudrons, dont il est nécessaire de débarrasser le gaz pour certaines applications telles que l'utilisation en moteurs à gaz ou la conversion chimique du syngaz en méthane ou mélange d'hydrocarbures.



Tableau 6 : Nombre et degrés de développement de procédés de gazéification, par technologie

Technologie	Concepteur	Pression opératoire	Utilisation du gaz de synthèse	Degré de développement	Capacité (t/jour de déchets traités)
Lit fluidisé bouillonnant	Advanced Plasma Power	19 à 31 Bars	Electricité	Pilote	1,8
	Enerkem	5 Bars	Méthanol, éthanol	Démonstrateur	40-45
Lit fluidisé circulant	Envirotherm	<1,5 Bar	- Fours de cimenteries ou chaudières	Industriel	500
	Milena (Energy Research Center of The Netherlands)	n.r	- Moteurs ou turbines à gaz	Pilote	3,8
	Rentech	Atmosphérique	- Chaleur + électricité	Démonstrateur (arrêté)	350
Lit fluidisé stationnaire	Kopf	n.r	Electricité	Démonstrateur	7
Lit fixe	Wartsila (Novel)	n.r	Combustible moteurs	Pilote	n.r
	Xylo watt	Atmosphérique		Pilote	0,8
Lit circulant	Alter-NRG	n.r	Electricité + chaleur ou éthanol	Industriel	40
	Ecoloop			Démonstrateur (en construction)	115
Four Tournant	Basse Sambre	Atmosphérique	Electricité + chaleur Substitution énergétique en procédé industriel	Industriel Démonstrateur (en projet)	34

### Marché

Comme nous le verrons plus bas, le syngaz produit peut être valorisé de diverses manières. La technologie de gazéification est adaptée selon les intrants à traiter et, si à ce jour les unités fonctionnent bien souvent en cogénération, la tendance générale est tournée vers la production de gaz renouvelable (SNG). Le graphique ci-dessous illustre le positionnement de quelques constructeurs sur ces deux axes (types d'intrants en abscisses, type de valorisation du syngaz en ordonnées).



Figure 60 : Présentation graphique du positionnement intrants admissibles / valorisation de fournisseurs de la filière - source REGATECH, Présentation d'ENGIE (Olivier Guerrini)

La plupart des fournisseurs qui proposent ce genre de solutions sont au stade du pilote ou du démonstrateur.



Figure 61 : Répartition des unités de gazéification (hors cogé) - source : <https://demoplants.bioenergy2020.eu/>

Tableau 7 : Liste des unités de gazéification (hors cogé) – source : <https://demoplants.bioenergy2020.eu/>

Owner	Name	Location
Advanced Plasma Power Ltd	BioSNG pilot plant	United Kingdom
BioTfuel-consortium	BioTfuel pilot	France
Cutec	Synthesis Cutec Clausthal-Zellerfeld	Germany
ECN	MILENA Gasifier	Netherlands
Enerkem	Synthesis Enerkem Sherbrooke	Canada
Enerkem	Westbury commercial demonstration facility	Canada
GTI Gas Technology Institute	GTI gasifier Des Plaines	United States
Karlsruhe Institute of Technology (KIT)	bioliq	Germany



<b>Owner</b>	<b>Name</b>	<b>Location</b>
Sunshine Kaidi	pilot Wuhan	China
Tembec Chemical Group	Synthesis Tembec Chemical Quebec	Canada
ThermoChem Recovery International (TRI)	Fully Integrated BioRefinery	United States
TNO	Ambigo	Netherlands
TUBITAK	TRIJEN (Liquid Fuel Production From Biomass and Coal Blends)	Turkey
Vanerco (Enerkem & Greenfield Ethanol)	Varenes Cellulosic Ethanol	Canada
VTT Technical Research Centre of Finland Ltd	Pressurized FB for synthesis gas production	Finland
VTT Technical Research Centre of Finland Ltd	Dual fluidized-bed steam gasification pilot plant	Finland
West Biofuels	LLC Thermal Reformer Synthesis West Biofuels Woodland , CA	United States

### **Les unités en fonctionnement en France**

La pyrogazéification continue à susciter un intérêt en France avec plusieurs projets de R&D. Les unités identifiées et mentionnées ci-dessous sont des unités industrielles alimentées par des déchets (dont une part d'origine biomasse).

- EQIOM à Rochefort-sur-Nénon (21), traite des boues métalliques avec un four NESA. Les résidus métalliques entre dans la composition du « cru » du four cimentier, le gaz est alimenté en tuyère. Mise en Service (MeS) : 2000.
- Le pilote CHO POWER à Morcenx (40), alimenté en bois et plaquettes, et DAE (max 20 %) ; production électricité et chaleur. MeS : 2014
- Le pilote Alpha-Recyclage à Brévan (39), pyrolyse de pneus. MeS : 2017.
- Le démonstrateur Bonnefoy à Villers-sous-Montrond (25), utilisant un procédé de gazéification de LLT (Leroux & Lotz), alimenté en bois B et plaquettes, production électricité et chaleur et CSR (20 % max) ; production électricité et chaleur.

A noter que les sociétés Leroux & Lotz et CHO POWER (groupe PINAULT) sont des acteurs dynamiques de cette filière avec de nombreux projets en montage.



Figure 62 : Installation XYLOWATT

Autre illustration de cet intérêt pour la pyrogazéification : la création en 2014 du Club Pyrogazéification qui compte actuellement plus d'une cinquantaine de membres, et regroupe la quasi-totalité des équipementiers français du domaine, mais également certains énergéticiens, les principaux acteurs du monde du déchet, de nombreux gros consommateurs d'énergie, les exploitants des réseaux de gaz, des bureaux d'étude, des laboratoires de recherche, etc.

## Les projets Européens

### *Démonstration SNG à Güssing*

L'usine de cogénération de biomasse de Güssing, qui a commencé à fonctionner en 2002, a une capacité de combustible de 8 MW<sub>th</sub> et une puissance électrique d'environ 2 MW<sub>el</sub> avec une efficacité électrique d'environ 25%. Des copeaux de bois d'une teneur en eau de 20 à 30% sont utilisés comme combustible. L'usine se compose d'un gazéificateur à vapeur à lit fluidisé double, d'un système d'épuration des gaz à deux étages, d'un moteur à gaz avec un générateur électrique et d'un système d'utilisation de la chaleur, offrant une démonstration complète de la chaîne de valeur de la biomasse ligneuse au SNG.

L'étape finale de conversion comprend trois étapes individuelles, à savoir le conditionnement du gaz, la synthèse du SNG et la valorisation du gaz. Les travaux de R&D au cours des 8 premières années à Güssing ont porté sur le conditionnement de gaz et la synthèse de SNG. L'échelle pilote a montré que la synthèse de SNG en lit fluidisé est possible. L'ensemble de la chaîne de processus atteint des rendements de conversion élevés et présente un potentiel d'investissement et de coûts d'exploitation inférieurs à ceux de la technologie de synthèse SNG conventionnelle.



### **Projet de démonstration de Gaya**

Le projet de démonstration de Gaya, fer de lance d'ENGIE, soutenu par la CE, vise à démontrer une voie commerciale pour la gazéification et la méthanation des résidus (par exemple bois, paille) pour produire du biométhane synthétique à l'échelle industrielle.

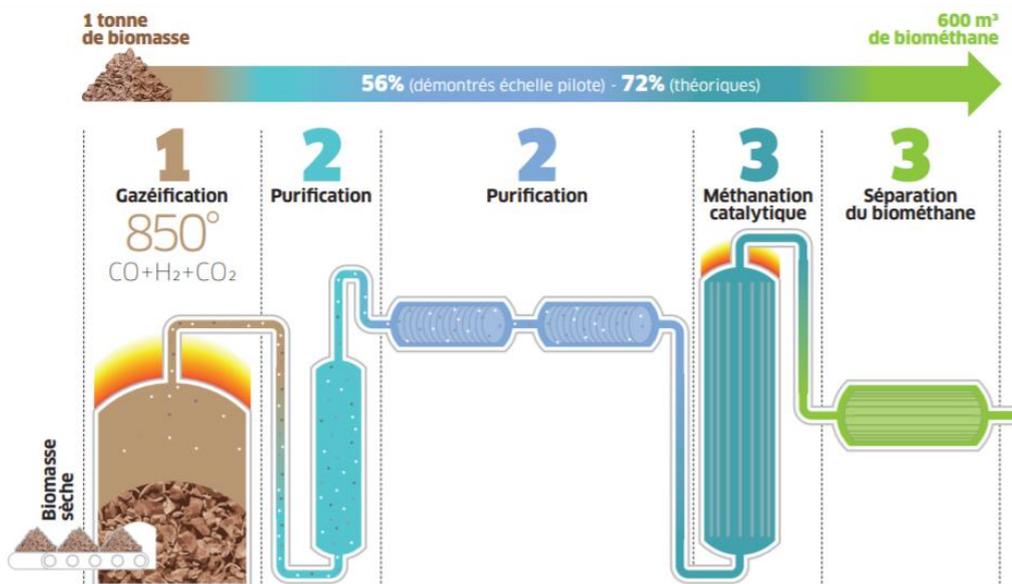


Figure 63 : Procédé mis en œuvre par le projet GAYA (ENGIE)

### **Dong Pyroneer Plant, Danemark**

DONG Energy (devenu ORSTED semble-t-il) a développé la technologie de gazéification Pyroneer, qui utilise la technologie de lit fluidisé de circulation, qui convertit la biomasse en gaz à relativement basse température. En 2011, elle a établi une usine de démonstration de 6 MW adjacente à la centrale électrique d'Asnæs près de Kalundborg. L'usine de démonstration Pyroneer a fourni des tests et des démonstrations sur la façon dont la biomasse de faible valeur et difficile peut être gazéifiée.

### **Usines de gazéification des déchets en énergie au Royaume-Uni :**

#### **Birmingham Bio Power Plant et Hoddesdon**

Une usine de gazéification de la biomasse de 10,3 MW à Tyseley, au Royaume-Uni a été développée par Carbonarius, une joint-venture entre O-Gen UK et UNA Group, avec un investissement de 47,8 millions de livres sterling par la UK Green Investment Bank et Foresight Group. L'usine a été mise en service en 2016 et depuis, un deuxième projet a vu le jour, toujours au Royaume Uni (Welland Waste Wood Power).

### **Gazéification des déchets en énergie Lahti, Finlande**

Le gazéificateur de déchets thermiques de 160 MW à Lahti, en Finlande, utilise du CSR (Combustible Solide de Récupération) comme matière première. Il s'agit principalement de textiles déchiquetés, de bois, de papier, de carton et de plastique, etc. qui seraient autrement destinés à la mise en décharge. Le gaz est refroidi et nettoyé avant d'être envoyé à la chaudière.



### ***Cortus WoodRoll® Technology Suède***

Cortus a construit une usine de production intégrée où le séchage, la pyrolyse et la gazéification de différents biocarburants sont exécutés à l'échelle de 500 kW. En février 2012, il a été annoncé que l'usine avait réussi à produire du gaz de synthèse à partir de biomasse sans traces d'hydrocarbures. Cette « percée » facilite l'utilisation du gaz de synthèse pour une production de carburant plus rentable.

Suite au succès de ces essais, l'objectif était de construire une usine de démonstration dix fois plus grande à Höganäs. Terminée en juin 2018, Cortus annonce en mars 2020 la production du premier gaz synthétique ultra-pur à l'échelle industrielle, issu de sa nouvelle usine de gazéification de la biomasse à Höganäs.

### ***BioProGReSS - Solutions de reformage du gaz des produits de biomasse (BESTF)***

BioProGReSS est un projet de 5,3 millions d'euros sur 3 ans. L'objectif est de développer, mettre en œuvre et démontrer un nettoyage avancé du gaz de synthèse basé sur un reformage en boucle chimique dans une usine pilote et une usine de bioSNG à l'échelle industrielle. En outre, une nouvelle technique de mesure développée au TU Berlin sera testée et mise en œuvre afin de surveiller et de contrôler le processus de gazéification.

Cette nouvelle technique de mesure du goudron en ligne est basée sur les diodes électroluminescentes (LED) pour la spectroscopie de fluorescence. En décembre 2016, il a été installé dans l'usine Gobigas de Göteborg. Grâce à cela, il est possible de mesurer les changements dans le niveau des goudrons détectés et également s'il y a un changement vers des goudrons plus lourds ou plus légers pendant le fonctionnement. Cette percée technique a le potentiel de révolutionner la surveillance et le contrôle des processus de gazéification de la biomasse dans le monde entier.

### ***Projet Bio-SNG (FP6)***

Démonstration de la production et de l'utilisation de gaz naturel synthétique (SNG) à partir de biocombustibles solides (Bio-SNG).

L'objectif du projet Bio-SNG (2006-2009) était de démontrer la production de SNG (Gaz Naturel Synthétique) à partir de biocombustibles solides et d'intégrer ce Bio-SNG dans l'infrastructure énergétique existante (ex : station-service pour véhicules, réseau de gaz naturel).

Il a été démontré que l'ensemble de la chaîne de processus (du bois au Bio-SNG) est faisable et répond aux attentes en termes d'efficacité. Cette technologie peut être appliquée dans l'industrie de l'énergie pour la production de combustibles durables en remplacement des combustibles fossiles. L'utilisateur potentiel intéressé de cette technologie est le secteur de l'énergie, en particulier l'industrie du gaz naturel (distributeurs). Étant donné que l'UE a décidé de remplacer partiellement les combustibles fossiles, cette technologie peut combler une partie de l'écart. La technologie n'est pas encore complètement mature, mais un premier petit projet industriel permettra à la technologie d'atteindre sa maturité. Un tel projet est en cours de planification.

Afin de faire fonctionner le catalyseur du procédé, le gaz de synthèse doit être purifié du soufre dans une très large mesure. Une étape de traitement a été développée afin d'éliminer les goudrons contenant du soufre dans une mesure encore inconnue à l'aide de solvants biogéniques régénérables. Un tel procédé peut être appliqué non seulement pour la production de Bio-SNG mais aussi pour d'autres gaz de synthèse (par exemple à partir du charbon) ou pour d'autres processus en aval (par exemple Fischer Tropsch).



### **Projet E.ON Bio2G**

Le projet E.ON Bio2G en Suède a impliqué la conception, la construction et la mise en service d'une usine de gazéification d'une puissance de 200 MW. La mise en service était prévue pour 2015 en attendant l'approbation de la planification.

### **KIT DemoSNG Technology**

L'Institut de technologie de Karlsruhe (KIT), en Allemagne, a développé une nouvelle technologie évolutive utilisant un catalyseur au nickel en nid d'abeille pour produire du méthane et de l'eau à partir de dioxyde de carbone, de monoxyde de carbone et d'hydrogène. Le système « DemoSNG » a été testé dans une usine de gazéification de biomasse à Köping, en Suède.

### **Technologie de gazéification Concord Blue / Blue Tower**

En Allemagne, Blue Tower (Concord Blue) développe une technologie de gazéification pour convertir une large gamme de déchets en énergie via un système de gazéification avec une efficacité pouvant atteindre 80%.

### **Le projet ECN / HVC pour BioSNG**

ECN a développé un système pour la conversion de la biomasse lignocellulosique sèche en gaz de qualité de gaz naturel : BioSNG ou gaz naturel de substitution à partir de la biomasse. Les choix technologiques ont été basés sur le désir d'avoir des usines BioSNG à grande échelle avec une efficacité globale élevée. Le concept ECN est basé sur ce que l'on appelle la gazéification indirecte MILENA et l'élimination du goudron OLGA.

Le concept ECN offre une efficacité de 70% de la biomasse au BioSNG. Un système à l'échelle du laboratoire est disponible à l'ECN. Un système pilote de 1 MW à ECN est en cours de mise en service pour les deux parties principales du système : le gazéificateur MILENA et l'enlèvement du goudron OLGA. HVC est une entreprise de gestion des déchets qui étend ses activités aux énergies renouvelables. Rejoindre le développement du concept BioSNG s'inscrit parfaitement dans les ambitions de HVC à moyen et long terme. HVC a l'intention de réaliser deux usines de démonstration pour démontrer le concept ECN.

La première usine de démonstration sera une centrale de cogénération de ~ 10 MW pour démontrer la combinaison des processus MILENA et OLGA. La deuxième usine de démonstration sera une centrale SNG de ~ 50 MW dans laquelle la MILENA et l'OLGA seront mises à l'échelle et d'autres épurations et méthanisations de gaz seront ajoutées. Ces unités supplémentaires seront fournies par un grand EPC, qui sera bientôt impliqué dans le développement.

### **Références chiffrées**

L'étude 100% gaz vert en 2050 livre un tableau chiffré des projets pour lesquels ont été communiqués publiquement quelques chiffres concernant :

- Les intrants et donc la quantité d'énergie entrée,
- La quantité d'énergie produite,
- Les investissements.

Ces données permettent d'apprécier un rendement théorique (57-71%) des unités et un investissement spécifique par unité de puissance installée (623 à 8 212 €/ kW CH<sub>4</sub> installés).



Tableau 8 : Liste des projets de gazéification pour lesquels des données chiffrées sont disponibles –  
Source : SOLAGRO

Site	Source	Pu in	Pu out	Pu out PCS	rend PCI	Invest	Invest. spé.
		MW <sub>PCI</sub>	MW <sub>PCI</sub>	MW <sub>PCS</sub>	MW <sub>PCI</sub>	M€	€/kW <sub>CH4 PCS</sub>
Gobigas	1	32	20	22	63%	168	7 565
EON Sweden	1	345	200	222	58%	473	2 128
Vetaani. VTT Finland	1	100	60	67	60%	120	1 801
NNFFC/E4 Tech 2010	1	41	27	30	66%	68	2 260
NNFFC/E4 Tech 2010	1	135	88	98	65%	148	1 518
Taylor. BMBF Verbundproject	1	60	34	38	57%	53	1 415
Värnamo. BMBF Verbundproject	1	60	36	40	60%	74	1 856
ECN report E-06-018 2006	1	100	67	74	67%	102	1 374
ECN report E-06-018 2007	1	1000	670	744	67%	464	623
ECN, IGRC paper Seul 2011	1	1000	670	744	67%	525	706
Bio-SNG feasibility study NEPIC,..	1	50	33	37	66%	97	2 644
Bio-SNG feasibility study NEPIC,..	1	300	195	217	65%	272	1 256
Agnion Heatpipe	1	1,4	1	1	71%	4	3 746
Bluetower	1	31	20	22	65%	72	3 227
Cortus Woodroll	1	31	20	22	65%	58	2 598
GoGreenGas	2	4,6	2,9	3	63%	26,45	8 212
GoGreenGas futur1	2	66	42	47	64%	124	2 663
GoGreenGas futur2	2	132	84	93	64%	174	1 861
ECN 2016	3	100	69,1	77	69%	231	3 010

Sources : (1)<sup>229</sup>, (2)<sup>230</sup>, (3)<sup>231</sup>

<sup>229</sup> DGC, « Bio-SNG and RE-gases Detailed analysis of bio-SNG technologies and other RE-gases ».

<sup>230</sup> gogreengas, « FIRST PROJECT PROGRESS REPORT ».

<sup>231</sup> ECN et Hyet, « Co-production of green, high quality hydrogen and bio SNG using electrochemical hydrogen compression ».

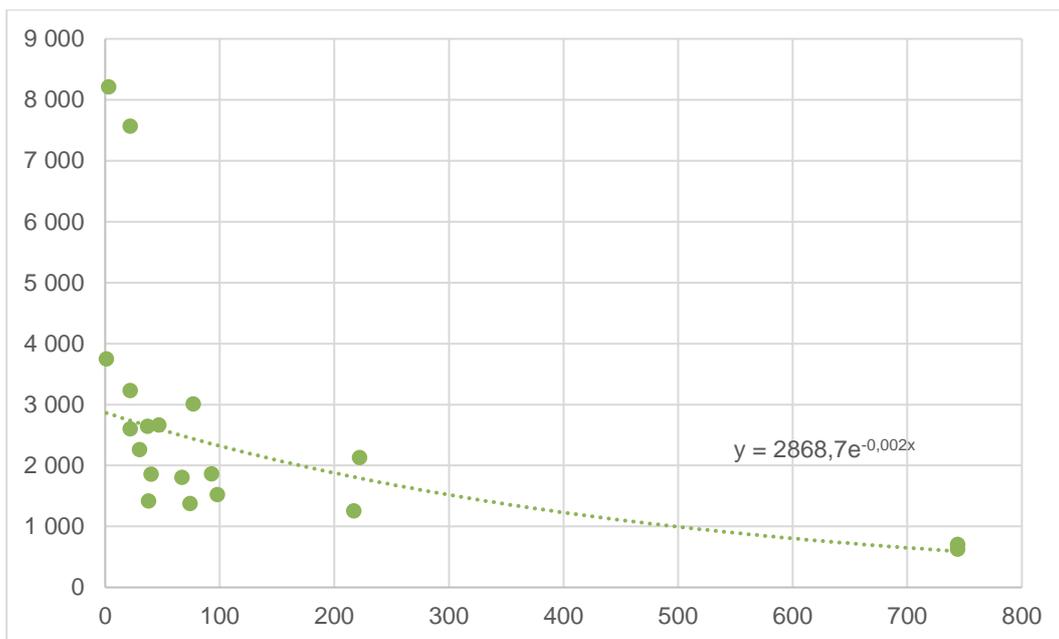


Figure 64 : Illustration du tableau précédents avec courbe de tendance



## Gazéification hydrothermale

La technologie de gazéification hydrothermale (ou vaporisation hydrothermale) est un dérivé de la liquéfaction hydrothermale. Cette technologie est en cours de développement et serait mature pour un déploiement industriel<sup>12</sup> à échéance 2023-2025.

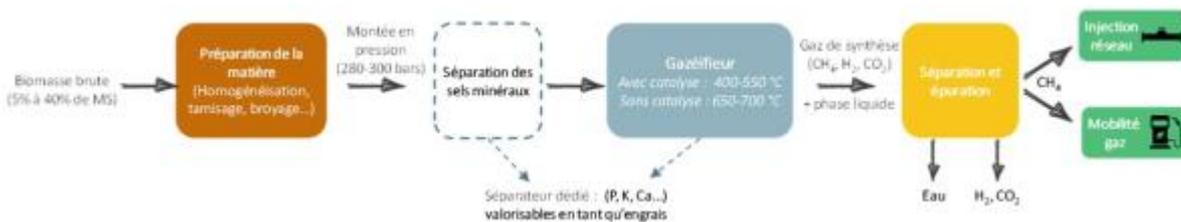


Figure 65 : Schéma de principe (source : SCW Systems)

Le réacteur est conduit aux alentours de 400°C et en pression (>220 bars) afin d'atteindre l'état supercritique de l'eau, qui favorise l'extraction des matières carbonées.

### Principe

La gazéification hydrothermale se présente comme une alternative aux autres technologies de conversion en gaz renouvelable pour traiter de la biomasse liquide. En effet, elle peut permettre un taux de conversion en carbone très élevé (potentiellement supérieur à 90%) et atteindre, pour une biomasse liquide donnée, des taux de production de méthane supérieurs à ceux des autres procédés, aussi bien de la méthanisation (dont les taux de conversion de carbone sont généralement compris entre 40 et 70%) que de la pyrogazéification.

La gazéification hydrothermale apporte également un potentiel supplémentaire de valorisation pour des intrants difficilement traitables par d'autres méthodes de conversion pour des raisons de composition : liqueur noire par exemple, ou intrants contenant certains polluants (par exemple des microparticules de plastiques que le procédé serait aussi capable de convertir en gaz). De plus, le temps de séjour très court (entre 1 à 10 minutes) de la gazéification hydrothermale permet de traiter des débits importants en conservant une installation compacte, ayant une empreinte au sol limitée. Le gaz de synthèse produit est disponible à pression élevée, ce qui permet d'envisager, après son épuré et sans besoin de compression, une injection directe dans le réseau de transport de gaz. De même, il est possible d'envisager l'alimentation directe d'une station bioGNV à proximité d'une installation de gazéification hydrothermale, en limitant l'énergie nécessaire à la compression du carburant (distribution du GNV à 200 bars).

Le procédé permet également d'extraire les sels minéraux et l'ammonium présents dans l'intrant qui, une fois séparés, pourront être valorisés sous forme de fertilisants par exemple. Enfin, la gazéification hydrothermale restitue une eau claire compatible pour un rejet dans le milieu naturel après dénitrification et filtration du carbone.

En plus de se positionner comme une alternative possible, la gazéification hydrothermale peut s'intégrer en complément en aval d'une installation de méthanisation. En installant une unité de

<sup>12</sup> Source : [Etude GRTgaz : Potentiel de la gazéification hydrothermale en France](#)

gazéification hydrothermale en sortie d'un méthaniseur, on peut envisager le traitement de digestats difficilement ou pas du tout valorisables pour des raisons de limite de surfaces ou des interdictions d'épandage. Cette conversion supplémentaire permettrait une production additionnelle de gaz pour un même intrant initial. Elle évite ainsi tout transport de ces digestats et apporte une solution alternative à des interdictions éventuelles (par exemple pour cause de contenus en métaux lourds, microparticules de plastique, taux d'azote trop important). De plus, la gazéification hydrothermale non seulement permet de récupérer les sels minéraux et l'azote présents dans le digestat mais apporte aussi la possibilité de les valoriser sous forme d'engrais séparés, après transformation spécifique permettant leur dosage précis.

## Gisements potentiels

**Plusieurs groupes d'intrants répondent aux caractéristiques techniques requises par la gazéification hydrothermale, notamment :**

- **Les boues des stations d'épuration (STEP) municipales et industrielles** : ces boues sont générées par le traitement des eaux usées municipales et industrielles et peuvent contenir des taux élevés de matières organiques. Au niveau industriel, les boues les plus intéressantes se trouvent dans les secteurs des industries agroalimentaires (filières laitières, viande, boissons, fruits et légumes) et celles du papier et carton, mais aussi en aval de certaines usines (pétro)chimiques et pharmaceutiques.
- **Les digestats de méthanisation** : ce sont les coproduits liquides et solides générés par la digestion anaérobie des déchets organiques d'origine agricole, urbaine et industrielle. **Les effluents d'élevage liquides et solides (lisiers et fumiers)** : ils sont issus des activités d'élevage (bovins, porcins et volailles). Ne sont considérés que les effluents récupérés dans les bâtiments d'élevage.
- **Des effluents liquides d'origine agricole** : il s'agit de tout type de déchets de biomasses liquides non ou difficilement valorisables par méthanisation et de résidus (lixivias) issus du stockage de récolte de végétaux ou de leurs déchets avec des taux de matière sèche relativement faibles.
- **Les résidus et co-produits des industries agroalimentaires** : les procédés des industries agroalimentaires génèrent de nombreux coproduits liquides afin d'élaborer leurs produits finis. On peut citer les matières organiques issues des abattoirs, le lactosérum des industries laitières, les déchets des industries de transformation de fruits et légumes, les coproduits de transformation de la betterave sucrière (pulpe et vinasse), les drêches de brasserie, les coproduits de l'industrie vinicole (marcs de raisin et vinasse), les grignons d'olive de la transformation oléicole, les matières résiduelles de l'amidonnerie et de la féculerie (pulpe et soluble de pomme de terre), etc.
- **Les effluents et résidus industriels** : certaines industries non agroalimentaires génèrent des effluents et des résidus riches en matière organique : les effluents de l'industrie papetière (liqueur noire), les résidus de la production de biodiesel (glycérine), les résidus de la production de bioéthanol (pulpe et vinasse de betterave), etc.
- **Les déchets organiques urbains** : ils regroupent les déchets générés par l'activité urbaine (résidus aussi bien solides que liquides) comme les déchets récoltés par les municipalités, les résidus alimentaires de la restauration commerciale et les déchets des supermarchés.



## Les projets Européens en cours

Il existe de nombreux pilotes sur ce principe comme présenté ci-après. A noter que le SIAAP (assainissement Francilien), qui souhaite s'engager dans cette démarche, à sélectionné 2 groupements d'entreprises qui développent un procédé adapté au gisement. L'un de ces procédés est illustré ici au CEAtch de Grenoble.

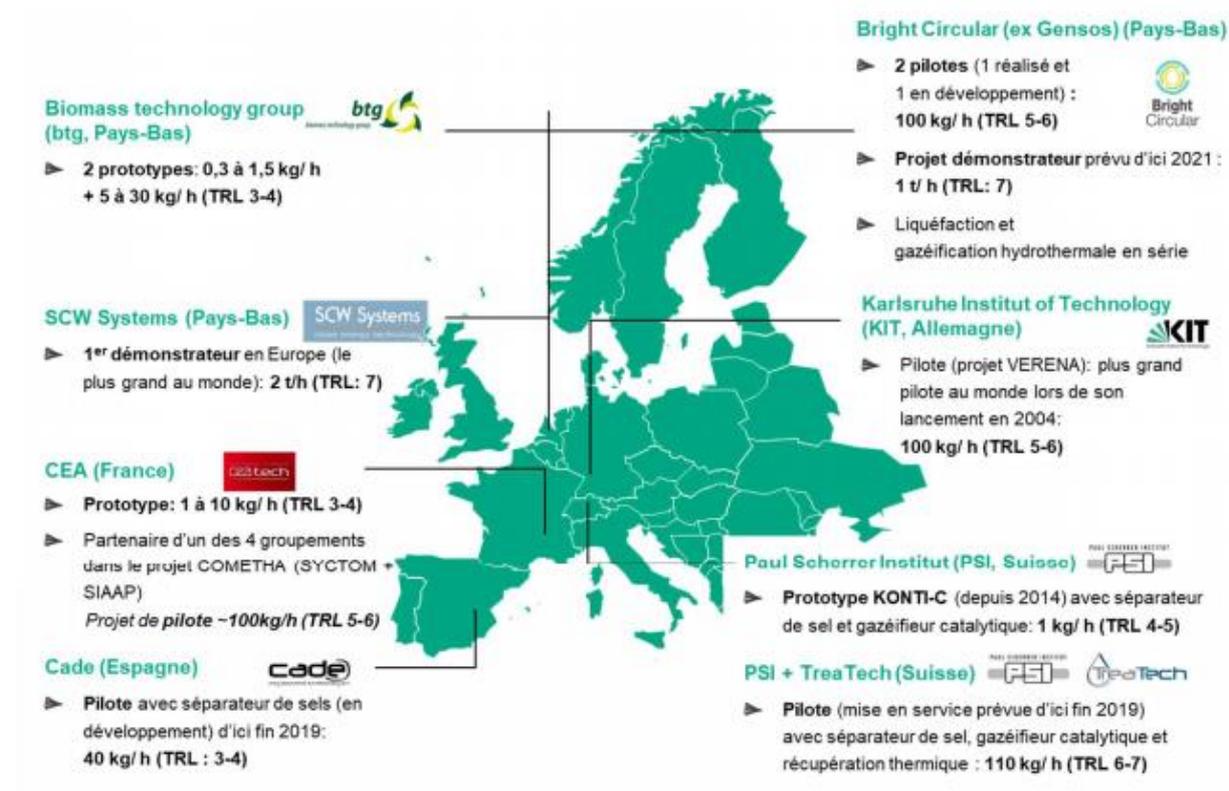


Figure 66 : Pilotes de gaéification thermique en Europe (source : Etude GRT)

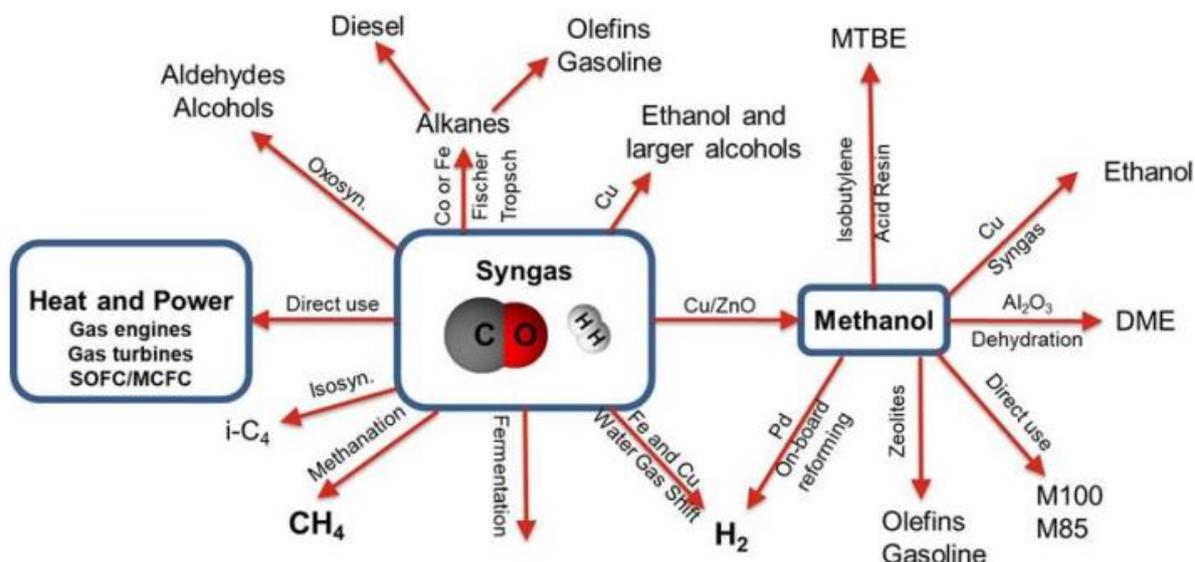
Une récente étude de GRT Gaz identifie un potentiel de traitement de 100 millions de tonnes d'effluents liquides sur les 340 millions produits annuellement en France. Ainsi, le seul traitement des effluents d'élevage, des boues de STEP et des digestats de méthanisation produirait à horizon 2050 un volume annuel de gaz renouvelable compris entre 58 et 138 TWh PCS, chiffres à rapprocher de la consommation de gaz attendue à cette même date, soit entre 280 et 360 TWh.

D'une manière générale la technologie est aujourd'hui à un niveau de TRL (Technology Readiness Level) d'environ 7. Le suisse Treatech a démarré en 2019 un démonstrateur d'une capacité de 110kg/h. Le plus grand démonstrateur au monde se situe au Pays-Bas et a été développé par SCW Systems. Sa capacité de traitement est de 2 tonnes/heure. En France, le CEA Liten développe un pilote de 100 kg/h dans le cadre du projet COMETHA avec le Syctom et le SIAAP (gestion des déchets et des stations d'épuration de Paris). Il estime que des sites basés sur des modules avec une capacité de traitement entre 100 et 300 kg/h sont une bonne solution. Cette taille permet en effet d'augmenter la capacité par un fonctionnement en parallèle, préférable à une augmentation du volume des batchs qui entraineraient des surcoûts importants de par l'épaisseur des matériaux traités. Il existe d'autres pilotes et démonstrateurs en Europe, chez les espagnols de Cade Soluciones (40 kg/h), les néerlandais de Biomass Technology Group (30 kg/h) et ceux de Bright Circular (100 kg/h). Les modèles d'affaires sont encore à peaufiner, mais pourront reposer sur trois rémunérations distinctes : les services liés au traitement des déchets et résidus, la valorisation du gaz renouvelable et la valorisation des autres composants en particulier les sels minéraux, l'eau et l'ammonium. **Une filière naissante à suivre de près !**



### Valorisation du syngaz

Le syngaz produit peut, en théorie, être valorisé sur de nombreuses voies :



Adapted from Huber et al\*

Figure 67 : Technologies de conversion du syngaz

### Purification du syngaz

Selon la filière de valorisation envisagée, la purification du syngaz est plus ou moins poussée, comme expliqué ci-dessous :

Tableau 9 : Seuils limites d'impuretés contenues dans les syngaz

Final syngas application	Particles	Tar	Sulfur (H <sub>2</sub> S, COS)	Nitrogen (HCN, NH <sub>3</sub> )	Alkali (primary K and Na)	Halides (primary HCl)
Gas engine	< 50	< 100	< 20	< 55	n.S	< 1
Gas turbine	< 5	< 10	< 20	< 50	< 0.2	< 1
Solid oxide fuel cell (SOFC)	< 1	to few hundred mg.Nm <sup>-3</sup>	Few mg.Nm <sup>-3</sup>		1	Few mg.Nm <sup>-3</sup>
Molten carbonate fuel cell (MCFC)	< 0.01	< 2000	< 0.1 (H <sub>2</sub> S)	< 0.1 (HCN) < 1%vol (NH <sub>3</sub> )		< 0.1
Proton exchange membrane fuel cell (PEMFC)		< 100	< 1			
Methanol synthesis	< 0.02	< 0.1	< 1	< 0.1	< 0.2	< 0.1
Fischer-Tropsch synthesis (F-T)	< 0.5	< 0.01	< 0.01	< 0.02	< 0.01	< 0.01

Unit: mg.Nm<sup>-3</sup>



Les techniques d'épuration sont relativement complexes et multiples. Nous ne développons pas ce point ici mais c'est une étape importante pour que soit assuré un bon fonctionnement du système de valorisation du syngaz.

### Qualité du syngaz produit par le gazéifieur

La qualité du syngaz produit est fonction du système mis en œuvre mais surtout des substrats traités (part cellulose, hémicellulose, lignine). Sur les projets de production de SNG, le syngaz produit est généralement envoyé en méthanation. Pour cela, le rapport  $H_2/CO_2$  doit être = 2 ou bien  $H_2/CO = 3$ . Si l'un de ces ratios n'est pas atteint, il convient de mobiliser du CO ou  $CO_2$  par ailleurs afin de maximiser la réaction de méthanation et la mobilisation du dihydrogène disponible dans les syngaz.

Notons que les méthaniseurs en injection sont capables de fournir du  $CO_2$  quasiment pur en sortie d'épuration de biogaz. Sur les projets en cogénération, il est également possible de mobiliser les fumées du moteur qui doivent alors être traitées pour rejoindre le réacteur de méthanation.

### Filières courantes de valorisation envisagées

Le gaz produit lors de la gazéification (appelé syngaz ou syngas) est généralement valorisé en cogénération à ce jour, mais il pourrait être valorisé de plusieurs manières, pour la production :

1. De carburants, après une synthèse en réacteur Fischer Tropsch : La synthèse de Fischer-Tropsch (FT) est basée sur la conversion d'un mélange de monoxyde de carbone et l'hydrogène en hydrocarbures liquides. Cette technologie, un élément clé de la technologie du « gas to liquid », produit des carburants synthétiques et des produits chimiques à partir de la biomasse, du charbon ou du gaz naturel.  
Aussi, compte tenu du rapport  $H_2 / CO$  en sortie de gazéifieur, il est nécessaire d'apporter du  $H_2$  par un autre biais (électrolyse).

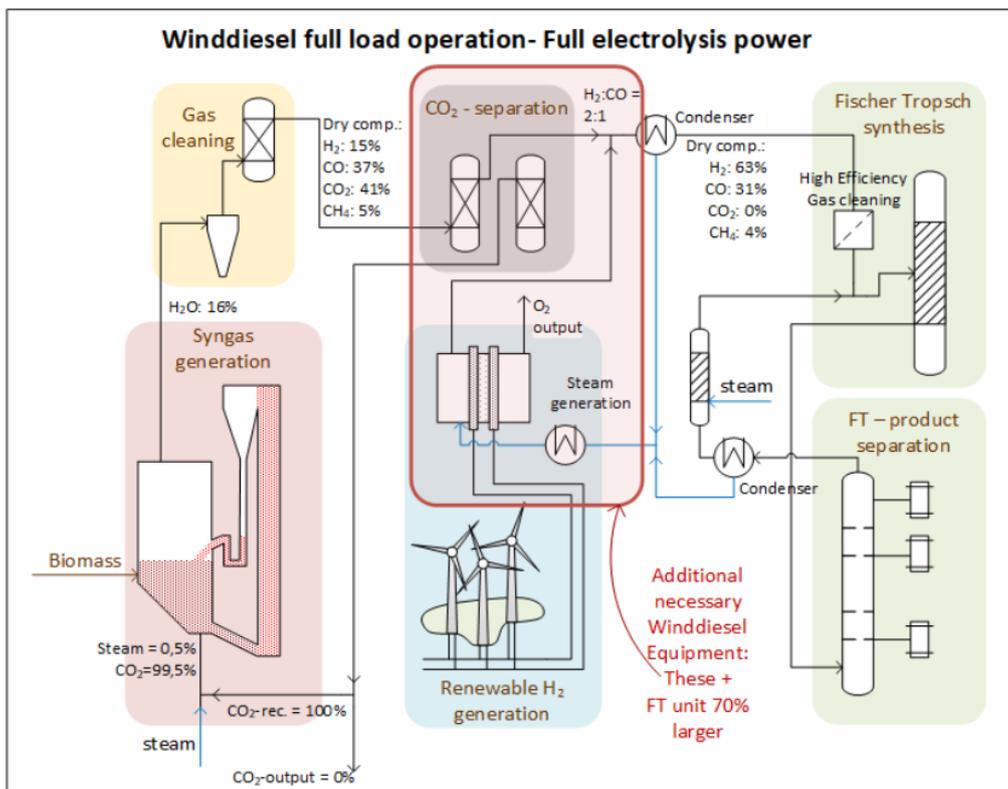


Figure 68 : Principe proposé par WINDDIESEL (Projet GOBIGAS – Suède)



- D'hydrogène : Plusieurs enquêtes sur des méthodes de production d'hydrogène ont été menées au cours des dernières décennies. La biomasse est potentiellement une source d'énergie fiable pour la production d'hydrogène. Il est renouvelable, facile à utiliser et neutre en CO<sub>2</sub>. Par conséquent, il est prévu que le processus de gazéification de la biomasse sera disponible à grande échelle pour la production d'hydrogène. L'hydrogène peut être produit à partir du gaz de gazéification par le reformage à la vapeur (eq 13 : Steam reforming) et réactions de déplacement eau-gaz (eq 9 : water gas shift reaction). En utilisant un système de gazéification à lit fluidisé double adsorption de CO<sub>2</sub>, avec des catalyseurs appropriés, il est possible d'obtenir un rendement en hydrogène jusqu'à 70% en volume.

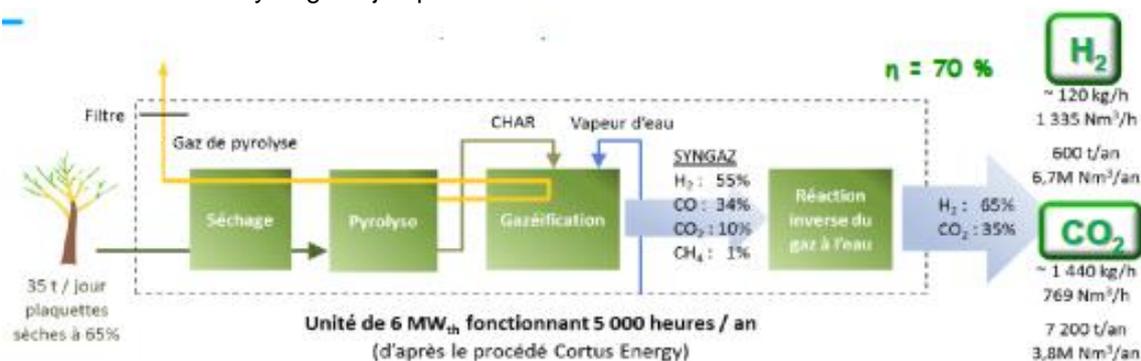
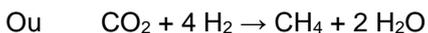
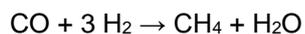


Figure 69 : Principe envisagé sur le projet WOOD-HY dans les Landes (CCLA - ENGIE)

- D'éthanol : Il peut être produit à partir de ressources fossiles ou renouvelables et peut être utilisé soit directement en carburant de transport, ou peut être converti en hydrocarbures (méthanol en essence).

Une première en Europe a été annoncée en mars 2019 sur ce secteur, avec le projet W2C Rotterdam qui devrait produire 220 000 t/an d'éthanol à partir de 360 000 t/an de déchets. Ce projet est porté par un consortium de sociétés de renommée mondiale comprenant Air Liquide, Nouryon (anciennement AkzoNobel Specialty Chemicals), Enerkem et le port de Rotterdam, Shell sera le premier centre européen de traitement des déchets de pointe - Installation de produits chimiques.

- De BIO-SNG : Le gaz naturel produit à partir du charbon ou de la biomasse est appelé « gaz naturel synthétique » ou « Gaz naturel de substitution » (SNG). Il est généralement présent en petite part dans le syngaz mais les autres gaz (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> et CO) peuvent être envoyés en méthanation pour reformer du CH<sub>4</sub>. Le catalyseur typique pour la méthanation est le nickel et la réaction principale est :



Les catalyseurs à base de Ni sont également actifs dans le transfert eau-gaz et l'hydratation des hydrocarbures supérieurs, comme les oléfines. Normalement, un rapport H<sub>2</sub>/CO de 3 est nécessaire, ce qui est obtenu dans un réacteur à eau et à gaz avant la méthanation. La méthanation peut se faire à la pression atmosphérique, bien que de la thermodynamique est plus élevée en pression. Les catalyseurs à base de Ni étant sensibles à l'intoxication au soufre, le traitement des gaz avant la méthanisation est assez important, et les composés soufrés doivent



être éliminés en dessous de 0,1 ppm. Presque tous les gazéificateurs de biomasse (à l'exception des processus à flux entraîné à haute température) contiennent méthane dans le gaz produit, en fonction de la température de fonctionnement. Comme le méthane n'a pas à être converti en méthanation, une forte teneur en méthane dans le gaz de synthèse est un gros avantage pour la production de BioSNG (l'efficacité globale est plus élevée). Ainsi, les gazéificateurs indirects, qui ont une teneur en méthane de 10% en volume ou plus, sont particulièrement avantageux pour la méthanation (ou Power 2 gas développé plus bas).

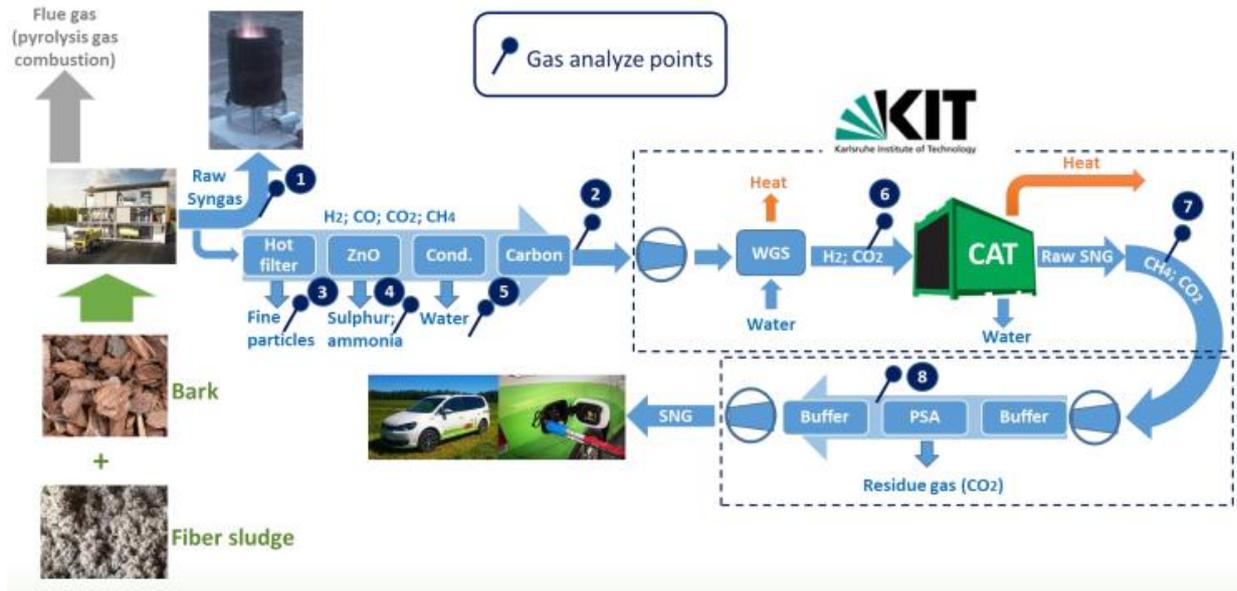


Figure 70 : Procédé WOODROLL développé par CORTUS Energy avec l'Institut de Technologie de Karlsruhe



## Avenir de la filière gazéification

### En France

Les procédés de pyrolyse et de gazéification sont susceptibles d'être une réponse parmi d'autres, aux enjeux de préservation des ressources fossiles, et dès lors que les intrants sont des biomasses (propres ou déchets), de contribuer à l'atteinte des objectifs en matière d'énergies renouvelables (chaleur, électricité, gaz dans les réseaux).

Par ailleurs, quand la filière utilise des déchets (d'origine renouvelable ou non), elle peut constituer une part de la réponse :

- aux objectifs actuels de réduction de la mise en décharge des déchets ;
- aux besoins de développer de nouvelles voies de valorisation énergétique ;

Pour que ces technologies se développent en France, il faut au préalable que les procédés pilotes fassent leur preuve, et que la France dispose d'un retour d'expérience sur le fonctionnement d'unités industrielles. A noter que l'Allemagne qui a beaucoup promu cette technologie dans les années 1980, n'a plus à ce jour d'unités fonctionnant avec des déchets ménagers ou CSR suite à des difficultés techniques et économiques.

L'ADEME soutient les unités de démonstration les plus pertinentes grâce à divers appels à projets dans le cadre de ses programmes d'Investissements d'Avenir.

### Dans le monde

Les installations en cours de montage ou planifiées croissent, comme l'illustre le graphique qui suit :

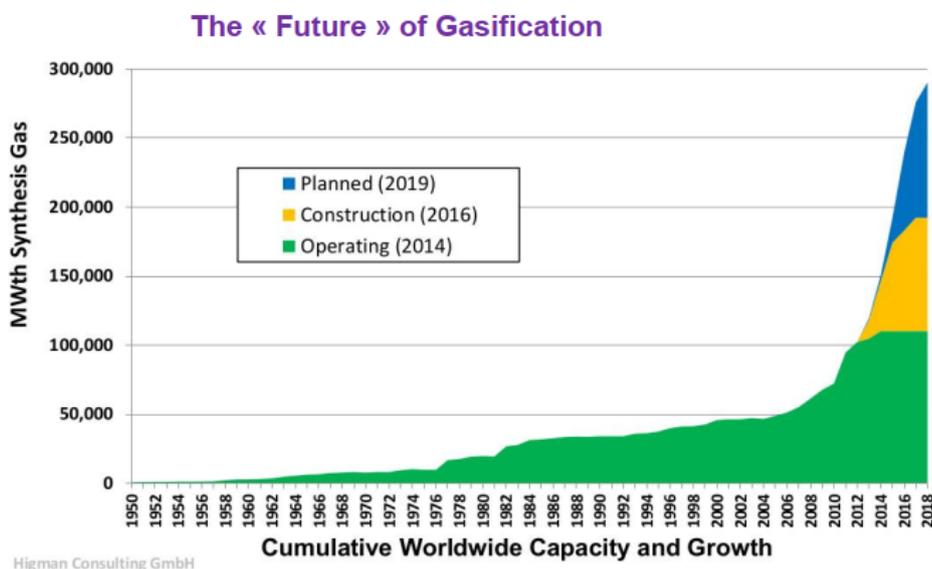


Figure 71 : Développement prévisionnel de la production de gaz de synthèse

Le développement de cette technologie repose sur le développement des technologies mais aussi et surtout des réglementations en vigueur. En effet, il n'existe pas, par exemple, à ce jour de tarif de rachat pour le SNG en France, ce qui complique le calcul de rentabilité pour d'éventuels porteurs de projets intéressés.



## Biocarburants - 2ème génération

En vue de diversifier les ressources en matières premières et d'éviter les concurrences avec le secteur alimentaire, priorité est donnée, depuis quelques années, aux biocarburants de deuxième génération.

Cette voie de valorisation des biomasses, qui valorise les fractions non alimentaires de plantes, n'est pas encore mature pour concurrencer les carburants fossiles. Les récentes baisses du prix du baril ne favorisent pas leur émergence.

La transformation des biomasses est réalisée par voie thermochimique pour le biogazole alors que la production d'éthanol est réalisée par voie biochimique.

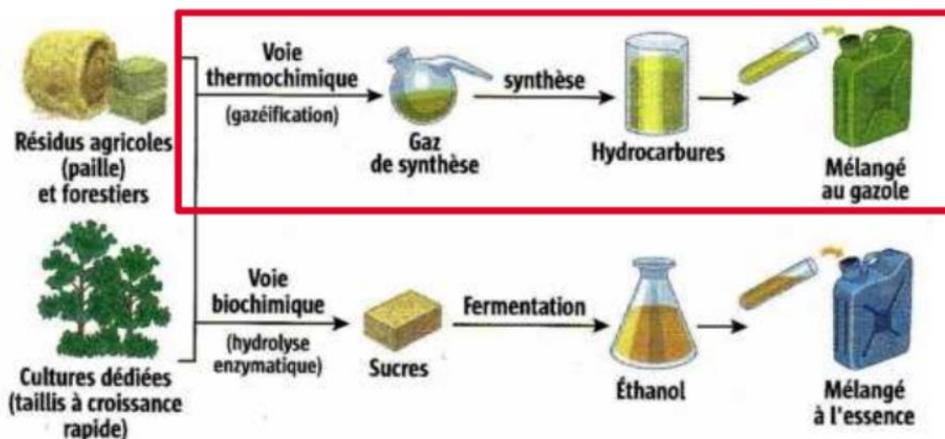


Figure 72 : Schéma de principe de la production de biocarburants de 2nde génération

L'essentiel des unités de biocarburants ayant atteint un stade commercial sont des usines de transformation de biomasses en bioéthanol par voie biochimique. La production de biodiesel par voies thermochimiques est quant à elle encore limitée par le coût de sa technologie et certains aspects techniques pour l'atteinte d'un stade commercial.

Une étude<sup>13</sup> réalisée par VTT Technical Research Centre of Finland en 2013, indique :

« Our analysis shows that it is possible to produce sustainable low-carbon fuels from lignocellulosic biomass with first-law efficiency in the range of 49.6–66.7% depending on the end-product and process conditions. Production cost estimates were calculated assuming Nth plant economics and without public investment support, CO2 credits or tax assumptions. They are 58–65 €/MWh for methanol, 58–66 €/MWh for DME, 64–75 €/MWh for Fischer-Tropsch liquids and 68–78 €/MWh for synthetic gasoline. »

**Ainsi, ces filières permettraient une réduction de 50 à 67 % des émissions de CO<sub>2</sub> (comparée aux produits qu'elles substituent). Le coût de revient de ces technologies était alors estimé (en 2013) à 60-80 €/MWh.**

<sup>13</sup> Source : <https://www.ieabioenergy.com/publications/liquid-transportation-fuels-via-large-scale-fluidisedbed-gasification-of-lignocellulosic-biomass/>



### Gisement mobilisable

Le gisement potentiellement mobilisable (pailles, bois) pour la production de biocarburants est conséquent mais dépend finalement de la forme d'énergie finale recherchée, ainsi que du coût de revient de la conversion, difficile à évaluer sur la base de la bibliographie actuelle.

En effet, si la tendance actuelle est plutôt tournée vers la filière biométhane, le syngas produit à l'occasion d'une gazéification pourrait, comme expliqué ci-dessus, également être converti en énergie liquide.

### Avenir de la filière biocarburants 2G en France

Tableau 10 : Liste de projets en montage ou en fonctionnement (source : IFPEN)

Principaux projets de biocarburants 2G financés ou en partie financés par des fonds publics UE ou France

Nom du projet	Promoteur	Fournisseur de la technologie	Type de biocarburant	Type de biomasse	Capacité de production (t/an)	Financement (M€)
BTL/Gaz Naturel de Synthèse – SNG/Bio-gazole/DME/Methanol						
OPTFUEL	VW	Choren Industries	Liquide FT	Bois	15 000	7,8*
Ajos BTL	Forest BtL Oy	Axens (FT Gasel®)	Liquide FT	Résidus forestiers	115 000	88,5*
BioTfuel	Consortium BioTfuel	Uhde	Liquide FT	Mélange biomasse ligno. et matières fossiles	3 750	33,3
Stracel BTL	UPM KYMENNE	Voie thermochimique	Liquide FT, élec. et chaleur	Biomasse forestière	100 000	170*
Syndièse	CEA, Air Liquide, CNIM	Voie thermochimique	Liquide FT	Résidus agricoles et forestiers	22 000	
GoBiGas (phase 2)	Göteborg Energi AB	Voie thermochimique	SNG	Résidus forestiers et bois de trituration	50 000	59*
GAYA	GDF Suez & Partenaires	Voie thermochimique	SNG	Résidus agricoles et forestiers	550	18,9
EMPYRO	BTG	BTG	Biogazole	Bois	17 400	5*
BIO DME	Volvo	Chemrec AB	DME	Liqueur noire	600	8,2
Woodspirit	BioMCN		Méthanol	Résidus forestiers	200 000	199

Dans le cadre du programme des investissements d'avenir (IA), l'ANR a en outre soutenu<sup>14</sup> les projets :

- **BIORARE**, destiné à produire du bio-hydrogène et du biogaz à partir de déchets organiques, pour un montant de 2,2 M€ (à Antony, Hauts-de-Seine) ;
- **ProBio3**, visant à développer une nouvelle filière de biocarburants, notamment de biokérosène, à partir de matières premières renouvelables et de coproduits industriels, l'aide consommée étant de 4,3 M€ sur les 8 M€ prévus (à Toulouse en Haute-Garonne).

Le premier projet a été mené à terme en 2017 tandis que le second s'est arrêté en 2016, deux ans avant la date de fin contractuelle, compte tenu du désengagement de certains acteurs<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> Pour mémoire, on relèvera que l'ANR a aussi accompagné un projet connexe : l'Institut pour la Transition énergétique PIVERT, consacré à la chimie bio-sourcée, initialement doté de 64 M€.

<sup>15</sup> Ce qui explique qu'une partie des crédits alloués n'ait pas été consommée.

De son côté, l'Ademe précise avoir aidé quatre démonstrateurs dans le cadre de ses appels à projets successifs :

- **SB2P**, une plate-forme de prétraitement mécanique de la biomasse pour un montant de 6 M€ (à Bure-Saudron dans la Meuse et en Haute-Marne) ;
- **GAYA**, qui doit permettre de produire de biométhane à partir de biomasse sèche (bois et résidus agricoles), pour un montant de 18,9 M€<sup>16</sup> (à Saint-Fons au sein de la Métropole de Lyon) ;
- **ISOPROD**, qui vise à produire de l'isobutène par voie biotechnologique à partir de culture de betteraves, pour un montant de 9 M€<sup>17</sup> (à Évry dans l'Essonne et à Pomacle dans la Marne) ;
- **BioTfuel**, dont l'objectif est de produire du biogazole et du biokérosène par voie thermochimique à partir de la biomasse et de ressources fossiles, pour un montant de 30,06 M€<sup>18</sup> (à Venette dans l'Oise et à Dunkerque dans le Nord).

Le premier projet est achevé et le second en cours d'achèvement ; pour ce qui est des deux derniers, la date prévisionnelle de fin de leurs travaux est fixée à 2021.

Par ailleurs, six projets de moindre ampleur financière ont été pour partie financés par l'Ademe, à hauteur de 2,27 M€ au total.

- *BioC4M, un outil de simulation de la durabilité des filières biocarburants (249 000 €) ;*
- *Biosyp, une production de biométhane à partir de déchets et de boues (298 500 €) ;*
- *Carbioval, une production de biodiesel à partir de graisses de flottation (325 800 €) ;*
- *Vasco2, une production de biocarburants à partir de microalgues issus de la valorisation des fumées industrielles (1,1 M€) ;*
- *Fiberfuel et Prépilbat, qui portent sur la biomasse ligno-cellulosique à destination de la production d'éthanol (141 200 € pour le premier et 257 000 € pour le second).*

---

<sup>16</sup> Sur un montant total de 64,4 M€

<sup>17</sup> Sur un montant total de 30 M€

<sup>18</sup> Pour un montant total de 178 M€



### L'éthanol d'origine lignocellulosique

Pour la production d'éthanol, une des voies en développement consiste à utiliser de la biomasse lignocellulosique (résidus agricoles ou forestiers). Celle-ci est prétraitée pour séparer les composants en lignine, cellulose et hémicellulose. Ces composés sont traités par hydrolyse, la cellulose est scindée en glucose, l'hémicellulose est scindée en différents sucres et la lignine est séparée du reste. Les sucres (glucose + sucres de l'hémicellulose) sont alors fermentés en éthanol.

Destiné aux moteurs à essence, il est produit par des procédés biochimiques. Comme dans la filière conventionnelle, il s'agit de produire de l'éthanol par fermentation de sucres mais cette fois, la source végétale ne fournit pas directement un sucre exploitable.

La ressource lignocellulosique impose des étapes de transformation supplémentaires :

- il faut donc tout d'abord extraire la cellulose de la biomasse par un traitement physico-chimique,
- la cellulose est ensuite transformée en glucose (sucre simple) par hydrolyse à l'aide d'enzymes. Ces dernières, produites à partir de micro-organismes, dégradent naturellement la cellulose en glucose,
- le glucose est ensuite transformé en éthanol par fermentation sous l'action de levures, selon le même processus que pour la filière conventionnelle. Enfin, l'éthanol est purifié par distillation et déshydratation.

Cette production rencontre deux défis :

- le coût de la transformation de la cellulose en sucres, qui nécessite une grande quantité d'enzymes. Les chercheurs ont donc développé de nouvelles enzymes plus efficaces et à moindre coût,
- les coproduits (hémicelluloses et lignine) qui n'étaient par le passé pas ou peu valorisés. Les projets actuels s'orientent vers l'utilisation de la lignine comme source d'énergie pour les différentes étapes du procédé, ou encore l'utilisation des hémicelluloses pour la production d'éthanol.

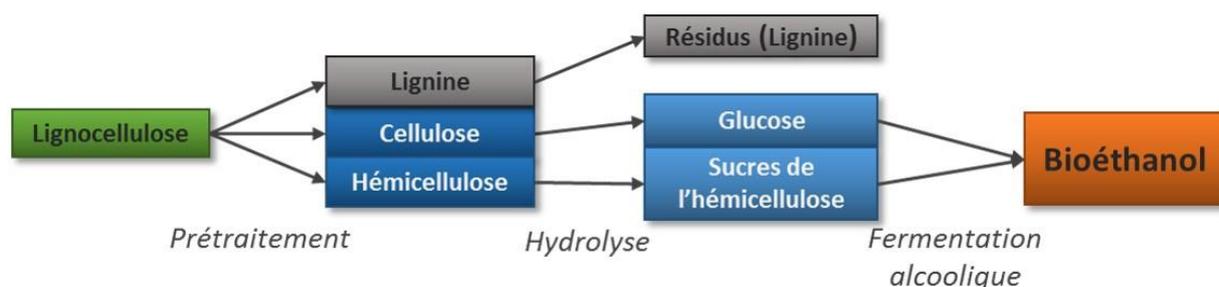


Figure 73 : Schéma de principe de la production d'éthanol 2G

En France, une unité pilote (2 700 t/an) fonctionne sur ce principe dans la Marne (projet FUTUROL PROCETHOL 2G).

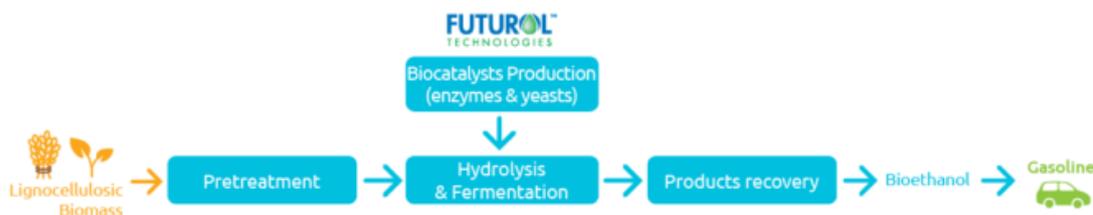


Figure 74 : Schéma de principe du procédé expérimental PROCETHOL

Ce projet est porté par un consortium composé de l'ARD (Agro-industrie R&D), la confédération Générale des Betteraviers (CGB), la coopérative VIVESCIA, le Crédit Agricole du Nord-Est, IFPEN, l'INRA, Lesaffre, l'ONF, TEREOS, TOTAL, UNIGRAINS.

**La technologie est commercialisée par AXENS et une première industrielle a été annoncée en mars 2020 avec la société Croate INA qui produira 55 000 t/an de bioéthanol à partir de résidus agricoles et de miscanthus.**

Peu de bibliographie est disponible sur le sujet. Nous n'avons donc pas eu accès à des données fiables actualisées permettant de juger de l'efficacité énergétique et économique des procédés. Il est assez évident que toutes les solutions ne se valent pas mais il faut aussi avoir à l'esprit que souvent, les technologies sont développées pour une matrice donnée (un type d'intrant, seul ou en mélange homogène) et ne sont pas forcément applicables à d'autres intrants aux compositions hétérogènes.

Cette technologie est assez répandue comme le montre la carte suivante, qui reprend toutes les installations basées sur cette technologie :



Figure 75 : Projet de fermentation de biomasses identifiés par le centre de compétences Allemand [BEST](#)



Parmi ces projets, notons que sont au stade opérationnel et début de commercialisation les unités installées sur les sites suivants<sup>19</sup> :

- Alpena Biorefinery, American Process GREEN POWER+, USA,
- Gevo, USA,
- POET-DSM Advanced Biofuels, Project liberty, USA,
- Quad-County Corn Processors, Quad country biorefinery, USA
- Beijing Shougang LanzaTech New Energy Technology Co., Ltd Beijing Shougang LanzaTech New Energy Technology Co., Ltd, Shougang Commercial, CHINE,
- Henan Tianguan Group, Henan, CHINE,
- Longlive Bio-technology Co. Ltd., Longlive, CHINE,
- Raizen Energia, BRESIL,
- Granbio, Bioflex 1, BRESIL,
- Domsjoe Fabriker, SUEDE,
- St1, Etanolix Gothenburg, SUEDE.
- St1, Etanolix Hamina, Vantaa, Lahti, Jokioinen, FINLANDE,
- Clariant sunliquid, Knapsack, ALLEMAGNE

**Tableau 11 : liste des principaux projets pilotes recensés en France en 2014 (source : IFPEN)**

Principaux projets de biocarburants 2G financés ou en partie financés par des fonds publics UE ou France

Nom du projet	Promoteur	Fournisseur de la technologie	Type de biocarburant	Type de biomasse	Capacité de production (t/an)	Financement (M€)
Bioéthanol lignocellulosique						
BIOLYFE	Chetex Italia	Chetex Italia	Éthanol	Divers	40 000	8,6*
FIBREEtOH	UPM	UPM	Éthanol	Fibres	20 000	8,6*
Futurol	Procethol 2G		Éthanol	Coproduits agricoles, forestiers	2 700 137 700	29,9**
KACELLE	Dong Energy	Inbicon	Éthanol	Pailles	20 000	9,1*
LED	Abengoa	Abengoa	Éthanol	Résidus de maïs	50 000	8,6*
GOMETHA	Chetex Italia	Chetex Italia	Éthanol	Divers	80 000	19*
SUNLIQUID	Clariant	Clariant	Éthanol	Divers	60 000	19*

Après quelques recherches bibliographiques sur ces différents procédés, nous avons pu en tirer un bilan énergétique annoncé par CLARIANT (basé en Suisse). Ce fournisseur annonce, sur son procédé Sunliquid, le bilan énergétique qui suit :

<sup>19</sup> Sources données : [Base de données sur les installations de production de biocarburants avancés liquides et gazeux pour le transport](#) – élaborée et maintenue par BEST bioenergy and Sustainable Technologies

### sunliquid® efficiency in figures

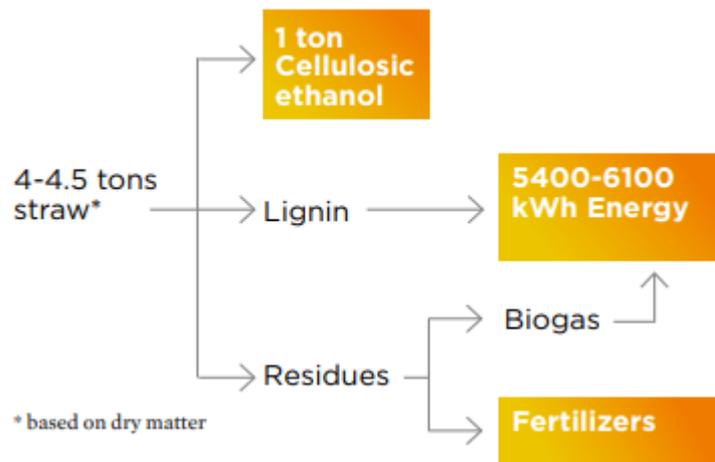


Figure 76 : Bilan énergétique annoncé par CLARIANT

Ce bilan laisse penser que la part d'éthanol produite représente 8 250 kWh pour 4 à 4,5 tonnes de pailles en entrée (1t de paille = +/- 4 000 kWh). Nous pouvons donc penser que la production d'éthanol représente environ 50% de l'énergie entrante.

Une part de biogaz est également disponible en sortie à hauteur de 5 500 kWh environ.

Si ces 2 produits se cumulent (ce qui sous-entend que le biogaz est intégralement valorisé), le taux d'efficacité énergétique atteindrait plus de 80-85%, ce qui est un bon rendement.



Figure 77 : Implantation d'une unité CLARIANT Sunliquid



### Les biogazoles de synthèse

Il existe 2 voies de traitement des biomasses pour obtenir des biogazoles mais ceux-ci se prêtent à des intrants homogènes :

### L'hydrotraitement de biomasses :

L'hydrotraitement consiste à traiter à l'hydrogène des corps gras contenus dans les huiles végétales ou les graisses animales. Il existe deux procédés pour le réaliser :

- dans une unité dédiée de type « bioraffinerie »,
- en co-traitement dans une raffinerie<sup>20</sup> (l'huile est mélangée en amont de l'unité de désulfuration à un flux pétrolier de gazole) : ce procédé est appelé « co-processing ».

A l'heure actuelle, les unités d'hydrogénation des huiles nécessitent des investissements importants : à capacité équivalente, ce type d'installation s'avère plus onéreux qu'une unité de production d'EMAG. En 2017, 11% des volumes de biocarburants incorporés dans le gazole étaient des HVO, principalement produits à partir d'huile de palme.

*Nota : c'est ce procédé qui est employé depuis peu sur le site TOTAL de la Mède ; le fait que de l'huile de palme soit importée pour y être traitée avait fait grand bruit en 2019.*

L'hydrotraitement est une technique flexible qui permet de valoriser des biomasses variées telles que des huiles végétales usagées, des graisses animales, des résidus de fabrication d'huiles végétales alimentaires, des charges non alimentaires provenant du bois (huile de pin). En France, cette technique a été développée par l'IFPEN en partenariat avec AXENS. TOTAL a choisi ce procédé (Vegan™) pour la transformation de son site de La Mède (Marseille) en bioraffinerie.

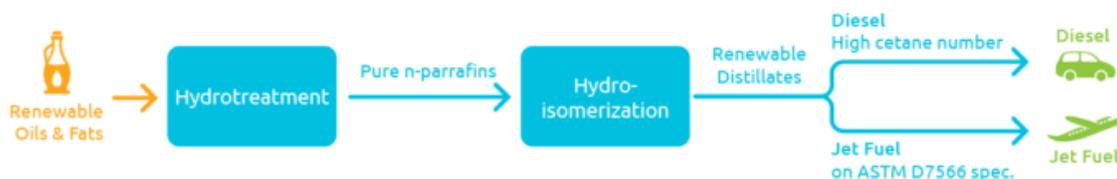


Figure 78 : Principe de l'hydrotraitement

Ce procédé est bien maîtrisé par NESTE OIL, la société Finlandaise, qui dispose de près d'un tiers du parc mondial. On trouve également ENI, le pétrolier Italien, ou encore CEPESA en Espagne, qui exploitent 2 unités sur ces raffineries.

<sup>20</sup> Rappelons qu'il existe 8 sites de raffinage en France



Figure 79 : Unités d'hydrotraitement dans le monde

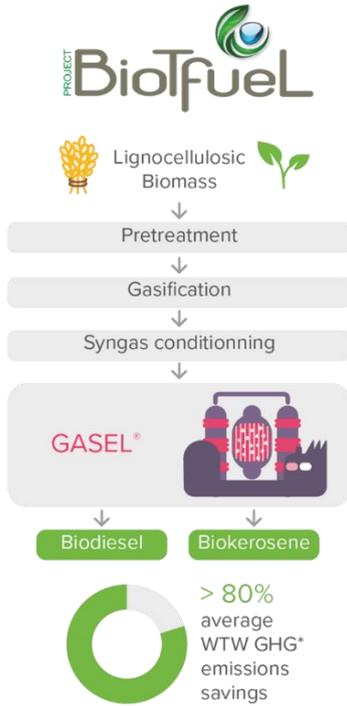
### La voie thermochimique Biomass to Liquid (BtL)

Cette voie associe notamment gazéification et synthèse Fisher-Tropsch. Les gisements concernés par cette technologie sont les résidus agricoles ou forestiers.

En France, cette technique est développée par AXENS (filiale IFP) qui a travaillé ce sujet depuis 1996 avec l'IFPEN et le pétrolier Italien ENI. Le procédé développé est distribué sous l'appellation commerciale de BioTfuel pour la partie torréfaction + gazéification. Le réacteur Fisher-Tropsch ainsi que l'unité de distillation du produit est distribuée sous l'appellation GASEL.

Le projet BioTfuel se concentre sur le développement d'un processus innovant pour convertir la biomasse en biodiesel et biocarburant de haute qualité. La gazéification permet de produire des biocarburants à partir de matières lignocellulosiques, comme les sous-produits agricoles, les déchets forestiers et les cultures énergétiques. Le processus peut également convertir des matières premières fossiles mélangées à de la biomasse pour tenir compte des variations saisonnières de la disponibilité des ressources. La matière première de la biomasse est torréfiée puis convertie en gaz de synthèse dans un gazéificateur. Une fois le gaz de synthèse nettoyé et conditionné, il est transformé en un mélange d'hydrocarbures qui peut être utilisé pour produire du carburant. L'unité, bâtie à l'échelle de démonstrateur, devrait produire 8 000 t/an de biogazole de synthèse.

Ce projet est semble-t-il une première mondiale puisque les bases de données de l'IEA bioenergy ne recensent aucun autre projet.



\* Well-to-Wheels GreenHouse Gas

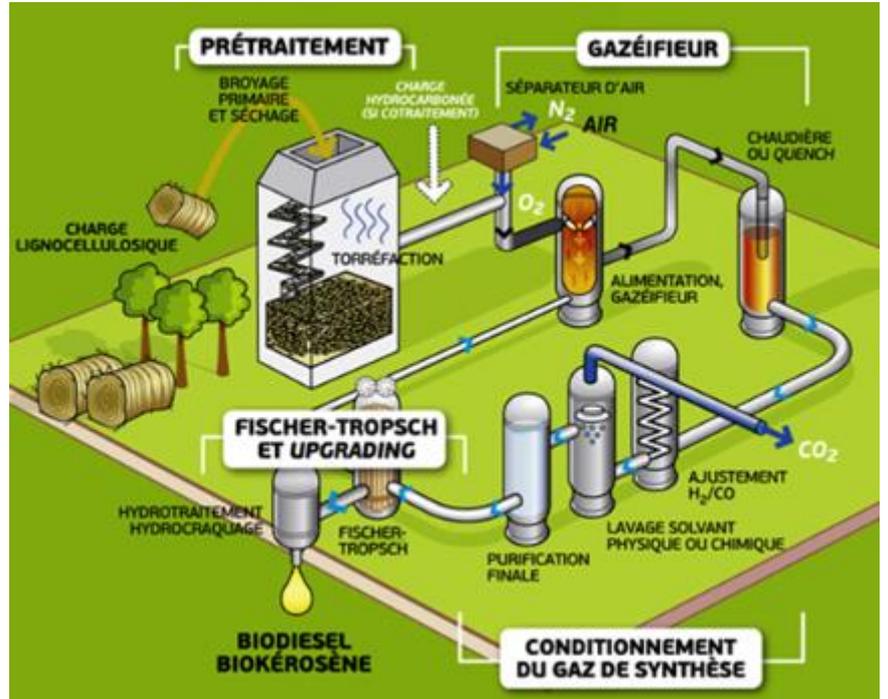


Figure 80 : Principe retenu pour le projet pilote BioTfuel



### Biocarburants - 3ème génération

La troisième génération de carburant est pour sa part extraite de cultures d'algues. En effet, l'algue est l'espèce végétale la plus productive (en quantité de biomasse sèche) par unité de surface, avec un rendement photosynthétique allant jusqu'à près de 10% pour les espèces naturelles les plus productives.

Nombres d'études ont été menées, ou sont encore en cours, mais les espèces algales existantes à l'état naturel ne semblent pas en mesure de produire suffisamment d'H<sub>2</sub> ou d'huile pour assurer une concurrence viable face aux hydrocarbures fossiles. Les chercheurs les plus avancés sont, semble-t-il, tournés vers des espèces génétiquement modifiées afin de maximiser leur productivité.

Il existe 2 grands principes de production algale :

- Les systèmes ouverts (extensifs),
- Les systèmes fermés (intensifs).



Figure 81 : Raceway (ouvert) et réacteurs (fermé) pilotes de production d'algues

Cette filière est à l'étape de développement avec plusieurs projets en phases d'études. <A notre connaissance, il n'y a pas à ce jour de réalisations industrielles avec valorisation de biocarburant.



Figure 82 : station Ifremer de Palavas-les-Flots – Fourniture COLDEP (69)

Les pétroliers sont pionniers en matière de R&D sur la production algale ; d'ailleurs le Centre de recherche TOTAL à Lacq exploite une unité de production COLDEP. Cette production est semble-t-il plutôt vouée à capturer le CO<sub>2</sub> d'industries, comme c'est le cas ici à Fos sur Mer.



**Figure 83 : Projet Vasco 2 (valorisation du CO<sub>2</sub>, émis par les entreprises industrielles du site de Fos-sur-Mer par culture de microalgues marines)**

La récolte des algues est réalisée en plusieurs étapes mais repose sur 2 principes seulement :

- La sédimentation : après la phase de croissance, un arrêt de l'agitation du milieu permet à la matière en suspension de décanter. Cette phase est d'autant plus longue que le milieu est épais. La matière doit ensuite être asséchée d'une manière ou d'une autre (filtre à bande, séchage en four,...).
- La flottation : c'est par exemple le principe des bassins de COLDEP où une tour en dépression permet de mettre en flottation les algues au sommet de la tour. Cette technique permet de concentrer la charge algale pour une récolte de matières concentrées. Les techniques d'assèchement mise en œuvre ensuite sont les même que pour la décantation.

Les algues collectées sont ensuite séchées. Elles peuvent être commercialisées en l'état pour l'alimentation en l'état ou bien être filtrées. Les procédés de conversion employés pour cette étape semblent variés et pour la plupart onéreux :

- Filtration tangentielle,
- L'extraction accélérée par solvant,
- La lyse cellulaire,
- L'extraction aqueuse en deux phases.



Cette étape de filtration permet d'obtenir la phycocyanine, un composé nutritif très cher et très recherché.



Figure 84 : Illustration de phycocyanine de spiruline

A priori, il existe également des procédés d'extraction d'huile mais nous n'avons pas pu trouver d'informations sur le sujet. Cette étape serait vraisemblablement réalisée avec une presse adaptée à la teneur en huile ou bien par extraction par batch à l'hexane.

Enfin, nous avons pu trouver dans l'étude 100% gaz vert quelques chiffres qui permettent de se projeter sur les quantités d'énergies mobilisables à l'échelle nationale.

Tableau 12 : Scénarios de production d'algues présentés dans l'étude 100% gaz vert

Scénario		S1A	S1B	S1A	S1B
Type d'algues		Micro	Micro	Micro	Micro
Optimisation		Lipide	Lipide	Biomasse	Biomasse
Système culture		Raceway	Photo-réacteur	Raceway	Photo-réacteur
Surface mobilisée	kha	150	250	150	250
Energie produite	TWh <sub>PCI</sub>	36	90	18	55
Biodiesel	TWh <sub>PCI</sub>	23	68	0	0
Biogaz	TWh <sub>PCI</sub>	13	22	18	55
Matière produite	Mt <sub>MS</sub>	7,05	18,3	7,6	22,5
Productivité	g <sub>MS</sub> /m <sup>2</sup> /j	12,9	20,1	13,8	24,7
	tMS/ha/an	47	73	50	90

Valeurs issues du rapport ADEME/ENEA/INRIA

Valeurs recalculées

Hypothèses : 350 m<sup>3</sup> biogaz / tMS et 70% CH<sub>4</sub> dans biogaz

## Stockage d'énergie

Depuis la forte croissance des Energies Renouvelables électriques intermittentes (PV, éolien) se pose la question du stockage d'électricité. Ainsi, de récentes études ont comparé plusieurs technologies en fonction de la durée de stockage et de la quantité d'énergie à stocker. C'est ce qu'illustre le graphique suivant qui indique que les technologies les plus intéressantes, dans un système centralisé, seraient le stockage par STEP (Stations de Transfert d'Energie par Pompage), puis le vecteur Hydrogène et enfin la conversion en gaz de substitution.

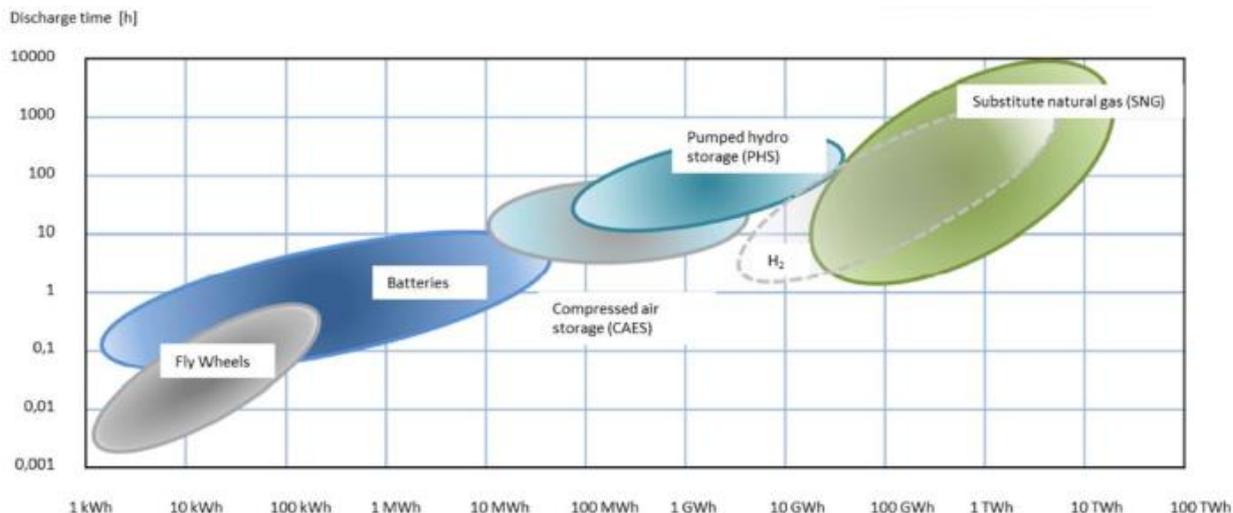


Figure 85 : Comparaison des technologies de stockage d'électricité (Specht et al. 2009)

Cette étude indique donc que le Power to gas est la seule technologie à même de stocker plusieurs TWh sur une longue période.

Par ailleurs, cette technique est complémentaire de la gazéification évoquée plus haut. En effet, les gaz produits à cette étape peuvent être envoyés en méthanation pour former du  $\text{CH}_4$  à partir des gaz hydrogénés et carbonés qu'ils contiennent.

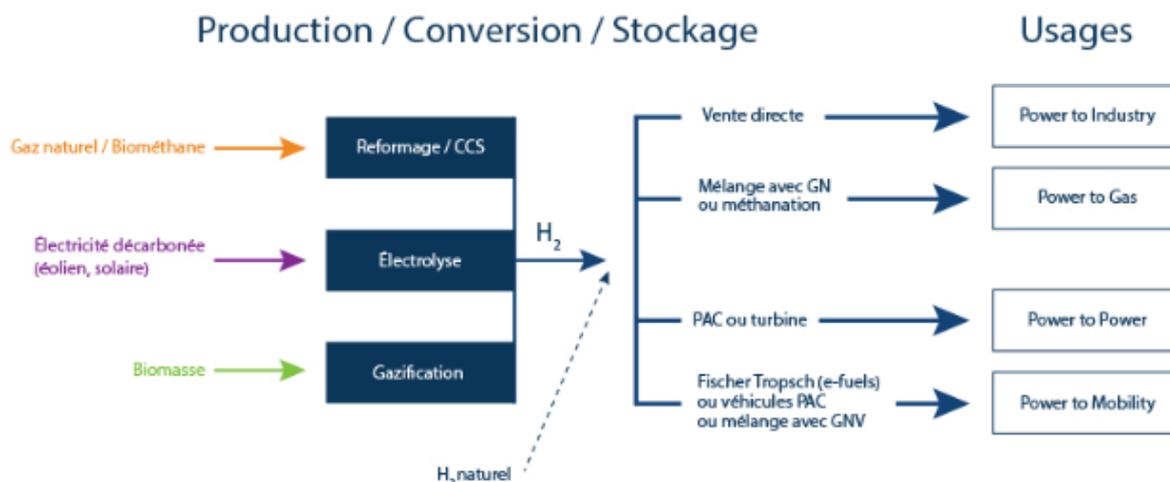


Figure 86 : Exemples de filières amont/aval concernées par le power 2 gas



Nous n'aborderons pas ici Power to industry et Power to Power qui ne sont guère compliqués à comprendre (le gaz converti étant consommé en lieu et place de gaz naturel, généralement pour la production de thermies).

Le Power to Mobility a été traité aux chapitres biocarburants et pyrolyse.

### Power 2 gas ou Méthanation

Le Power 2 gas est une technique reposant sur la réaction de Sabatier (1897) qui permet de produire du méthane ( $\text{CH}_4$ ) et de l'eau ( $\text{H}_2\text{O}$ ) à partir de dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) et d'hydrogène ( $\text{H}_2$ ).

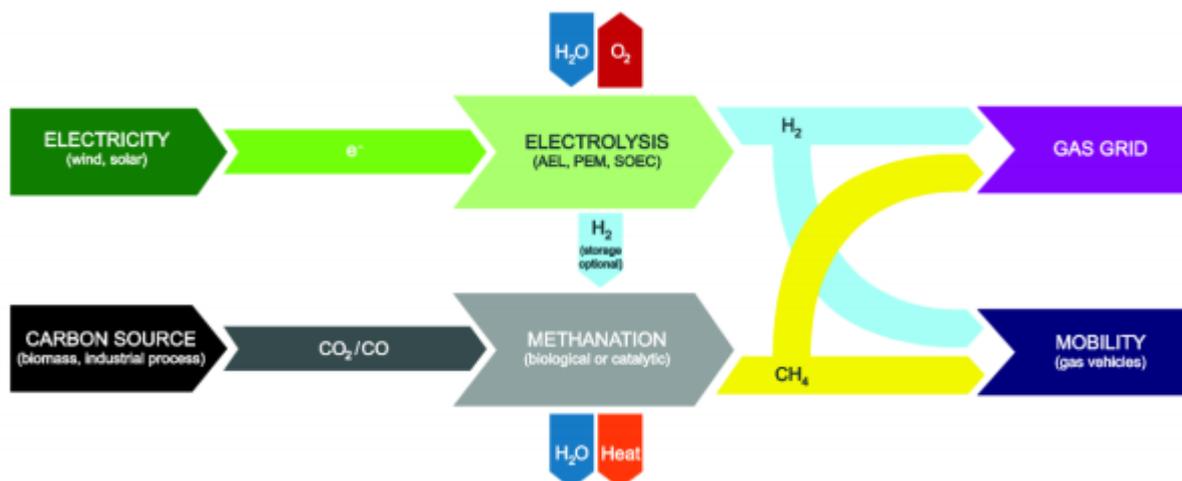


Figure 87 : Schéma de principe de la méthanation couplée à un électrolyseur



Figure 88 : Exemple d'unité de méthanation couplée à un électrolyseur de 6MW (AUDI)

Nous avons réussi à trouver quelques données sur le fonctionnement du méthaneur d'AUDI qui semblent relativement encourageantes sur le bon fonctionnement du procédé.

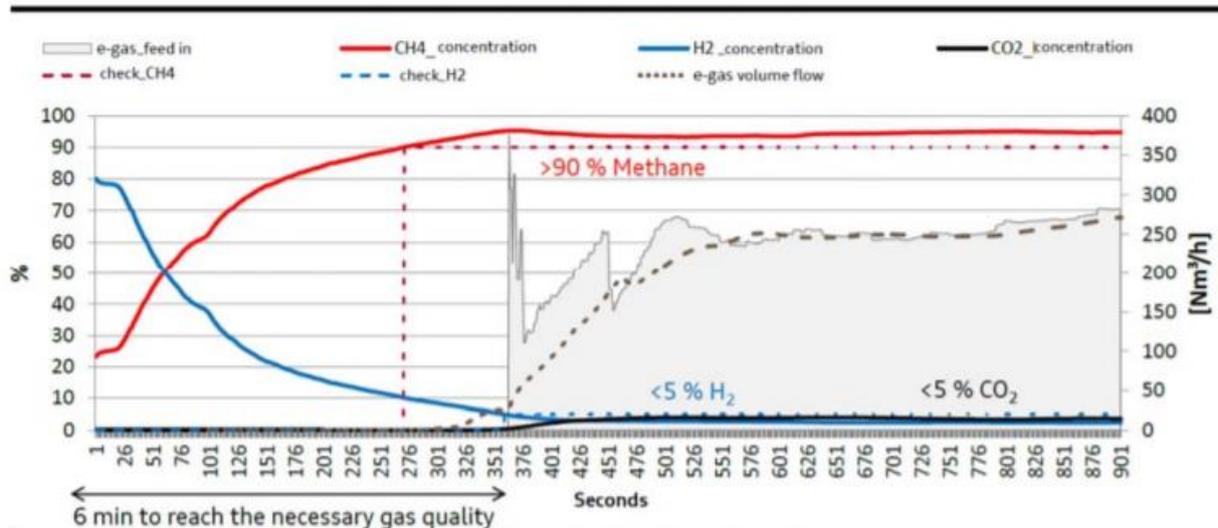


Figure 39: Methanation process Audi

Figure 89 : Courbes de concentration en CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> et O<sub>2</sub> sur le méthaneur AUDI

Les premières unités de méthanation encore en activité semblent dater de 1984 dans le Dakota du nord aux USA.

Dans les faits, il existe 2 types de méthanation : directe et indirecte. Si l'hydrogène est toujours de la partie, le gaz carboné peut être apporté sous forme de CO (indirecte) ou de CO<sub>2</sub> (directe).

Tableau 13 : Réactions de méthanation avec le CO et le CO<sub>2</sub>

Reaction		$\Delta_r H_{298K}$ (kJ/mol)	$\Delta_r G_{298K}$ (kJ/mol)
$CO+3H_2 \leftrightarrow CH_4+H_2O$	CO methanation	-206,1	-141,8
$CO_2+4H_2 \leftrightarrow CH_4+2H_2O$	CO <sub>2</sub> methanation	-165	-113,2

Reaction		$\Delta_r H_{298K}$	$\Delta_r G_{298K}$
$2CO+2H_2 \leftrightarrow CH_4+CO_2$	Reverse dry reforming	-247,3	-170,4
$2CO \leftrightarrow C(s) + CO_2$	Boudouard reaction	-172,4	-119,7
$CO+H_2O \leftrightarrow CO_2+H_2$	Water Gas Shift	-41,2	-28,6
$CH_4 \leftrightarrow 2H_2+C(s)$	Methane cracking	74,8	-50,7
$CO+H_2 \leftrightarrow C(s)+H_2O$	CO reduction	131,3	-91,1
$CO_2+2H_2 \leftrightarrow C(s) + 2H_2O$	CO <sub>2</sub> reduction	-90,1	-62,5

*Adapted from Ducamp and al. 2017*

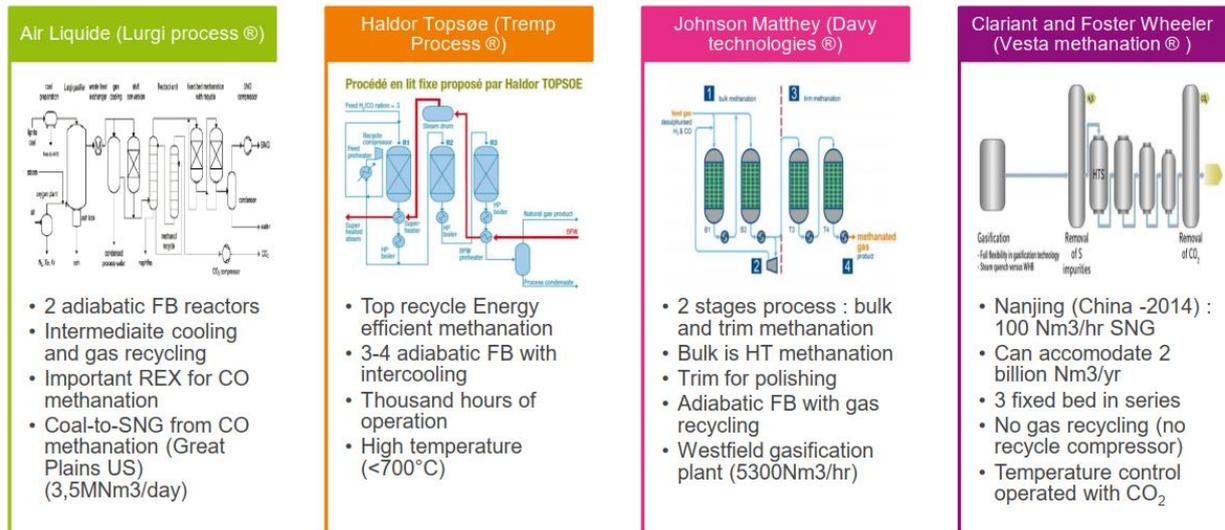
Aussi, 2 principes de méthanation coexistent :



- La méthanation catalytique,
- La méthanation biologique.

### Méthanation catalytique

C'est historiquement la première technique développée et qui est donc exploitée depuis presque 50 ans en industries.



- Advantages : high GSHV, high REX, low mechanical stress, steam production at intercooler

Figure 90 : Technologies disponibles pour la méthanation de CO - Source : Camel MAKHLOUFI - CRIGEN

Si les précédents procédés sont adaptables au CO<sub>2</sub>, d'importants efforts de R&D sont déployés pour optimiser cette éventualité avec, par exemple, les procédés qui suivent :

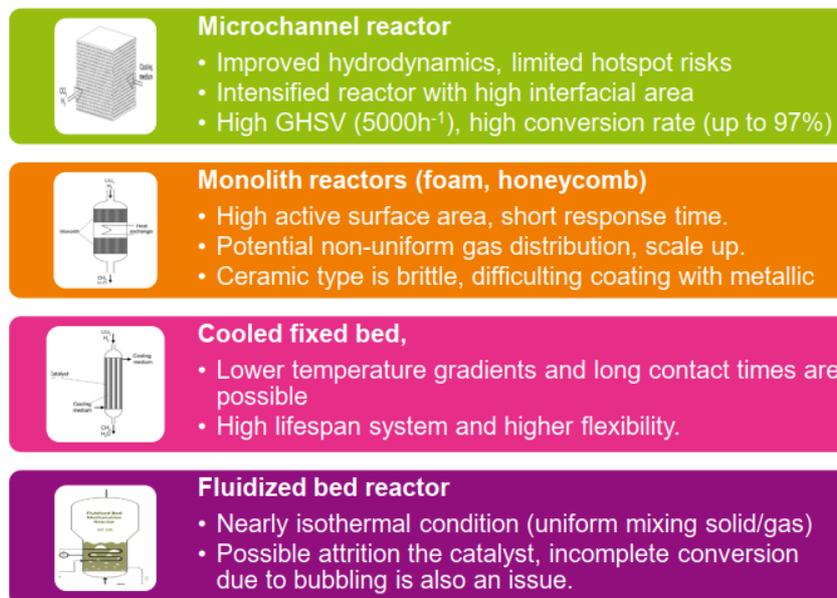


Figure 91 : Exemple de réacteurs en cours de développement - Source : Camel MAKHLOUFI – CRIGEN

## Méthanation biologique

La méthanation biologique utilise un biocatalyseur pour convertir l'hydrogène et le dioxyde de carbone en gaz renouvelable à faible coût. Ce gaz peut être directement injecté dans le réseau de gaz naturel existant. Le cœur de cette technologie de conversion au gaz est ce biocatalyseur exclusif qui peut être déployé dans un système de conversion d'énergie simple et économique.

A priori, cette technologie est limitée aux projets de tailles moyennes.

Le principe est un peu le même que pour la méthanisation mais avec des souches bactériennes développées spécialement sélectionnées et adaptées pour ce processus. Ces bactéries s'entretiennent d'elles-mêmes et ne nécessitent donc pas de remplacement périodique.

Les organismes sont indifférents à la source de CO<sub>2</sub> et peuvent utiliser des sources couramment disponibles telles que le biogaz brut des digesteurs anaérobies, les effluents de fermentation des brasseries et des usines d'éthanol et les gaz de combustion provenant des processus de combustion.

En raison de la sélectivité élevée des surfaces, un traitement minimal des gaz post-réaction est nécessaire avant que le gaz produit ne soit injecté dans le réseau de gaz. L'oxygène et la chaleur sont des sous-produits du processus et peuvent être vendus sur un large éventail de marchés différents, sur site ou hors site.

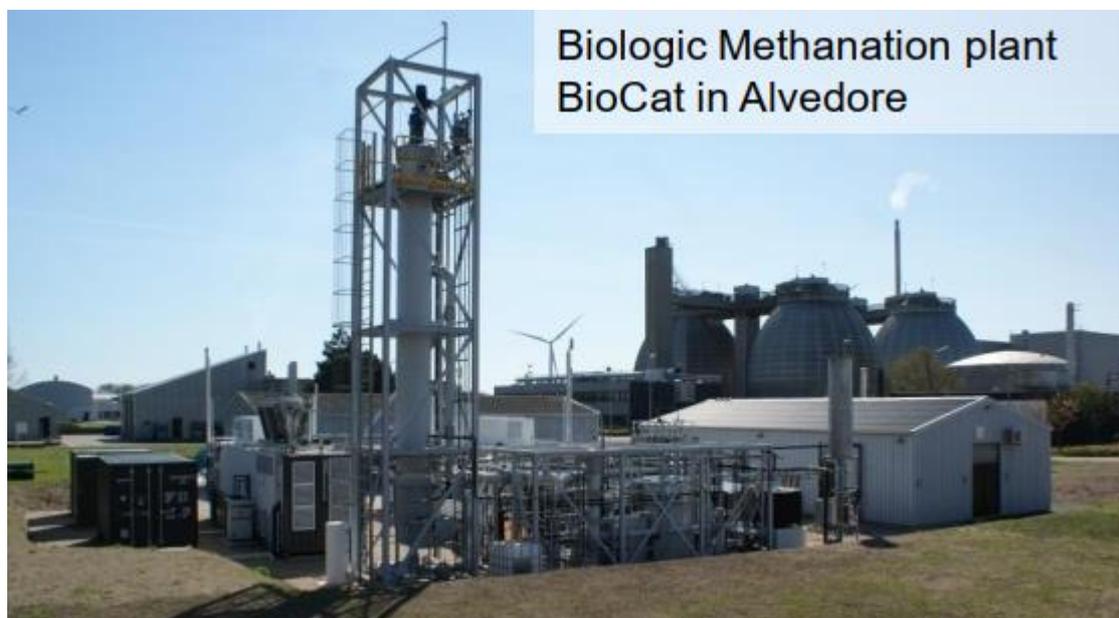


Figure 92 : Exemple d'unité de méthanation biologique (Electroarchae)

En Europe, cette technique a le vent en poupe, comme le montre la carte qui suit.



Benchmark européen des projets de méthanation biologique

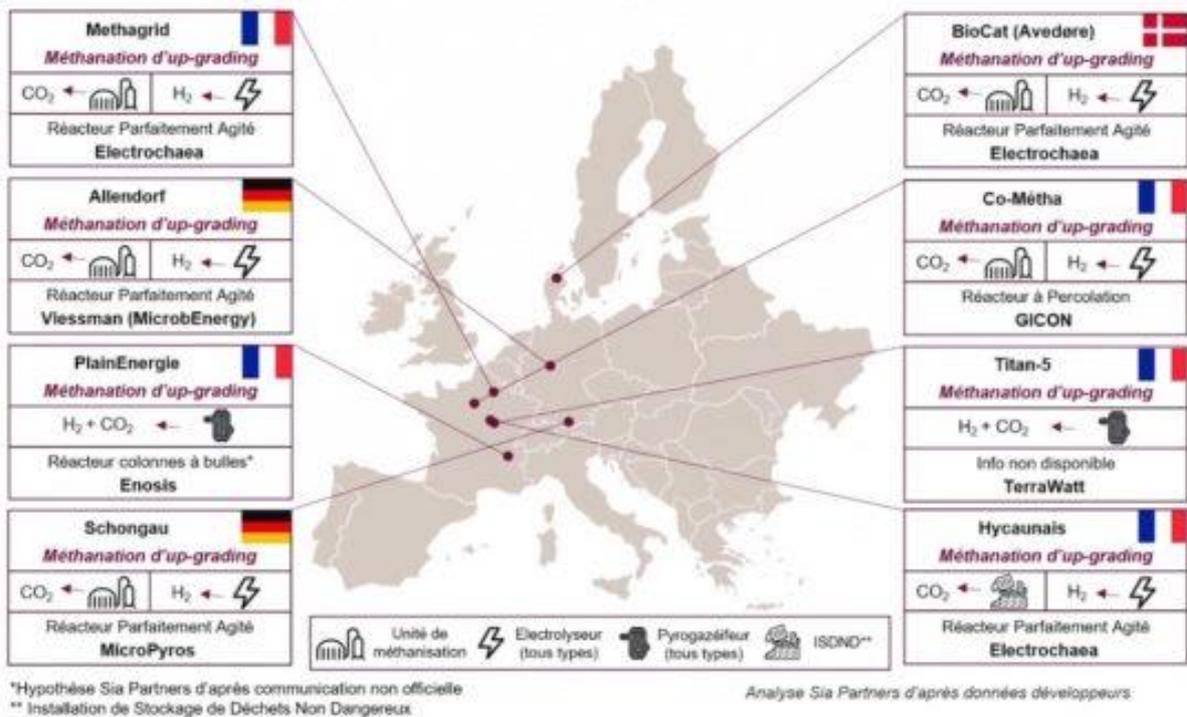


Figure 93 : Projets de méthanation biologique en Europe

Cette filière biologique a la particularité de pouvoir s'insérer aisément sur une unité de méthanisation existante. On peut alors imaginer plusieurs types de montages qui mobilise le process par intermittence ou en continu.

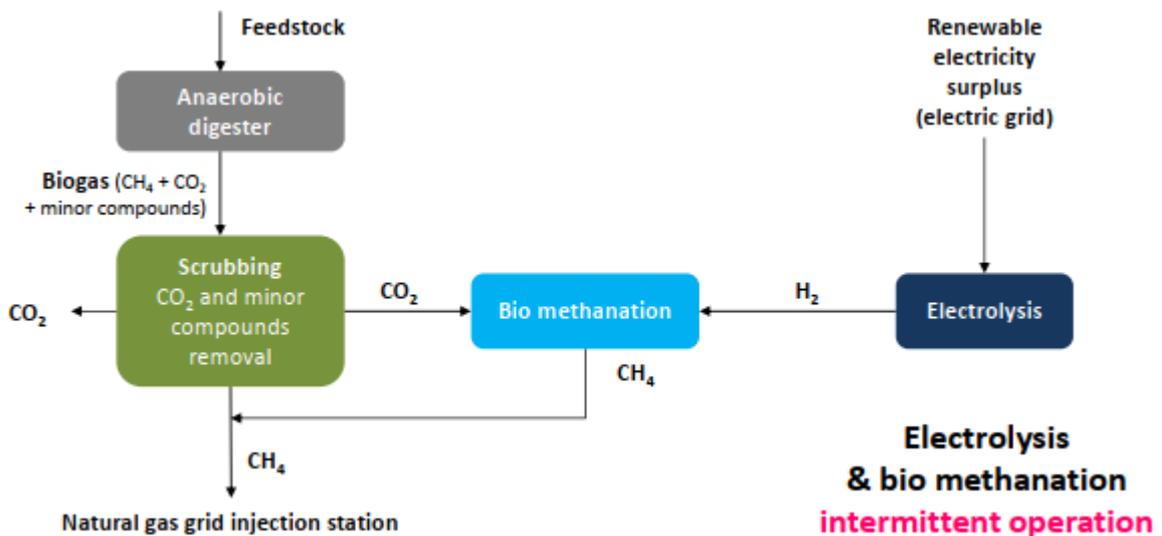


Figure 94 : Exemple d'insertion d'un réacteur biologique intermittent sur un méthaniseur – source : LEAF

Ci-dessus, la méthanation et l'électrolyseur sont mobilisés par intermittence. Cette configuration n'est déclenchée qu'en cas de surplus électrique sur le réseau, ce qui n'optimise pas le coût de revient de l'unité.

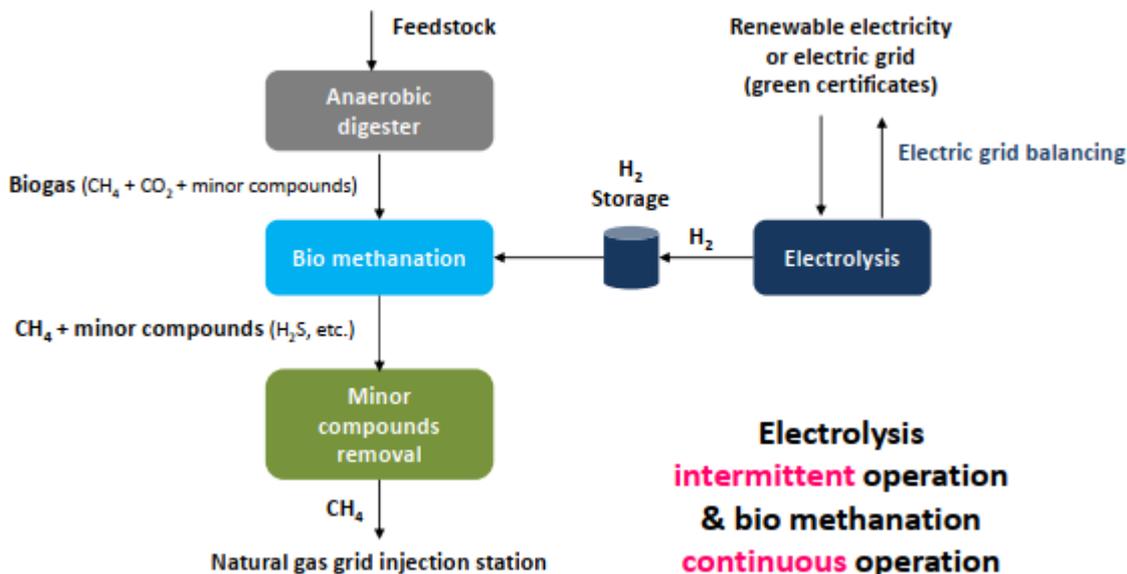


Figure 95 : Exemple 2 d'insertion d'un réacteur biologique intermittent sur un méthaniseur – source : LEAF

Ci-dessus, la méthanation est constamment utilisée alors que l'électrolyseur ne fonctionne que par intermittence, en association avec un stockage d'H<sub>2</sub>. Cette configuration permet de maximiser la production de la méthanation et de n'employer l'électrolyse qu'en cas de surplus sur le réseau électrique.

### Fourniture en H<sub>2</sub>

L'hydrogène envoyé en méthanation peut provenir :

- d'électrolyseurs qui permettraient de délester les réseaux électriques,
- d'industries qui produisent cet hydrogène en sortie de process,
- d'unités de gazéification, dont la production doit être optimisée pour atteindre des ratios H<sub>2</sub>/CO compatibles avec la méthanation.

### Electrolyse

L'électrolyse de l'eau est un procédé électrolytique qui décompose l'eau (H<sub>2</sub>O) en dioxygène (O<sub>2</sub>) et dihydrogène (H<sub>2</sub>) gazeux grâce à un courant électrique. La cellule électrolytique est constituée de deux électrodes — habituellement en métal inerte (dans la zone de potentiel et de pH considérée) comme le platine — immergées dans un électrolyte (ici l'eau elle-même) et connectées aux pôles opposés de la source de courant continu.

Il existe 3 technologies d'électrolyse (basse et haute température).

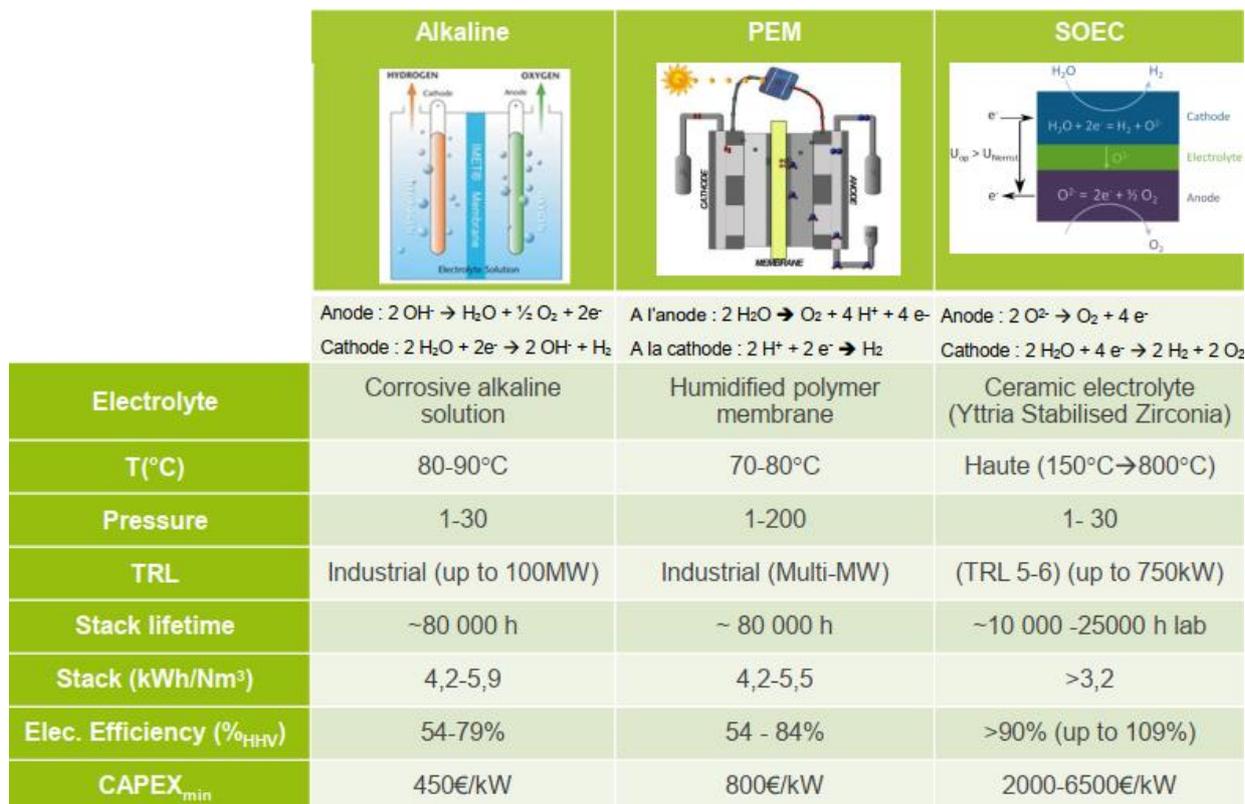


Figure 96 : Techniques d'électrolyse - source REGATECH - G05\_Camel\_Makhloufi

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

En Europe, des fournisseurs se développent et sont d'ores et déjà actifs.



Figure 97 : Fournisseurs de solutions d'électrolyse

### Fourniture en CO<sub>2</sub>

Comme expliqué à de nombreuses reprises plus haut, cette technique (de méthanation) nécessite une source de carbone, si possible renouvelable (méthanisation, gazéification). Il est également possible de capter du carbone sur des installations industrielles (process, gaz d'échappement) ou bien de capter le CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, technique coûteuse qui grèverait d'autant le bilan économique du projet.

Le tableau présenté ci-après, issu de l'étude 100% gaz vert en 2050, présente les différentes sources de CO<sub>2</sub> potentielles prises en compte dans ledit travail.



Tableau 14 : Quantité de CO2 disponible pour le power-to-gas, à l'échelle nationale

Catégorie	sous-catégorie	secteur	Renouvelable	Total (MtCO <sub>2</sub> /a)	Total (Equivalent TWh <sub>élec</sub> )	Adapté au captage (Eq TWh <sub>élec</sub> )
CO <sub>2</sub> combustion	Gaz réseau	Agriculture	100%	0	4	0
		Industrie	100%	16	131	118
		Résidentiel	100%	10	84	0
		Tertiaire	100%	2	18	0
		Transport	100%	19	162	0
		Energie	100%	8	64	0
	Gaz hors réseau	Divers	100%	0	1	0
	Bois énergie	Agriculture	100%	0	0	0
		Industrie	100%	4	32	32
		Résidentiel	100%	13	109	0
		Tertiaire	100%	0	0	0
		Energie	100%	0	0	0
	Produit pétrolier	Construction	0%	10	84	0
	Déchet	Industrie	80%	2	18	18
		Energie	80%	4	38	38
Charbon	Industrie	0%	14	116	116	
CO <sub>2</sub> procédé	Biogaz	Energie	100%	17	140	126
	Pyro-gazéification	Energie	100%	7	57	57
	Produits chimiques (2)	Industrie	100%	2	19	19
	Produits minéraux (3)	Industrie	0%	14	122	122
	Produits métalliques	Industrie	0%	4	34	34
<b>Total</b>				<b>146</b>	<b>1232</b>	<b>680</b>
<b>Sous-total CO2 renouvelable</b>				<b>102</b>	<b>864</b>	<b>396</b>
<b>Sous-total CO2 fossile</b>				<b>43</b>	<b>368</b>	<b>284</b>
<b>Sous-total épuration gaz ENR</b>				<b>23</b>	<b>197</b>	<b>183</b>

Comme expliqué plus haut, le CO2 produit en méthanisation constitue le cœur du gisement mobilisable, à moindre frais.

### Rendement escompté

Comme expliqué, ce procédé est un empilement de conversion (électricité -> H<sub>2</sub> puis H<sub>2</sub> -> CH<sub>4</sub>), ce qui a tendance à réduire les rendements. Ainsi, l'on peut considérer que la quantité de gaz en sortie est

équivalente à 50-60% de l'énergie entrée. Si la chaleur du procédé de méthanation est employée, les rendements peuvent atteindre quelques % supplémentaires.

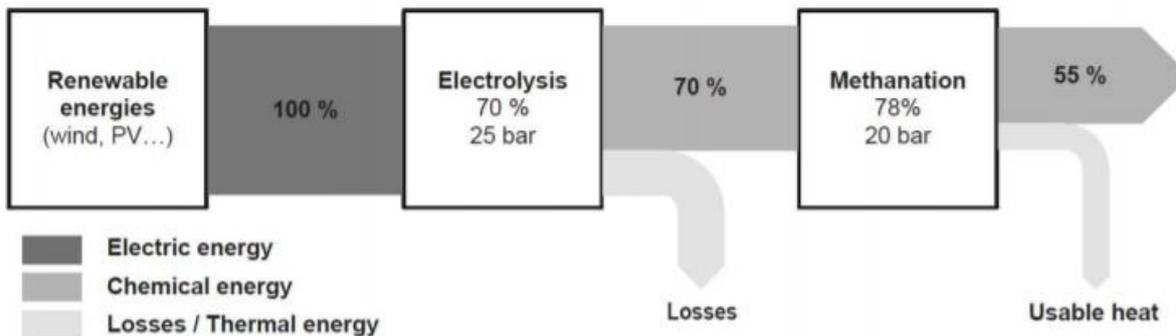


Figure 98 : Sankey diagram of the PtG process Efficiency

Dans l'étude 100% gaz vert en 2050, un travail d'étude économique est réalisé et met en avant l'importance du coût du CO<sub>2</sub> sur le prix de revient du gaz produit au travers de la méthanation.

Le coût de revient de l'énergie issue du Power 2 Gas a été appréhendé dans l'étude 100% gaz vert en 2050. Même si la méthode est discutable, cela permet de voir qu'avec un coût du CO<sub>2</sub> proche du montant actuel, le MWh est produit pour 115€ environ.

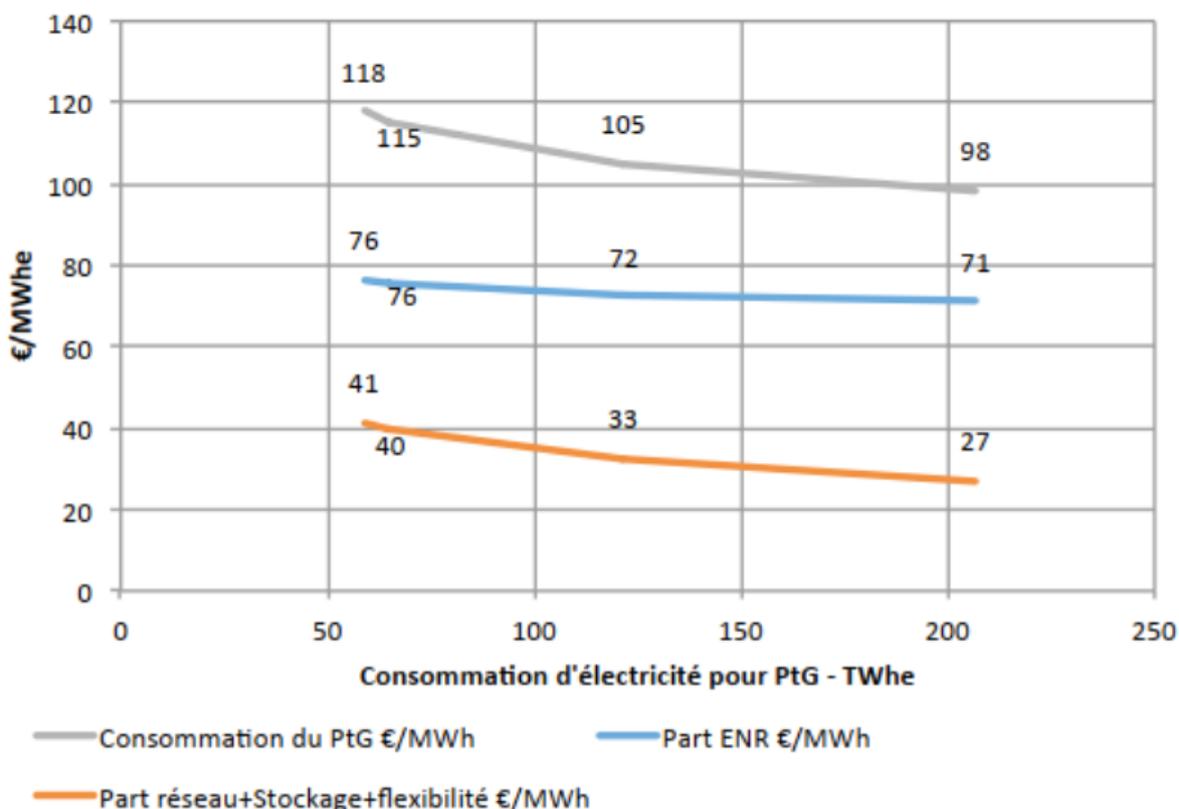


Figure 99 : Coût d'approvisionnement du Power 2 Gas (extrait étude 100% gaz vert)



## Références

Nous listons ici une liste des différents sites internet ou publications consultés à la rédaction du présent document :

- Etude nationale 100% gaz vert en 2050 – ADEME, GRDF, GRTgaz :  
<https://www.ademe.fr/mix-gaz-100-renouvelable-2050>
- Etude Région Nouvelle Aquitaine 100% gaz vert en 2050 en Nouvelle-Aquitaine :  
<https://www.calameo.com/read/0060092719083d95d4758>
- Etude ADEME 100% électricité renouvelable en 2050 : <https://www.ademe.fr/mix-electrique-100-enr-2050-opportunités-decarboner-systèmes-gaz-chaleur>
- Panorama des projets d'unités de production de biocarburants de deuxième génération (IFPEN) : [http://www.fondation-tuck.fr/upload/docs/application/pdf/2016-05/11\\_panorama-2014-panoramadesprojetsdunitésdeproductiondebiocarburantsdedeuxièmegénération.pdf](http://www.fondation-tuck.fr/upload/docs/application/pdf/2016-05/11_panorama-2014-panoramadesprojetsdunitésdeproductiondebiocarburantsdedeuxièmegénération.pdf)
- Thèse de Sébastien BAUMLIN Craquage thermique des vapeurs de pyrolyse-gazéification de la biomasse en réacteur parfaitement auto-agité par jets gazeux : <https://hal.univ-lorraine.fr/tel-01752750/document>
- Vision ADEME 2030-2050 :  
[https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/85536\\_vision\\_2030-2050\\_document\\_technique.pdf](https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/85536_vision_2030-2050_document_technique.pdf)
- Mise à jour du scénario ADEME – vision 2035-2050 :  
[https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/ademe\\_visions2035-50\\_010305.pdf](https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/ademe_visions2035-50_010305.pdf)
- Etude GRTgaz sur le potentiel de la gazéification hydrothermale :  
<http://www.grtgaz.com/fileadmin/medias/communiqués/2019/FR/03102019-Note-de-synthèse-Etude-de-potential-GH-GRTgaz.pdf>
- Hydrolyse de la biomasse lignocellulosique: état actuel des processus et technologies et perspectives futures - Par Alessandra Verardi, Isabella De Bari, Emanuele Ricca et Vincenza Calabrò :  
<https://www.intechopen.com/books/bioethanol/hydrolysis-of-lignocellulosic-biomass-current-status-of-processes-and-technologies-and-future-perspe>
- Histoires de réussite de la gazéification de la biomasse : [https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2013/10/49\\_BiomassGasificationSuccessStories.doc](https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2013/10/49_BiomassGasificationSuccessStories.doc)
- Biomass to Liquid Fuels Pathways :  
<https://sequestration.mit.edu/bibliography/BTL%20final%20compiled.pdf>
- RMT biomasses et territoires, comparaison des agrocombustibles : [https://www.biomasse-territoire.info/wp-content/uploads/2018/02/Comparaison\\_des\\_différents\\_agrocombustibles.pdf](https://www.biomasse-territoire.info/wp-content/uploads/2018/02/Comparaison_des_différents_agrocombustibles.pdf)
- Présentation microalgue CEA :  
[http://cadarache.cea.fr/cad/Documents/Entreprises/Valorisation/Rencontres-CEA-Industrie/1er/D\\_Presentation\\_Microalgue.pdf](http://cadarache.cea.fr/cad/Documents/Entreprises/Valorisation/Rencontres-CEA-Industrie/1er/D_Presentation_Microalgue.pdf)
- Dossier de presse BIOTFUEL (IFPEN) : [https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/sites/ifpen.fr/files/inline-images/NEWSROOM/Communiqué%20de%20presse/dossier-presse\\_BioTfuel.pdf](https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/sites/ifpen.fr/files/inline-images/NEWSROOM/Communiqué%20de%20presse/dossier-presse_BioTfuel.pdf)
- Fiche technique ADEME - Les technologies gazéifications de déchets hétérogènes :  
[https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/fiche-technique-gazéifications-dechets-201901\\_2.pdf](https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/fiche-technique-gazéifications-dechets-201901_2.pdf)



- Rapport ASTRADE Développement de projets bio-méthane et bio-GNV :  
[https://www.aile.asso.fr/wp-content/uploads/2015/02/Developpement-de-projets-bio\\_methane-et-bio\\_GNV\\_-Rapport-final-D-1.pdf](https://www.aile.asso.fr/wp-content/uploads/2015/02/Developpement-de-projets-bio_methane-et-bio_GNV_-Rapport-final-D-1.pdf)