

Association Sauvons le Climat

Mai 2018

Synthèse concernant l'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques dans le cadre de la lutte contre l'effet de serre

**Jean Marie
Seiler**

Membres du groupe de travail :

Claude Acket

Henri Prévot

Jean Marie Seiler

Pierre Chagvardieff

Paul Mathis

Jacques Treiner

SOMMAIRE

Partie A : Synthèse

La ressource en France

La ressource disponible et la ressource supplémentaire disponible

Optimisation des usages de la ressource biomasse

Partie B : Inventaire de la ressource Biomasse en France

B.1 Synthèse, gisement de biomasse en France

B.1.1 Potentiel additionnel en biomasse selon l'ONRB

B.1.2 Potentiel d'augmentation du gisement avec reconversion des cultures et des sols

B.2 La forêt française

B.2.1 Inventaire et ressource supplémentaire disponible

B.2.2 Comparaison de coût des ressources combustibles pour le chauffage

B.2.3 Stockage de CO₂ par la forêt française

B.2.4 Le chauffage domestique au bois en France, rendement, potentiel de gain énergétique et pollution aux microparticules

B.3 Deux types de cultures dédiées à fort rendement les TCR, TTCR et le Miscanthus

B.3.1 TCR (Taillis à Courte Rotation) et TTCR (Taillis à Très Courte Rotation)

B.3.2 Miscanthus

B.4 Les déchets

B.5 Boues d'épuration

B.6 Ressource utilisée pour la production de biocarburants liquides de première génération

B.7 Résidus agricoles

Partie C : Bilan résumé des technologies de conversion de la biomasse.

C.1 Co-génération (électricité et chaleur)

C.2 Gaz de gazéification ou Méthanation (Biométhane de 2eme génération)

C.3 Biocarburants de deuxième génération

C.3.1 Approche globale, le rendement masse maximum de conversion

C.3.2 Ethanol de deuxième génération

C.3.3 Biocarburants et procédés de gazéification

ANNEXE 1 Ressource utilisée pour la production de biocarburants liquides de première génération

ANNEXE 2 Production et réserves potentielles de biomasse pour l'énergie au niveau mondial

ANNEXE 3 Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie. Extraits des articles du décret concernant la bio ressource

ANNEXE 4 Conséquences des contraintes thermodynamiques sur les transformations de la biomasse

ANNEXE 5 Estimations relatives au stockage de CO₂ dans une construction bois

ANNEXE 6 Bilan technique des développements relatifs à la gazéification de la biomasse en réacteur à flux entraîné

A. Synthèse

La ressource biomasse énergie en France. La ressource disponible et la ressource supplémentaire disponible

En France, la biomasse énergie représente, en 2015, environ 13 Mtep :

- 9 Mtep pour le chauffage bois
- 0,5 Mtep de gaz de méthanisation (fermentation anaérobie de résidus agricoles)
- 2,5 Mtep de biocarburant (production brute d'Ethanol et de biodiesel)
- 1,5 Mtep énergie de chauffage dans l'industrie (Déchets, boues de Steps (stations d'épuration))

Les ressources annuelles supplémentaires qui seraient disponibles dans le cadre d'une affectation quasi-constante des sols et d'une exploitation plus poussée de la forêt ont été évaluées par l'Observatoire National de la Ressource Biomasse (ONRB): un bilan des disponibilités supplémentaires (voir détails en partie B) fait apparaître une disponibilité supplémentaire totale de l'ordre de 10 Mtep :

- 2 à 4 Mtep pour la forêt en 2035
- 4 Mtep pour les résidus agricoles (essentiellement paille et cannes de maïs, en complément de l'utilisation pour le paillage et l'alimentation du bétail))
- 1 à 3 Mtep de biogaz (méthanisation de fumier et lisier))
- 1 à 2 Mtep pour les déchets et boues d'épuration.

La disponibilité supplémentaire issue de la forêt (2 à 4 Mtep par an en 2035) serait potentiellement accaparée par l'augmentation de la production de chaleur et de froid prévue dans le cadre du décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie, à l'article 4. On y prévoit en effet une augmentation de 3 à 4 Mtep (objectif affiché : passage de 9 Mtep à 13 ou 14 Mtep par an en 2023) pour le seul poste concernant la production de chaleur et de froid renouvelables. Pour la biomasse sèche, il resterait alors essentiellement les résidus agricoles pour environ 4 Mtep par an.

Les déchets et boues organiques constituent une ressource non négligeable (2 à 5 Mtep par an) mais qui pose de nombreux problèmes de traitement (séchage, stockage, taux important de cendres, élimination des espèces volatiles comme les chlorures et les composés alcalins).

Ressource supplémentaire liée à une modification de l'affectation des sols et des cultures

On rappelle tout d'abord la répartition des surfaces en France : Total territoire : ~55 Mha ; Cultures : ~20 Mha ; Forêts : ~17 Mha ; Pâturages : ~10 Mha ; Friches, Landes, Maquis : ~ 3 Mha ; Surfaces bâties ou revêtues : 4 Mha

Compte tenu de l'inventaire limité en ressources supplémentaires disponibles, il se pose la question de la possibilité d'extension de ces ressources par réaffectation des terres et/ou des cultures. Les possibilités de réaffectation des surfaces suivantes ont été identifiées :

- Les surfaces actuellement dédiées aux cultures servant à fabriquer les biocarburants de première génération dont le rendement énergétique est faible (voir partie B), soit ~2 Mha
- 2 à 3 Mha de surfaces de pâturages ou friches (pâturages et friches représentent 13 Mha au total, en France)
- Une reconversion éventuelle d'une partie de la forêt en cultures énergétiques

Pour 1 Mha convertis en cultures pour l'énergie (TCR (taillis à courte rotation), TTCR (taillis à très courte rotation), miscanthus,...), en supposant un rendement de l'ordre de 10 à 15 t M m.s. (matière sèche)/ha, on pourrait obtenir 10 à 15 Mt m.s. (représentant une énergie de 4 à 6 Mtep supplémentaires). Un objectif de 10 Mtep nécessiterait donc la reconversion d'environ, 3 Mha, soit 23% de la surface actuelle de pâturages et friches.

La localisation et le type de reconversion, ainsi que les rendements et les temps de croissance, dépendront des caractéristiques des sols et, à l'avenir, certainement aussi des modifications liées au réchauffement climatique.

Ajoutés aux 10 Mtep correspondant aux disponibilités sans modification importante des cultures et affectation des sols, on aurait alors un potentiel additionnel de l'ordre de **20 Mtep** (PCI), conduisant à un total de l'ordre de 30 Mtep, chiffre que nous utiliserons par la suite.

Comme cette ressource restera, somme toute, relativement limitée, il faut alors déterminer quelle en serai(en)t le (ou les) meilleur(s) usage(s). Bien entendu, l'optimisation du type d'utilisation conditionnera aussi le type de culture.

La transition des 13.5 Mtep actuels à 33.5 Mtep ne peut être que progressive, tant pour des raisons physiques liées à la vitesse d'accroissement naturelle des plantations, que de réorganisation de la filière, et il faudrait compter sur le fait qu'une montée significative sera étalée sur les prochaines décennies.

Potentiel d'augmentation du gisement sans reconversion importante des sols

L'étude Afterres2050 de l'Association SOLAGRO de 2016 propose d'utiliser les résidus de culture et les surplus de cultures intermédiaires (ou CIMSE) pour la production de biogaz. Ces cultures s'effectuent sur les terres agricoles, entre deux récoltes. Elles permettent, en particulier, de mieux fixer l'azote et de limiter la pollution des nappes et sources phréatiques. D'après cette étude, on pourrait gagner, d'ici 2050, environ 100 TWh (~9 Mtep) sous forme de biogaz. Ce biogaz serait issu d'une transformation par méthanisation ou par gazéification suivie de méthanation (voir paragraphe C2).

Optimisation des usages de la ressource biomasse

Plusieurs critères guident l'analyse et la recherche d'un usage optimal, parmi lesquels il y a l'objectif final, la faisabilité technique, les rendements de transformation (masse, énergie) et les coûts.

L'objectif final est d'intégrer, le plus efficacement possible, la contribution de la biomasse dans la lutte contre l'effet de serre et, par conséquent, de remplacer les combustibles fossiles (dans le cadre de l'évolution d'une filière bois existante sans oublier l'usage important pour le bois d'œuvre et pour la chimie bio-sourcée).

Les combustibles fossiles peuvent être remplacés par la biomasse dans les principaux domaines suivants :

- Le chauffage,
- La production d'électricité dans les centrales de cogénération (électricité + chaleur), par combustion simple ou par combustion de gaz issu d'une gazéification,
- La production de gaz de synthèse par gazéification et méthanation,
- La production de carburants liquides de deuxième génération.

Le tableau 1 présente une comparaison des différentes applications envisageables en termes de remplacement de différentes énergies (détails en partie C).

Application	Technologie	Rendement énergétique	Production avec 10 Mtep de biomasse	Taux de substitution à la consommation française en 2015 (pour 10
Chauffage	Installation performante	80%	8 Mtep chaleur	
Cogénération	Combustion	25% (électricité, hors chaleur)	27 TWh	Electricité : 5%
	Gazéification	40%	44 TWh	Electricité : 8%
Biogaz	Méthanisation	5 à 15%	0,5 à 1,5 Mtep gaz	Gaz naturel: 1 à 4%
Biogaz de Méthanation	Gazéification	60% (prospectif)	6 Mtep gaz	Gaz naturel: 17 %
Biocarburant 2eme génération	Gazéification autothermique	30%	3 Mtep	Carburant mobilité : 6%
	Gazéification avec apport d'énergie (~145 TWh pour 10 Mtep biomasse) (hydrogène)	50 % (prospectif) (rendement sur total biomasse + électricité)	11,7 Mtep carburant	Carburant mobilité : 23%
	Ethanol 2G	30% (prospectif)	3 Mtep	Carburant mobilité : 6%

Tableau 1: Taux de substitution de différentes formes d'énergies consommées en 2015 par la transformation de 10 Mtep (PCI) de biomasse. NB : 10 Mtep de biomasse représentent environ 25 Mt m.s. (matière sèche) ou de l'ordre de 50 Mm³ en forêt.

Il apparaît tout d'abord qu'il est impossible, avec une ressource annuelle biomasse de l'ordre de 10 à 20 Mtep, de remplacer entièrement l'une ou l'autre des énergies électrique, gaz naturel ou carburant consommées en 2015.

Seules certaines contributions à cette consommation peuvent être remplacées :

- par exemple, on pourrait remplacer les 54 TWh de production annuelle d'électricité d'origine fossile par 54 TWh d'électricité cogénération produits à partir de 20 Mtep de biomasse à condition d'utiliser l'essentiel de la biomasse supplémentaire disponible pour cette unique application).
- on pourrait aussi potentiellement remplacer 17% des 37 Mtep de gaz naturel

consommés annuellement, là encore à condition d'utiliser l'essentiel de la ressource supplémentaire disponible pour cette application.

L'application chauffage présente le meilleur rendement énergétique à condition d'utiliser des installations performantes. On montre, dans la partie B.2.4, que des actions simples d'amélioration et/ou de remplacement des installations existantes permettraient de récupérer **1,7 à 3,15 Mtep de chaleur supplémentaire sans supplément de consommation de biomasse** (actuellement la consommation est de l'ordre de 9 Mtep (primaire) pour 2,6 à 4,1 Mtep de chaleur). Par ailleurs on estime (voir partie B2.4) que le chauffage au bois serait, en 2015, à l'origine de 40 à 50 % de la pollution atmosphérique aux particules fines (émissions de l'ordre de 150 000 tonnes de particules fines par an dues au chauffage bois). Le remplacement des anciennes installations (cheminées ouvertes, inserts,...) par des installations à haut rendement permettrait de diminuer sensiblement cette pollution (estimation : autour de 15 000 à 30 000 tonnes par an). L'utilisation du chauffage bois en remplacement de la combustion de combustible fossile n'est, par ailleurs, pas incontournable puisqu'il peut être remplacé, en partie, par des pompes à chaleur (fonctionnant avec électricité décarbonée).

Les technologies de cogénération peuvent remplacer les installations de production d'électricité d'appoint qui fonctionnent aux combustibles fossiles (gaz naturel) pendant les périodes de demande importante d'électricité. Les installations de combustion de biomasse peuvent être relativement souples mais présentent un rendement faible (potentiel de remplacement de, environ, 5% de la production d'électricité 2015 pour 10 Mtep de biomasse). Les technologies de gazéification suivie de combustion présentent un rendement plus élevé mais sont très peu souples. Par ailleurs l'essentiel de l'électricité produite en France (nucléaire) est déjà décarbonée (sauf l'électricité d'origine fossile qui représente environ 54 TWh/an).

Les installations de gazéification suivie de méthanation (un ajustement de la composition du gaz avec enrichissement en méthane) permettent de remplacer le gaz naturel. Le potentiel est de l'ordre de 17% de remplacement des 35 Mtep de gaz naturel consommés par an en France, pour 10 Mtep de biomasse. Ces installations ne sont actuellement pas matures sur le plan industriel.

Parmi tous les objectifs de remplacement énergétique des combustibles fossiles, un seul semble être incontournable: la biomasse est en effet la seule source de carbone renouvelable à partir de laquelle il est possible de produire des carburants liquides (ou gazeux) indispensables pour les véhicules qui ne pourront fonctionner à l'électricité (engins lourds, avions,...). Le rendement de production des technologies fonctionnant sur la seule énergie de la biomasse semble être trop faible (0,15 tep/tonne biomasse m.s.) pour pouvoir apporter une contribution significative au remplacement du carburant pour la mobilité : 3 Mtep de carburant pour 10 Mtep de biomasse pour une consommation, en 2015 d'environ 50 Mtep fossiles (à noter que cette consommation pourra être diminuée par l'utilisation de l'électricité et par un effort important d'amélioration des moteurs thermiques). Une solution réside dans les procédés utilisant un apport externe d'énergie (essentiellement hydrogène produit avec de l'électricité décarbonée) et qui permettraient un transfert de l'essentiel du carbone de la biomasse vers le carburant de synthèse. On pourrait alors atteindre, en ordre de grandeur, avec 10 Mtep de biomasse et 145 TWh d'électricité (décarbonée)(13 Mtep équivalents), une production de l'ordre de 10 Mtep de carburant. Ces technologies ne sont actuellement pas industriellement matures.

Cette technologie permettrait l'utilisation d'hydrogène stocké obtenu avec le surplus d'énergies alternatives intermittentes ou avec le nucléaire de nuit ou en été.

Dans le cadre de la lutte contre l'effet de serre, trois objectifs prioritaires pour la biomasse semblent émerger (bien entendu, sans oublier l'utilisation de bois dans les constructions et la chimie biosourcée):

- 1) **l'amélioration du chauffage au bois** avec le remplacement des installations anciennes par des installations plus performantes et la réduction de la pollution (installation de filtres à particules)
- 2) la fabrication de **carburants liquides** (et/ou **gazeux** à moindres émissions de particules), à partir de biomasse sèche, qui seraient réservés aux transports lourds de proximité, aux engins de puissance, aux bateaux et au transport aérien. Par ailleurs, pour apporter une contribution significative au remplacement du carburant fossile pour la mobilité, il serait nécessaire d'augmenter le rendement masse de conversion de la biomasse en carburant. On pourra alors privilégier le développement de procédés qui permettent :
 - d'utiliser toute la plante (et non uniquement certaines parties),
 - d'introduire de l'énergie externe (en particulier sous forme d'hydrogène issu d'électrolyse avec électricité décarbonée) pour augmenter significativement le transfert de carbone de la biomasse vers le carburant. Cette technologie offre une solution pour le stockage d'hydrogène obtenu avec le surplus d'énergies intermittentes.
 - de transformer des ressources multiples (bois, déchets)
- 3) **l'augmentation de la production de biogaz** à partir de biomasse humide comme les résidus agricoles (fumier, lisier) et le développement de technologies de méthanisation, ou de gazéification suivie de méthanation, de ressources comme les cultures intermédiaires (CIMSE).

Partie B : Inventaire de la ressource Biomasse en France

B.1 Synthèse, gisement de biomasse en France

B.1.1 Potentiel additionnel en biomasse selon l'ONRB

Le tableau 2 ci-dessous dresse la liste du potentiel additionnel en ressource biomasse de différentes origines en supposant une continuité de cultures et d'affectation des sols. L'essentiel des données provient d'études récentes, en particulier pour les résidus agricoles. Pour la forêt : rapport ADEME, IGN, FCBA de Février 2016 ; pour l'agriculture : rapport de France Agrimer. Décembre 2016.

	Masse disponible 2015 (Mt)	Production énergie 2015 (Mtep)	Surface agricole (Mha) ou autre	Potentiel additionnel (Mt)	Potentiel Additionnel Energie PCI (Mtep)
Betterave	4,6	0,5 brut (éthanol)	~ 1,7		
Blé-graines	1,2				
Maïs-graines	0,5				
Colza Tournesol	~12	2 brut (biodiesel)			
Forêt	~40	9 (énergie)	~17	6 à 13 (2035)	2 à 3,6 (2035)
Déchets	~10	1 à 2 (énergie)		2 à 6	1 à 2
Biogaz (méthanisation fumier et lisier)	~12	0,5 (gaz)			1 à 3
Boues de steps	0,6	0,15 (énergie)			0,15
Résidus agricoles				10	3,7
Huiles usagées					0,1
Total					8 à 13

Tableau 2 : Synthèse des potentiels additionnels en ressource biomasse (continuité de types de cultures et d'affectation des sols). Les détails sont donnés dans la suite du document.

Les données du tableau ci-dessus montrent que le potentiel additionnel total est relativement limité, de l'ordre de **8 à 13 Mtep**. Le potentiel additionnel forestier (déterminé pour l'horizon 2035) serait déjà largement consommé par l'extension du chauffage au bois de 3 à 4 Mtep prévue par le décret PPE d'octobre 2016 (passage de 9 à 13 ou 14 Mtep).

Les déchets agricoles constituent une ressource additionnelle de l'ordre de 4 Mtep provenant, pour l'essentiel, des disponibilités en pailles et cannes de maïs.

Le biogaz de méthanisation, issu de la biomasse humide (fumier et lisier), présente un potentiel additionnel de l'ordre de 3 Mtep (hors potentiel additionnel lié aux cultures intermédiaires (*cultures effectuée entre deux cultures principales* ; voir paragraphe B.1.2).

La transformation plus intense des déchets ménagers et, pour partie, industriels permettrait d'ajouter environ 1 à 2 Mtep, mais présente des difficultés techniques importantes.

Il semble difficile d'augmenter ce potentiel sans avoir recours à des modifications de cultures et d'affectation des sols.

B.1.2 potentiel d'augmentation du gisement sans reconversion importante des sols

L'étude Afterres2050 de l'Association SOLAGRO de 2016 propose d'utiliser les résidus de culture et les surplus de cultures intermédiaires pour la production de biogaz. Les cultures intermédiaires (légumineuses, graminées, crucifères) sont des cultures qui permettent d'éviter que les sols restent nus entre deux cultures en limitant la pollution des cours d'eau et des nappes phréatiques en piégeant l'azote dans le sol, qui pourra être disponible pour les cultures suivantes. D'après cette étude, on pourrait gagner, d'ici 2050, environ 100 TWh (~9 Mtep) sous forme de biogaz. Ce biogaz serait issu d'une transformation par méthanisation ou par gazéification suivie de méthanation (voir paragraphe C2).

B.1.3 Potentiel d'augmentation du gisement avec reconversion des cultures et des sols

En France, les surfaces actuelles se répartissent de la manière suivante:

- Total territoire : ~55 Mha
- Cultures : ~20 Mha
- Forêts : ~17 Mha
- Pâturages : ~10 Mha
- Friches, Landes, Maquis : ~ 3 Mha
- Surfaces bâties ou revêtues : 4 Mha

Quelles surfaces pourraient être reconverties ?

Potentiellement, on peut identifier les surfaces suivantes

- Les surfaces actuellement dédiées aux cultures servant à fabriquer les biocarburants de première génération dont le rendement énergétique est faible (voir paragraphe dédié), soit ~1,5 à 2 Mha
- Une partie des surfaces de pâturages ou friches (représentant 13 Mha au total)

Pour 1 Mha convertis en cultures pour l'énergie (TCR, TCCR, miscanthus,...), en supposant un rendement de l'ordre de 10 à 15 tm.s./ha, on pourrait obtenir 10 à 15 Mt m.s. (représentant une énergie de 4 à 6 Mtep supplémentaires). Un objectif de 10 Mtep nécessiterait donc la reconversion de, environ, 3 Mha, soit 23% de la surface actuelle de pâturages et friches. Il faudrait aussi tenir compte du carbone pouvant être déstocké par le changement d'affectation des sols.

La localisation et le type de reconversion, ainsi que les rendements, dépendront des caractéristiques des sols et, à l'avenir, des modifications (en particulier de pluviométrie) liées au réchauffement climatique.

Ajoutés aux 10 Mtep correspondant aux disponibilités sans modification des cultures et affectation des sols, on aurait alors un potentiel additionnel de l'ordre de 20 Mtep (PCI).

B.2 La forêt française

B.2.1 Inventaire et ressource supplémentaire disponible

La forêt française représente une surface de ~16,3 Mha pour un volume sur pied estimé à ~2,5 Gm³ en 2016 (énergie PCI équivalente à environ 550 Mtep). Le taux de croissance annuel est estimé à ~3 à 4 %, et représenterait un volume de croissance de l'ordre de 90 Mm³/an, soit, en moyenne, 5,5 m³/an et par hectare de forêt. Les prélèvements actuels représentent environ 60 Mm³ par an en 2015 et sont donc équivalents à, environ, 66% de la croissance annuelle. A remarquer que ce taux de prélèvement correspond à un taux de prélèvement de 100% sur les surfaces accessibles (environ 30% de la surface forestière est difficilement accessible).

Environ 40 Mm³ servent, en 2015, au bois énergie (consommation directe des ménages, une partie des BIBE (Bois Industriel et Bois Energie), menu bois (MB), une partie des résidus industriels et chutes de bois d'œuvre (BO)). Ces 40 Mm³ fournissent, en 2015, une énergie (PCI) de l'ordre de 9 Mtep essentiellement utilisée pour le *chauffage individuel* (voir détails en B.2.4). (Le reste sert au bois d'œuvre et au bois pour l'industrie).

Des prévisions d'évolution entre 2015 et 2035 (Référence : Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035. Document ADEME IGN FCBA de Février 2016) ont été faites en supposant un scénario atone ou un scénario dynamique progressif d'exploitation forestière. Environ 60% de la croissance annuelle serait toujours exploitée (en tenant compte de la croissance du volume sur pied) dans le scénario atone, contre environ 70% dans le scénario dynamique progressif. Quel que soit le scénario envisagé, la forêt française restera en croissance à l'horizon 2035. Une exploitation de toute la ressource disponible (correspondant, dans une logique de gestion durable, au volume annuel de croissance) et sans préoccupation de coût, amènerait à une production annuelle maximale de l'ordre de 130 Mm³ /an à l'horizon 2035. En supposant que 66% de cette production sera exploitée, on aboutit au chiffre de 85 Mm³ (ou au total environ 17 Mtep énergie PCI), soit 20 Mm³ /an (ou environ 4 Mtep/an supplémentaires par rapport à 2015). Ce chiffre correspond aux estimations parues dans le rapport ADEME/IGN/FCBA de 2016 dans le cas d'une gestion dynamique des forêts (voir tableau ci-dessous).

Scénario		Disponibilité supplémentaire (Mm³/an)			Dispo. suppl. bois énergi
	Période	Bois d'Œuvre	BIBE	MB (Menu Bois)	Tot al
Sylviculture constante	2016-2020	1,1	0,9		
	2021-2025	2	1,7		
	2026-2030	2,8	2,7		
	2031-2035	3,7	3,8	5,9	9,7 (~2 Mtep)
Gestion dynamique	2016-2020	1,9	1,4		
	2021-2025	4,5	4,2		
	2026-2030	7,3	7,6		
	2031-2035	9,5	10,3	7,8	18,1 (~3,6 Mtep)

Tableau 3. Evolution de la disponibilité supplémentaire forestière en bois d'œuvre et BIBE (Bois Industrie et Bois Energie) ainsi qu'en Menu Bois ; d'après Antoine Colin (IGN) et Alain Thivolle-Cazat (FCBA) «Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035 » rapport ADEME, IGN, FCBA de Février 2016

Pour l'estimation de l'énergie stockée dans le bois, on considère une densité apparente du bois en forêt de 750 kg/m³, une humidité, in situ, de 50% sur matière sèche et un PCI de 18 MJ/t m.s. (matière sèche).

BO, BIBE et MB:

Les tiges de plus de 7 cm de diamètre peuvent être valorisées en Bois d'Œuvre (BO), Bois Industriel ou Bois Energie (BIBE);

Les branches de plus de 7 cm de diamètre peuvent être valorisées en Bois Industriel ou en Bois Energie (BIBE);

Les Menus Bois (MB) et branches de diamètre inférieur à 7 cm peuvent potentiellement être valorisés en bois énergie sous la forme de plaquettes, mais sont souvent laissés sur site pour des raisons environnementales et/ou économiques.

Il en ressort que la disponibilité supplémentaire de bois énergie augmente progressivement (elle resterait cependant faible dans les 5 prochaines années). A l'horizon 2035 elle est de l'ordre de 30% du volume déjà utilisé (soit, en équivalent énergie PCI, entre 2 et 4 Mtep supplémentaires). Ce chiffre correspond, par ailleurs, à l'augmentation de production prévue par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie, à l'article 4. On y prévoit en effet une augmentation de 3 à 4 Mtep (objectif affiché : de 9 Mtep à 13 ou 14 Mtep en 2023) pour le seul poste concernant la production de chaleur et de froid renouvelables. **On en conclut donc que toute la disponibilité supplémentaire en bois énergie (prévue d'ici 2035) serait essentiellement absorbée par ce seul objectif.**

B.2.2 Comparaison de coût des ressources combustibles pour le chauffage

Le tableau 4 permet de faire une comparaison entre les coûts relatifs à différentes ressources combustibles pour le chauffage.

Energie	Coût	Coût équivalent par tep (€/tep)
Bois bûches (2016)	50 à 70 €/stère de bois réputé sec	200 à 280 €/tep
Bois pellets (granulés) (2017)	260 à 300 €/tonne	660 à 750 €/tep
Fuel domestique (2017)	770 €/1000 l	950 €/tep
Gaz naturel (2017)	0,05 à 0,08 €/kWh	610 à 1000 €/tep

Tableau 4: Comparaison du prix des différentes ressources combustibles pour le chauffage

On note aussi qu'une grande partie des volumes supplémentaires disponibles se trouve en domaine privé. Henri Prévot signale la difficulté qu'il y aura à « faire sortir ce bois de la forêt ». Pour susciter de nouvelles plantations et pour faire en sorte que soient réalisés tous les travaux de sylviculture utiles, il propose un système de financement par prêts indexés différés (et garantis contre les risques), un regroupement de travaux sur des parcelles voisines, une prise en charge technique et financière des travaux par l'exploitant, avec couplage d'une reconnaissance de dettes et d'un contrat de livraison de bois.

Henri Prévot "L'économie de la forêt" Edisud, 1993

B.2.3 Stockage de CO₂ par la forêt française

Le document ADEME, IGN, FCBA de Février 2016 établit aux alentours de 60 à 80 Mt la masse de CO₂ pouvant être stockée annuellement par la forêt française, en fonction du mode d'exploitation futur pour la période 2015 à 2035. Ce puits est significatif par rapport aux ~350 MtCO₂ annuels émis en France par la combustion des énergies fossiles (gaz, charbon, pétrole) en 2015. Ce puits accompagne la croissance forestière et restera limité par cette dernière (sauf si des systèmes de stockage pérenne du carbone biologique pouvaient être envisagés).

B.2.4 Le chauffage domestique au bois en France, rendement, potentiel de gain énergétique et pollution aux micro-particules

Le tableau 5 suivant présente des estimations concernant le parc de dispositifs de chauffage au bois en France. On estime également les émissions de particules et de poussières émises par ces dispositifs de chauffage au bois (en milliers de tonnes par an). On en tire les conclusions suivantes :

- 1) Les estimations situent le rendement énergétique moyen des installations **domestiques** de chauffage bois en France aux alentours de 45 % (entre 35% et 55%) (29 à 45 TWh chaleur pour environ 80 TWh en énergie primaire bois). Il y a un gain important possible (**estimation de gain: de 19 à 35 TWh (1,7 à 3,15 Mtep)** en énergie finale (chaleur)), sans augmentation de la ressource prélevée pour le chauffage domestique, par l'amélioration et le remplacement des installations peu performantes.
- 2) Les installations actuelles de combustion bois émettent de l'ordre de **150 000 tonnes de poussières et micro-particules** par an (30% des émissions totales en France de particules fines PM₁₀ et 45% des émissions totales de PM_{2,5}). Une reconversion de toutes ces installations permettrait de réduire (mais pas d'annuler) ces émissions à un chiffre estimé entre 15 000 et 35 000 tonnes par an

Il est donc logique que le PPE (annexe 3) 2016 privilégie :

- a) le remplacement des foyers ouverts dans les logements individuels,
- b) les installations nouvelles à haut rendement énergétique,
- c) le développement de chaufferies biomasse (munies de systèmes de filtration).

On pourrait ajouter que le développement de filtres à particules équipant les installations domestiques serait aussi à recommander.

Sites Web : CITEPA ; AIRPARIF ; Pic Bleu

LES CRISES (Espace d'autodéfense intellectuelle). Fev 2017 Le très polluant chauffage au bois

Etude sur le chauffage domestique au bois : marchés et approvisionnement. J.C. Pouet, A. Gauthier Etude ADEME Juin 2013

Connaissance des énergies : Impact du chauffage bois sur la pollution de l'air

Z. Chafe, M. Brauer, M.E. Heroux, Z. Klimont, T. Lanki, R.O. Salonen, K.R. Smith. 2015. Residential heating with wood and coal: health impact and policy options in Europe and North America. World Health Organisation.

Wood Heating. 2017 Développement durable, Environnement et lutte contre les changements climatiques, Québec

Residential Wood Burning. Mars 2016. Environmental impact and sustainable solutions. Deutsche Umweltshilfe.

	estimation	estimation	estimation	estimation	Rendt. energie	Emission particules et poussières	Estimation Conso Moyenne Annuelle	Emissions particules et poussières	Energie primaire/ an	Energie finale (chaleur)	Gain énergie primaire possible par reconversion à rdt 80%	Emissions particules après reconversion (estimation ^{NB1})
	Nombre millions (1999)	Nombre millions (2006)	Nombre millions (2012)	Nombre millions (2015)	%	g/kWh bois	stères/an par installation	tonnes/an	TWh	TWh	TWh	tonnes/an
Cheminée à foyer ouvert	2,3	1,04	0,85	0,85	10	2,5	5	26 000	10	1	7	2600 à 6500
Insert ou cheminée à foyer fermé	4	3,1	2,5	2,5	30 à 50	2,3	7	90 000	40	12 à 20	12 à 20	9000 à 16 000
Poêle à bois	0,6	0,8	1,2	1,2	40 à 80	0,5 à 2,5	7	10 000 à 50 000	20	8 à 16	0 à 8	2000 à 10 000
Chaudière à bois	0,5	0,35	0,3	0,3	70 à 80	0,5	5	2000	4	3,2	0	2000
Poêle à granulés			0,15	0,5	70 à 80	0,25	5	1000	5	4	0	
Cuisinière à bois		0,33	0,15	0,15	70 à 80							
Chaudière à granulés			0,05	0,05	80	0,1 (?)	5	?	0,5	0,4	0	
Autres								?	20 ?	?	?	
Total chauffage bois France	~7	~5	~5					130 000 à 170 000	100	29 à 45	19 à 35	15 000 à 35 000

Tableau 5. Estimations liées au parc 2015 de Chauffage Domestique Bois en France : type et nombre d'installations, rendements, énergie primaire et finale, émissions de particules et de poussières (Tableau obtenu par recoupement de différentes sources.

NB1 : le facteur de réduction des émissions par les installations performantes sont compris entre 4 et 10 (par rapport au foyer ouvert) selon différentes sources)

B.3 Deux types de cultures dédiées à fort rendement les TCR, les TTCR et le Miscanthus

B.3.1 TCR (Taillis à Courte Rotation) et TTCR (Taillis à Très Courte Rotation)

(Données Eberbio FCBA et INRA pour TCR, saule et peuplier)

Rendement à l'hectare :

Rendements TCR et TTCR : ~10 à 12 t m.s./ha an (m.s.=matière sèche) sur sols propices, sinon entre 7 et 8 t m.s./ha an. En moyenne : ~10 t m.s./ha an

Soit ~4 tep PCI /ha/an en moyenne (chiffre INRA : 3,5 tep/ha/an)

Intrants :

Pour le peuplier : beaucoup d'eau

Mais aussi il faut d'autres intrants (en kg/ha/an):

N : 40 à 75 P : 9 à 11 K : 50 à 60 Ca : 24 à 29 Mg : 4 à 5

L'INRA propose d'utiliser les **boues d'épuration**. Mais il y a des inconvénients (les boues ne contiennent pas que N, P, K, Ca et Mg...)

En prenant un exemple de production de 17,5 Mtep PCI il faudrait typiquement 4,4 Mha cultivés en TCR soit environ 22% de la surface cultivée en France, ou 24% de la surface boisée ou encore 50% de la surface en herbe (en 2018, les TCR occupent environ 0,2 Mha en France)

Il faudra aussi:

N : 0,2 à 0,33 Mt/an ; P : 40 000 à 48 000 t/an ; K : 0,22 à 0,264 Mt/an

B.3.2 **Miscanthus**

Le miscanthus est une plante herbacée présentant des caractéristiques intéressantes pour une culture énergétique.

Rendement : 3 ans après la plantation, le rendement peut atteindre, voire dépasser, les 15 t m.s./ha/an (jusqu'à 25 t m.s./ha an). Cependant, d'après les éléments de bibliographie, ces rendements élevés requièrent :

- des précipitations d'au moins 500 mm d'eau, régulières, surtout pendant la période de Juin à Septembre (ce qui peut poser problème en fonction de la localisation et de l'évolution climatique future)
- un sol approprié, limono-argileux.

En cas de manque de précipitations estivales, le rendement annuel peut ne pas dépasser 3 à 5 t m.s. à l'ha.

Intrants : (Arvalis, nov. 2007): Peu d'intrants phyto-sanitaires. Pas de besoins en fertilisants les deux premières années de culture.

Après la deuxième année, il faudrait néanmoins apporter annuellement environ :

- 40 kg N/ha,
- 10 kg P₂O₅ /ha et par an
- 100 kg K₂O /ha et par an

Avantages liés au miscanthus:

- Productivité importante si les conditions favorables sont réunies (> 15 t m.s./ha).
- Le produit comprend 70 à 90 % de matière sèche s'il est récolté en fin d'hiver.
- Concentration moyenne de cendres : environ 2% en masse.

Inconvénients liés au miscanthus:

- Très faible densité (environ 120 kg/m³): manipulation et stockage de volumes importants
- Présence variable, mais potentiellement importante de chlore (~1g/kg)
- Faible température de fusion des cendres (à cause du contenu en chlorures et en espèces alcalines (potassium))
- Devenir des masses racinaires après culture ?

Pour une application passant par une gazéification, la faible température de fusion des cendres et la présence de chlore posent problème (les mêmes problèmes que pour la paille de blé) ; il serait nécessaire d'augmenter la température de fusion des cendres (par exemple, par ajout de calcaire ou de silice) et d'éliminer le chlore. Par ailleurs, la structure fibreuse de l'herbacée pose des problèmes de préparation de la matière avant gazéification.

Estimation des besoins de culture pour 17,5 Mtep/an de miscanthus

En supposant un chiffre moyen de production de 15 t m.s./ha an, la productivité serait supérieure à celle des TCR ou TTCR de ~ 50%. Pour produire 17,5 Mtep PCI il faudrait environ 3 Mha cultivés en miscanthus soit environ 15 % de la surface cultivée en France, ou 16 % de la surface boisée ou encore 34 % de la surface en herbe. Quant aux intrants, il faudrait, après la deuxième année de culture, environ 120 000 t/an d'azote, 30 000 t/an de phosphate et 300 000 t/an de K₂O.

B.4 Les déchets

La France produisait, en 2012, 345 Mt de déchets (*Observation et statistiques ; Commissariat Général au développement durable N° 615, Mars 2015*). L'essentiel est constitué par les matériaux de construction et démolition (~60 Mt), les déchets du sol (~170 Mt).

Unité : Mt	Incinération avec récupération d'énergie	Incinération sans récupération d'énergie	Recyclage	Stockage Enfouissement
Déchets du sol			187	101
Matériaux de construction et démolition			40	21
Métaux			9,4	5,4
Verre			2	3,4
Papier cartons	0,2		4,7	
plastiques	0,77		0,22	0,95
Déchets de bois	1,6	0,06	3,98	0,27
Déchets animaux et alimentaires	0,3		1,5	0,16
Déchets végétaux			4,7	0,26
Ordures ménagères en mélange et encombrants	6,7	5	0,94	9,2
Matériaux en mélange	0,3	0,2	0,36	4,1
Résidus de tri	0,23	0,06	0,2	3,5

Tableau 6 : Les déchets en France

Le total de la ressource organique issue des déchets déjà utilisée pour la production énergie avec récupération d'énergie serait d'environ de 10 Mt (soit environ 1,5 à 2 Mtep).

La masse totale de matériaux mis à la décharge pouvant éventuellement servir à la récupération d'énergie pourrait être de l'ordre **~15 Mt**.

La filière déchets est déjà très structurée avec des marchés et des débouchés existants. La perspective de récupération d'une partie des déchets pour une valorisation énergétique supplémentaire est raisonnablement limitée, après tri amélioré, à quelques **5 Mt** de déchets organiques et, au maximum, à **~20 Mt** si l'on envisage le remplacement éventuel des incinérateurs par des gazéificateurs (comme cela existe au Japon). La gazéification à haute température (réacteur du type réacteur à flux entraîné) permet un traitement ultime des déchets ménagers éliminant la production d'espèces indésirables comme les dioxines. Les cendres sont liquéfiées puis transformées en scories utilisables dans la construction de routes, voies ferrées, etc... Cette gazéification à haute température permet aussi une récupération d'énergie soit sous forme de chaleur soit sous forme de gaz riches (CO, H₂). Cependant cette technologie est compliquée à mettre en œuvre à cause de la présence, dans les déchets, de nombreux polluants (métaux lourds, chlore,...). Elle est donc sensiblement plus chère que la combustion (incinération avec ou sans récupération de chaleur) et n'est mise en œuvre que dans un nombre limité de pays (pays densément peuplés comme le Japon).

L'inventaire de 2 à 20 Mt correspond à une énergie primaire de l'ordre de **1 à 4 Mtep**, soit du même ordre de grandeur que l'apport potentiel supplémentaire (additionnel) de la forêt française.

Référence : H. Prévot, 2000. La récupération d'énergie issue du traitement des déchets. Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie. Juillet 2000

Les **déchets verts urbains** représenteraient, d'après *France Agrimer* 2016, un potentiel de ressource disponible de 20 à 100 000 tonnes brutes par an (soit environ 0,02 Mtep)

Déchets destinés à la méthanisation :

Il est difficile d'avoir accès aux chiffres concernant la ressource qui est transformée pour l'obtention de biogaz. Celle-ci peut être très diverse (matériaux de centres de tri, déchets agricoles (fumier, ...), steps (stations d'épuration des eaux usées), ordures ménagères, industrie) et peut apparaître dans plusieurs inventaires. On partira donc de la production de biogaz en 2016 qui représente une énergie primaire de l'ordre de 0,5 Mtep. Les rendements de production de méthane sont donnés dans le tableau suivant:

	Méthane m ³ /t	Rendement en Tep/ tonne
Lisier	16	0,016
Fumier	20 à 30	0,020 à 0,030
Ensilage maïs	>100	>0,100
Cultures Dérobées (cultures intermédiaires de soja, tournesol, maïs, sarrasin, sorgho...	50 à 100	0,050 à 0,100

Tableau 7: Rendement Biogaz pour différentes ressources (Ref : Agréole développement)

(1 m³ de méthane est équivalent, en énergie à environ 1 litre de pétrole)

D'après *France Agrimer* les disponibilités 2013 en effluents d'élevage seraient de 87 Mt pour le fumier et de 31 Mt de lisier. A partir du tableau ci-dessus, ces disponibilités pourraient potentiellement représenter :

- pour le lisier : 1390 Mm³ de CH₄ ou environ 1,1 Mtep
- pour le fumier : 2175 Mm³ de CH₄ ou environ 1,75 Mtep.

Soit un potentiel total supplémentaire de méthanisation qui pourrait être de l'ordre de 2 à **3 Mtep**.

A noter que les fuites de méthane sur les installations de méthanisation, qui représentent entre 8 et 10% du méthane produit selon certaines sources, posent problème puisque le méthane est un gaz à effet de serre très puissant (une fermentation anaérobie perdue, après enfouissement dans le sol, produirait aussi du méthane). A noter aussi que le fumier a, en principe, vocation à être retourné au sol pour assurer la fertilité de celui-ci.

B.5 Boues d'épuration

Les boues d'épuration urbaines représentent en France une masse de, environ, **1 Mt/an** de

matière sèche dont l'usage était le suivant en 2004 :

- Environ 0,58 Mt pour l'épandage
- 0,18 Mt sont stockés
- 0,19 Mt sont incinérés.

Suite à la directive visant une réduction substantielle des épandages, il se pose la question du devenir et de la valorisation des boues d'épuration.

Le premier problème, en vue d'une valorisation thermique, consiste à obtenir la matière organique sèche (la boue contient plus de 75 % d'eau) car la dessiccation mécanique (de faible consommation énergétique) n'est pas possible en-dessous de ~40 à 50 % masse en eau (la technique consiste à enlever au maximum l'eau par dessiccation mécanique puis par chauffage (séchage thermique) pour enlever l'eau restante). *Le problème est que ce séchage thermique (évaporation à pression atmosphérique) du résidu consomme pratiquement l'équivalent de l'énergie (PCI) contenue dans la matière organique sèche.*

La matière sèche restante contient :

- de 20% à 50 % en masse d'inorganiques (essentiellement SiO_2 , CaCO_3 , Fe_2O_3 , Al_2O_3 et P_2O_5)
- de 50 à 80 % de matière organique.

Le second problème concerne donc la concentration importante en matière minérale.

1 Mt de boue sèche représente une énergie (PCI) de l'ordre de **0,3 Mtep**.

B.6 Ressource utilisée pour la production de biocarburants liquides de première génération

Il s'agit essentiellement de betteraves, blé et maïs pour la production d'éthanol, et de Colza, et tournesol pour la production de bio-diesel.

Chiffres de production brute pour la France

La France produit environ 25 % de l'éthanol carburant européen, soit 12 Mhl (**0,5 Mtep**). Voir les chiffres en Annexe 1.

Culture	Production Annuelle France (Mt)	Prod ^{on} ethanol Mhl (Mtep)	Rendement Plante (t/ha an)	Rdt Ethanol (hl/t)	Rdt à l'hectare (hl/ha)	tep/ha (éthanol)	tep/t (Rdt masse brut sur graines)	tep/t (Rdt masse brut sur plante entière)
Betterave	4,6	4,6 (0,19)	87	1	87	3,4 à 4	0,05	0,05
Blé-graines	1,2	5,2 (0,22)	7,3	4,3	31	1 à 1,5	0,14 à 0,20	0,07
Maïs-grains	0,51	2,2 0,1)	9,2	4,3	40	1,5 à 2	0,16 à 0,22	0,07
(TCR)			12 (m.s.)					

Tableau 8: Rendements bruts de production d'éthanol 2014/2015

Le biodiesel affiche une production de l'ordre de **2 Mtep/an** en 2015 (pour une masse de graines

Colza ou Tournesol de l'ordre de **12 Mt**)

	litres/tonne (graines)	t/t	t/ha (graines)	tep (HV)/ha	Tep/t (rendement masse brut sur graines)
Colza	370	0,3	3	0,9	0,3
Soja	180	0,14	3,2	0,45	0,14
Tournesol	320	0,26	3,75	0,98	0,26

Tableau 9 : Rendements bruts de Biodiesel

Biocarburants (agro-carburants) de première génération, production brute, production nette et impact CO₂

La production **brute globale** de biocarburants de 1^{ère} génération (i.e. Ethanol + ETBE (Ethyl Tertio Butyl Ether) + EMHV (Esther Méthylique d'Huile Végétale ou Bio-diesel)) en France en 2015 était de 2,56 Mtep pour une surface agricole de l'ordre de 2 Mha (6% de la SAU). Ces chiffres conduisent à une productivité **brute** moyenne de l'ordre de **1,3 tep/ha**.

La production nette s'obtient à partir de la production brute par soustraction de l'équivalent de carburant fossile mobilisé à l'hectare. C'est là que les résultats divergent fortement en fonction de l'allocation de l'énergie mobilisée aux co-produits utilisés pour l'alimentation animale (allocation massique (ADEME), allocation énergétique ou méthode de substitution). **Les productions nettes peuvent alors varier de seulement 0,15 tep/ha à 0,9 tep/ha.**

Le bilan CO₂ est, lui aussi, très controversé. Pour l'éthanol de blé, Pimentel, (2003) dénonce des émissions de 93 g de CO₂ équivalent fossile par MJ de carburant produit, soit une émission équivalente à celle liées à un 1 MJ de carburant fossile !

D. Pimentel (2003) Ethanol fuels : Energy Balance, Economics, and Environmental Impacts are Negative. Natural Resources Research, June 2003, Volume 12, Issue 2, pp 127–134

B.7 Résidus agricoles

Ressource		Unité	Volume produit	Volume supplémentaire disponible	Volume supplémentaire disponible Mtep
Résidus de cultures annuelles 2014	Pailles de céréales	Milliers de t m.s./an	74200	1760	0,7
	Pailles oléagineux	Milliers de t m.s./an	2610	1300	0,52
	Pailles protéagineux	Milliers de t m.s./an	380	0	
	Cannes de maïs	Milliers de t m.s./an	10500	5200	2,1
	Fanes de betteraves	Milliers de t m.s./an	1920	0	
Cultures dédiées à l'énergie 2012	Miscanthus/Switchgrass	Milliers de t m.s./an	55	0	
	TCR	Milliers de t m.s./an	22	0	
Déchets du Bocage 2009	BIBE	Milliers de m ³ /an	2350	500	0,1
	Menu Bois	Milliers de m ³ /an	1260	1260	0,25
Résidus de cultures pérennes 2009	Vignes	Tonnes m.s./an	1750	0	
	Vergers	Tonnes m.s./an	650	?	
Résidus de silo 2014		Milliers de t MB /an	650	?	
Plantes à parfum 2014	Lavandin et lavande	Tonnes m.s./an	55 000	27 000	0,005
Plantes à fibres 2012	Lin et chanvre	Milliers de t m.s./an	350	0	
Total énergie PCI					3,7

Tableau 10: Production de résidus agricoles en France d'après l'Observatoire National des Ressources en Biomasse. Evaluation des ressources disponibles en France. France Agrimer. Décembre 2016 (m.s. : matière sèche ; MB : matière brute)

On trouve aussi dans le document de France Agrimer, 2016 le bilan des disponibilités en sous-produits et déchets des industries agroalimentaires (pommes de terre, fruits et légumes, pêche et aquaculture, etc...). On retient que les disponibilités sont, dans ce domaine, pratiquement inexistantes.

Dans le même document, on note une disponibilité de 20 à 105 000 tonnes brutes d'huiles usagées (soit ~0,02 à 0,1 tep)

Partie C : Bilan résumé des technologies de conversion de la biomasse.

(hors la production de chaleur par combustion)

C.1 Co-génération (électricité et chaleur)

Les centrales biomasse sont généralement des centrales à combustion classiques, dont le rendement électrique est de l'ordre de **20 à 25 %**.

L'intérêt de la co-génération réside dans la production concomitante de chaleur (le rendement global (électricité + chaleur) est de l'ordre de 60 à 70%) mais pour laquelle la demande n'existe essentiellement qu'en hiver. Le prix de production de l'électricité est de l'ordre de 125 à 200 €/MWh et dépend des possibilités de revente de la chaleur.

On peut calculer, en supposant que l'ensemble du bois supplémentaire disponible d'ici 2035 (20 Mm³ ou 4 Mtep) servirait à la production d'électricité, que la production d'électricité d'origine bois représenterait ~ **1,5 %** (seulement) de la consommation nationale d'électricité en 2015.

En supposant des progrès technologiques significatifs (gazéification et doubles cycles thermodynamiques), le rendement amélioré (le rendement serait alors de l'ordre de 40%) amènerait à une contribution à la production nationale d'électricité de, **au maximum, ~ 2,5 % (soit bien moins que la contribution hydraulique) en faisant appel à tout l'inventaire du bois forestier supplémentaire disponible d'ici 2035** (environ 20 Mm³). L'essentiel de l'énergie primaire du bois partirait sous forme de chaleur qui pourrait certes remplacer le bois de chauffage à condition toutefois que les centrales cogénération ne fonctionnent que lorsque ce chauffage est nécessaire. Le coût de production d'électricité sera, pour ces technologies de gazéification avec double cycle, beaucoup plus important (retour d'expérience de l'installation de Varnamö, Suède).

Une installation de gazéification pour la production d'électricité et de chaleur (FICFB) fonctionne à Güssing en Autriche (2t m.s./h ; 8,5 à 9,5 MW biomasse, 2 MW électricité (rendement élec. 20 à 23%), chaleur : 4,5 MW ; rendement global annoncé (électricité + chaleur): 65-76 %)

C.2 Gaz de gazéification et Méthanation (Biométhane de 2^{ème} génération)

Du gaz remplaçant le méthane peut être obtenu par gazéification de biomasse sèche suivie d'une méthanation. La technologie la plus adaptée pour la production de ce gaz est le **lit fluidisé** dans la mesure où la production de méthane est favorisée par des températures modérées (~500 à 600°C) et des pressions élevées (10 à 30 bars) (justification en Annexe 4). Après élimination de l'azote, Le gaz (aussi appelé le syngas) contient de l'hydrogène (~35 à 45% vol), du CO (20 à 30% vol), du méthane (8

à 15 %) et du CO₂ (15 – 25%). Le rendement énergétique global (cold gas efficiency ou rendement énergie sur gaz froid) est de l'ordre de **65 à 70%**

Le gaz de gazéification (comprenant pour l'essentiel un mélange de CH₄, CO₂, CO, H₂ et H₂O) peut être utilisé directement ou être utilisé après enrichissement en méthane par une technique de méthanation (transformation de CO, H₂ et CO₂ en CH₄ par réaction catalysée). Le rendement énergétique global gaz est alors a priori plus faible. Une installation pilote, coordonnée par GdF Suez, est en développement à Saint Fons (plateforme GAYA, technologie FICFB). Le rendement énergétique de conversion visé est annoncé à 60%.

A noter que certaines ressources peuvent poser des problèmes de séchage préalable et de fonctionnement des lits fluidisés. En particulier, les ressources d'origine agricole (pailles, CIMSE, ...), plus riches en cendres que le bois, contiennent des composés de Na, K et Cl à bas point de fusion qui peuvent entraîner des problèmes d'agglomération du lit.

La France consommait en 2015 environ 35 Mtep de gaz.

Sur la base des chiffres annoncés pour le projet GAYA, le remplacement de 10 Mtep de gaz naturel (soit 28 % de la consommation annuelle) par un gaz de gazéification nécessiterait environ 40 Mt m.s., correspondant à environ 80 Mt de bois sur pied (~50 % d'humidité) ou encore à environ 110 Mm³ par an. Ce volume correspondrait alors à la totalité du volume de repousse annuel de la forêt française. L'utilisation de tout l'inventaire forestier supplémentaire disponible d'ici à 2035 (soit 20 Mm³ environ) ne permettrait de produire que quelque 2 Mtep de gaz, soit environ 6% de la consommation annuelle de gaz naturel en 2015.

L'hydrogène du syngas étant insuffisant pour convertir tout le CO et le CO₂ en méthane, le rendement méthane pourrait alors être augmenté par ajout d'hydrogène externe, par exemple issu d'une électrolyse utilisant l'électricité en excès produite par les installations à fonctionnement intermittent (PV et éoliens) et les possibilités de production nucléaire non employées.

NB : les technologies de conversion du CO₂ en méthane ne pas sont discutées ici du fait de leur faible rendement énergétique (voir Annexe 4).

C.3 Biocarburants liquides de deuxième génération

A ce jour les technologies de production de biocarburants de deuxième génération sont en développement et ne sont pas industrielles. On peut cependant analyser et comparer les données disponibles concernant les rendements potentiels (masse, énergie), l'impact CO₂ et les estimations de coûts de production.

Le lecteur trouvera des informations dans *Les Biocarburants D Ballerini Editions Technip IFPpublications, 348 p.*

C3.1 Approche globale, le rendement masse maximum de conversion

En tout état de cause, le rendement masse (masse de carburant produit / biomasse sèche) ne peut dépasser environ 58% si tout le carbone de la biomasse était converti en carburant (6 CH₂ pour C₆H₉O₄). Le rendement masse réel est, en général, bien en dessous de ce rendement masse maximum.

La première conséquence est qu'une surface qui produirait 10 tonnes de biomasse sèche par hectare

et par an (ce qui est déjà un bon rendement) ne peut permettre de produire, au maximum, que ~ 5 tep de carburant et par an et ce, quel que soit le procédé de conversion. Pour produire 10 Mtep (soit ~17% du carburant consommé en France) avec ce rendement de conversion maximum, il faudrait donc une surface de culture d'environ 2 M ha, soit ~10 % de la surface cultivée en France.

Pour un rendement biomasse plus faible (5 t m.s./ha) et un rendement masse de conversion classique (environ 15% dans les procédés existants), il faudrait alors environ 13 Mha (soit 65% de la surface cultivée ou 45% de la SAU) pour produire ~17% de notre consommation nationale 2015 de carburants.

Au vu de ces chiffres, il est donc primordial :

- d'optimiser le rendement de production de biomasse sèche à l'hectare (dépasser les 10 t m.s./ha comme avec le miscanthus : jusqu'à 25 t m.s. /ha en conditions favorables),
- de sélectionner les procédés de conversion permettant d'augmenter le rendement masse de conversion (> 25% voire plus) tout en préservant les autres paramètres comme la minimisation du CO₂ fossile associé à cette production ainsi que le coût.

L'obtention d'un rendement masse élevé (i.e. > 15%) nécessitera généralement un apport d'énergie autre que la seule biomasse.

C.3.2 Ethanol de deuxième génération

L'éthanol dit de première génération est issu d'une transformation du sucre et de l'amidon de céréales qui ne représentent qu'une faible partie de la plante. L'éthanol de deuxième génération vise la production d'éthanol à partir de cellulose. Elle comprend des étapes de prétraitement, d'hydrolyse et fermentation qui sont en cours de développement et ne sont, à ce jour, pas industrielles (projet FUTUROL).

Les rendements attendus se situent actuellement (et selon différentes sources) comme suit

Unités : litres d'éthanol produit par tonne de matière sèche (m.s.) et rendement masse en kg équivalent pétrole/ kg m.s.

- pour la paille : entre 110 l et 270 l/tonne m.s., soit un rendement masse maximum de 13 % (rendement énergie de l'ordre de 26%)
- pour les résidus de forêt : entre 125 l et 300 l/t m.s., rendement masse maximum : ~13 % (rendement énergie de l'ordre de 26%)
- canne à sucre : environ 800 l/t m.s., rendement masse ~25 % (rendement énergie de l'ordre de 50%).

On note, par rapport à la première génération, une prévision de chute sensible de la quantité de CO₂ fossile nécessaire pour la production qui se situerait alors entre 6 et 25 g CO₂/MJ.

Le rendement masse resterait cependant limité et ne dépasserait généralement pas 15%.

Conversion of cellulose, hemicellulose and lignin into platform molecules: biotechnical approach; Eurobief Summer School ; 18_24 sept. 2011) Lecce Italy.

Document IEA: from 1st to 2nd generation biofuel techniques. An overview of current industry and R&D activities. Ralph Sims, Michael Taylor. Nov. 2008

C.3.3 Biocarburants et procédés de gazéification

Un bilan technique au niveau du développement des technologies de gazéification est présenté en Annexe D. On ne rappellera ici que les caractéristiques et conclusions principales.

- La technologie la plus adaptée pour la production de carburant est la technologie de gazéification en réacteur à flux entraîné (RFE)(voir justification en Annexe 4),
- Cette technologie permet, en principe, de traiter un large spectre de ressources biomasse (bois, déchets (Japon)) ainsi qu'une co-gazéification avec des ressources d'origine fossile (pétroles bitumineux, gaz, ...)
- La technologie est déjà industrielle pour le charbon (CTL pour Coal To Liquid) et le gaz naturel (GTL pour Gas To Liquid)
- L'adaptation à la ressource biomasse pose des problèmes qui sont, pour l'essentiel, liés:
 - o à la réduction de taille (broyage, etc...) et à la préparation avant injection,
 - o à l'injection sous pression d'un produit totalement ou partiellement solide,
 - o à la gestion des cendres liquides,
 - o à la gestion des espèces inorganiques volatiles (HCl, H₂S, alcalins, etc...).

En France, une installation pilote (de co-gazéification de produits pétroliers et de biomasse) est en construction sur le site de TOTAL à Dunkerque (projet BIOTfuel)

La technologie offre une large gamme d'options procédés permettant d'optimiser tout ou partie de différents paramètres (voir tableau 11 suivant) :

- o Le procédé standard (procédé N°1 du tableau suivant) ou entièrement autothermique n'utilise que la biomasse comme ressource et énergie entrante ; Le rendement masse est alors limité autour de 15 à 18 %. Le rendement énergie se situe autour de 30%.
- o L'obtention du rendement masse maximum de ~55% (procédé N°9) correspond au remplacement des opérations limitant le transfert de carbone vers le carburant final. Ces opérations (N° 5 à 9) consistent, pour l'essentiel, en un apport externe d'hydrogène et un recyclage du gaz de tête de la synthèse Fischer-Tropsch. Ces opérations impliquent donc un apport d'énergie externe (allothermie). Si l'énergie apportée possède une empreinte carbone fossile faible (électricité nucléaire) le bilan CO₂ fossile est tout à fait satisfaisant (entre 4 et 14 gCO₂ fossile par MJ de carburant). A noter (procédé N°8) que l'apport de gaz naturel pour réaliser la seule réaction de gazéification n'a pas d'impact important sur l'empreinte carbone du procédé tout en réduisant significativement le coût de production. On distingue alors deux rendements énergie :
 - Un rendement en énergie finale (énergie carburant / somme des énergies entrant dans l'usine) qui se situe autour de 40 à 50%
 - Un rendement en énergie primaire qui se situe autour de 25%, plus faible à cause du rendement de production de l'électricité (pris ici à 33%).
- o On peut aussi augmenter sensiblement le rendement masse par ajout de ressource fossile (gaz naturel) essentiellement pour remplacer l'appoint d'hydrogène. Il s'agit des procédés N°10, 11 et 12. L'empreinte carbone fossile devient alors importante (entre 40 et 50 g CO₂/MJ) et le coût de production est plus faible. Le rendement énergie se situe autour de 40 à 50%. Cependant, si le procédé inclut une séquestration du CO₂ l'empreinte carbone sera réduite et peut

même devenir négative (puisque l'on séquestre le CO₂ issu du gaz naturel utilisé dans le procédé mais aussi une part de CO₂ issu de la conversion de la biomasse).

La conclusion principale est que les procédés de gazéification permettraient, moyennant un apport important d'électricité dé-carbonée (éolien, photovoltaïque, nucléaire) d'atteindre des rendements masse autour de 40 à 50%. Ces procédés permettraient un stockage de l'électricité intermittente. Ces rendements élevés alliés à une plante productive (par exemple le miscanthus avec, au maximum, ~25 t m.s. /ha an) permettraient de produire 10 Mtep sur une surface de l'ordre de 1 à 2 Mha. Par contre, pour atteindre cet objectif, il faudrait un apport d'électricité dé-carbonée de l'ordre de 100 TWh. Les rendements globaux, en énergie entrant dans l'usine ainsi qu'en énergie primaire, sont donnés dans le tableau ci-dessous.

N°	Résumé procédé	Rend. Masse %	Rend. Energie %	Rend. Energie primaire %	Conso. Biomasse J/J	Conso. Elec. J/J	Conso. Gaz nat. J/J	CO2 fossile g/g CO2 carburant NB1 (gCO2 fossile/MJ)	CO2 fossile g/g CO2 carburant avec elec nucléaire NB2 (gCO2 fossile /MJ)	Coût productio n (€/l) 2013 estimation
1	Slurry autothermique + WGS + sans recycle GDT	18	38	37	2,37	-0,03	0,25	0,22 (14)	0,2 (14)	1,04
2	Slurry + autotherm. + H2 (élec) + sans recycle GDT	25	39	25	1,7	0,7	0,18	0,4 (28)	0,25 (17)	1,13
4	Slurry + Autotherm. + WGS + recycle GDT	26	47	41	1,6	0,11	0,36	0,45 (32)	0,22 (14)	0,88
5	Slurry + Autotherm. + H2 (élec) + recycle GDT	35	48	29	1,1	0,66	0,27	0,46 (32)	0,22 (14)	0,95
6	Slurry + Allot. (H2) + échangeur HT + H2 (élec) +	46	47	23	0,9	1	0,16	0,49 (35)	0,13 (9)	0,95
7	Torref. + Autotherm. + échangeur HT + H2 (élec) +	50	51	25	0,85	1	0,13	0,47 (34)	0,1 (7)	0,95
8	Torref. + Allot. (gaz nat) + échangeur HT H2 (élec) +	56	52	26	0,76	0,9	0,26	0,53 (36)	0,21 (14)	0,93
9	Broyage (élec) + autotherm. + H2 (élec) +	55	50	25	0,75	1,1	0,07	0,45 (32)	0,06 (4)	1
10	Slurry + Autotherm. + H2 (gaz nat) + sans recycle GDT	25	42	42	1,7	-0,07	0,74	0,6 (42)	0,6 (42)	0,94
11	Slurry + Allot. + échangeur HT + H2 (gaz nat) + recycle	51	46	49	0,8	0,06	0,87	0,73 (52)	0,71 (50)	1,03
12	Torref. + Allot. (gaz nat) + échangeur HT + H2 (gaz nat) +	56	58	51	0,76	0,06	0,88	0,62 (44)	0,6 (42)	0,72

Tableau 11: Consommations et rendements associées à différentes options procédés de gazéification en réacteur à flux entraîné. Estimation de coûts de

production. (ref : thèse C. Hohwiller Paris Tech 2011)

Légende :

Autothermique : l'énergie de gazéification est apportée par combustion partielle de la biomasse (oxygène ou air enrichi)

EBTL : Enhanced Biomass To Liquid : désigne les procédés à hauts rendements avec apports externe d'énergie ou d'hydrogène

Allothermique : l'énergie est apportée par combustion d'hydrogène ou de gaz naturel. Inclut aussi l'apport d'hydrogène externe pour remplacement de la réaction de WGS

Echangeurs HT (Haute Température) : récupération de l'énergie des gaz chauds à 1400°C

WGS : Water Gas Shift ou Réaction du Gaz à l'Eau : permet de transformer une partie du CO en H₂ par réaction avec l'eau (implique une perte de carbone pour le carburant final)

Recycle GDT (recycle des gaz de tête) : récupération CO et H₂ n'ayant pas réagi et dissociation du méthane des gaz de tête du réacteur Fischer-Tropsch avec ré-injection dans le procédé

Torref. : préparation du bois par torréfaction.

Slurry : mélange d'un liquide (gaz condensé de pyrolyse rapide) et de char solide broyé finement dans le procédé allemand BIOLIQ.

Char : Charbon de Bois

L'Hydrogène peut être produit à partir d'une électrolyse de l'eau (Notation : H₂ élec) ou d'une dissociation du gaz naturel (notation H₂ gaz nat)

NB1 : CO₂ élec du mix français à 90 g/kWh.

NB2 : électricité 100% nucléaire

Annexe 1

Ressource utilisée pour la production de biocarburants liquides de première génération

Il s'agit essentiellement de betteraves, blé et maïs pour la production d'éthanol, et de Colza, et tournesol pour la production de bio-diesel.

Chiffres de production brute pour la France

La France produit environ 25 % de l'éthanol carburant européen, soit 12 Mhl (0,5 Mtep).

L'éthanol peut être utilisé sous les formes suivantes:

- ETBE (Ethyl Tertio Butyl Ether) et utilisation directe (superéthanol E85) (ETBE : ~ 50% éthanol + ~50% isobutène d'origine pétrole)
- SP85 et SP 98 : jusqu'à 5% Ethanol
- SP95-E10 : jusqu'à 10% (environ 70% du parc automobile compatible)
- E85 : jusqu'à 85% (Flexfuel ~15000 véhicules en 2010).

L'huile végétale est utilisée sous forme de biodiesel ou EMHV (90% masse huile végétale + 10% m méthanol => Esther Méthylique d'Huile Végétale ou Bio-Diesel + 10% m glycerine)

Carburant liquide	Densité (kg/m ³)	Energie (MJ/kg) de combustion	Energie (MJ/litre) de combustion
Essence	750	43,5	32,6
Gazole	820 à 860	44,8	38
Ethanol	790	26,8	21,2
Méthanol	790	19,7	15,6

Tableau 12: Caractéristiques comparées de différents carburants liquides

Culture	Production Annuelle France* (Mt)	Prod ^{on} Ethanol (Mhl)	Rendement Plante (t/ha an)	Rdt Ethanol (hl/t)	Rdt à l'hectare (hl/ha)	tep/ha (ethanol)	tep/t (Rdt masse sur graines)	tep/t (Rdt masse sur plante entière)
Betterave	4,6	4,6	87	1	87	3,4 à 4	0,05	0,05
Blé-graines	1,2	5,2	7,3	4,3	31	1 à 1,5	0,14 à 0,20	0,07
Maïs-grains	0,51	2,2	9,2	4,3	40	1,5 à 2	0,16 à 0,22	0,07

Tableau 13: Rendements bruts de production de bio-éthanol

(*) utilisée pour la production de bio-éthanol

Le biodiesel affiche une production de l'ordre de 2 Mtep/an en 2015 (pour une masse de graines Colza ou Tournesol de l'ordre de **12 Mt**)

	litres/tonne (graines)	t/t	t/ha (graines)	tep (HV)/ha	Tep/t (rendement masse sur graines)
Colza	370	0,3	3	0,9	0,3
Soja	180	0,14	3,2	0,45	0,14
Tournesol	320	0,26	3,75	0,98	0,26

Tableau 14: Rendements bruts Biodiesel

NB production de graines de soja en France : 260 000 t en 2015
(source : FAO). Consommation totale : environ 4,6 Mt/an en
France (consoGlobe)

Annexe 2

Production et réserves potentielles de biomasse pour l'énergie au niveau mondial

Il est difficile de trouver des chiffres fiables concernant le potentiel mondial de production de bio-ressources, qui couvrent généralement à la fois le domaine alimentaire et le domaine énergétique. L'effet de cette incertitude est important dans la mesure où elle contrôle la masse encore récupérable sans trop de dommages à l'environnement et à la biodiversité.

		Production totale annuelle (Gt m.s./an)	Production récupérable (Gt m.s./an)	Production exploitée (Gt m.s./an)
Total		120	44	21
	Surfaces (Mha)			
Cultures	1460	12	9,7	9,7
Pâturages	3360	24	12	3,5
Forêts	4964	72	17	7,8
Autres	4820	12	6	0
Total	14600	120 (52 Gtep)	44 (19 Gtep)	21 (9 Gtep)

Tableau 15. Ressources biomasse au niveau Mondial (d'après *D. Ballerini « Les biocarburants » Ed Technip IFP 2006*)

Selon l'IIASA, on arriverait à une production annuelle de 220 Gt m.s./an (environ 95 Gtep), soit le double des chiffres indiqués par Ballerini. Selon Wikipedia, la production mondiale de biomasse serait comprise entre 110 Gt/an et 170 Gt/an (48 à 74 Gtep / an).

Les chiffres de Ballerini impliquent une production moyenne (sur toute la surface des terres émergées) de 8 t m.s./ha et par an contre, en moyenne, 15 t m.s. /ha et par an pour l'IIASA. Ce dernier chiffre qui paraît très (trop) élevé. On retiendra donc, pour la suite, les chiffres indiqués dans le livre de Ballerini.

La consommation totale d'énergie primaire par le monde en 2015 est de l'ordre de 13 Gtep (~520 EJ)(~1/3 habitations et commerces, ~1/3 transports et ~1/3 industrie) dont environ 10 Gtep de combustibles fossiles et 1,15 Gtep (46 EJ) provenant de la biomasse. Le tableau C résume les usages de cette énergie biomasse.

Référence :	IIASA	OCDE 2006	Biomass information portal 2016
Energie Biomasse totale (Gtep)	1,15	1,09	1,4
	0,95 : habitations & commerce 0,2 : industrie	0,7 : bâtiments 0,39 : autres	0,87 : bâtiments, cuisine 0,21 : Industrie 0,13 : transports 0,11 : énergie et chauffage collectif 0,08 : autres

Tableau 16: Utilisation énergétique 2015 de la biomasse dans le monde

L'essentiel de l'utilisation énergétique de la biomasse concerne, aujourd'hui dans le monde, la cuisine et le chauffage. La contribution des biocarburants est faible (~6 EJ ou 0,15 Gtep).

Extrapolation de l'IIASA:

A l'avenir, l'IIASA table sur un remplacement de l'utilisation de la biomasse pour la cuisine et les habitations (remplacement par des énergies propres : électricité, paraboles solaires, chaleur solaire, pompes à chaleur,...) et une orientation de l'utilisation de la biomasse vers les biocarburants et la production d'électricité (et de chaleur).

La majorité des scénarios envisagés conduisent, en 2100, à une énergie primaire biomasse comprise entre 180 et 220 EJ (équivalant à 4,5 à 5,5 Gtep ou entre 11 et 14 Gt m.s. de biomasse))

La consommation totale des transports est, en 2015, de ~100 EJ (~2,5 Gtep) essentiellement fossile. Elle est estimée entre 5 et 8 Gtep en 2100 par IIASA. En plus des biocarburants (1,6 à 3,6 Gtep destinés aux avions, engins lourds, ...), l'électricité (transports légers, transports en commun,...) couvrirait entre 1,25 et 2,5 Gtep des besoins pour les transports. En ce qui concerne les biocarburants, l'étude ne précise toutefois pas de quel type de biocarburants il s'agit, si ce n'est qu'elle se fonde sur un développement des biocarburants de deuxième génération.

Si l'on considère qu'environ 2 Gtep de biocarburants sont produits à partir de 5 Gtep de biomasse en énergie primaire, le procédé biocarburant 2G qui est considéré aura un rendement énergie de l'ordre de 40%, ou encore un rendement masse de l'ordre de 15 % (masse de carburant rapportée à la masse de biomasse sèche). Il s'agirait donc d'un procédé de type autothermique (voir partie C) sans apport externe (énergie ou hydrogène). Dans ce procédé seul un atome de carbone biomasse sur 3 va dans le carburant, les 2 autres étant perdus sous forme de CO₂. Ce fait explique à lui tout seul que, par ailleurs dans les tableaux de l'IIASA, 120 EJ d'énergie biomasse primaire (sur un total de 182) peuvent donner lieu à séquestration.

Si l'on faisait appel à un procédé EBTL (avec appoint d'énergie externe) avec un rendement masse de 50% et pour la production de la même quantité de biocarburants, il ne faudrait que 2,6 Gt m.s. de biomasse sèche (ce qui serait nettement plus réaliste comme on va le voir ci-dessous) et un apport d'énergie électrique de ~58 EJ.

Ces chiffres appellent les remarques suivantes:

a) Une exploitation importante de la nature

220 EJ primaire en biomasse correspondent à 5,5 Gtep ou à ~14 Gt m.s./an soit une production équivalente à la production de la totalité des surfaces cultivées (12 Gt/an).

b) Des surfaces cultivées insuffisantes pour les biocarburants

Le tableau suivant permet d'estimer les surfaces de cultures nécessaires pour la production de biocarburants. Cette estimation se fait en ordre de grandeur à partir des rendements à l'hectare liés aux différentes générations de biocarburants.

NB : le rendement pour la deuxième génération est estimé, et les rendements élevés pour les EBTL nécessitent, bien entendu, un apport supplémentaire d'énergie.

Production annuelle finale de biocarburants	40 EJ ou 1,6 Gtep		90 EJ ou 3,6 Gtep	
Productivité à l'ha ~1 tep/ha (1 ^{ere} génération)	1600 Mha	>100% s c >10% t e	3600 Mha	>100 % s c >25 % t e
de 2 tep/ha à 4 tep/ha (2 ^{eme} génération)	400 Mha à 800 Mha	27 à 54 % s c 2,5 à 5 % t e	900 Mha à 1800 Mha	60 à >100% s c 6 à 12 % t e
(EBTL + cultures productives type miscanthus) 7 tep/ha	230 Mha	15 % s c 1,5 % t e	500 Mha	33% s c 3% t e

Tableau 17: Estimation des surfaces occupées par les cultures dédiées aux biocarburants (**sc**: surfaces cultivées, **te** : terres émergées)

On voit donc que les chiffres de l'IIASA, conjugués avec une hypothèse, très optimiste, de productivité nette de l'ordre de l'ordre de 1 tep/ha pour la première génération de biocarburants conduisent à des surfaces dédiées aux cultures biocarburants qui sont irréalistes.

Pour les procédés de deuxième génération sans apport d'énergie, les surfaces actuellement cultivées pour les biocarburants seraient a priori *largement insuffisantes*, ce qui implique une modification de l'affectation des sols (forêts vers cultures dédiées) et donc un impact environnemental important. Un empiètement de 5% à 12% des surfaces totales émergées sur les forêts impliquerait une diminution de ces dernières (**de 15% à 35 % des surfaces forestières actuelles qui passeraient de 34% de la surface des terres émergées à 22 - 29 %**).

Dans le cas d'un procédé EBtL associé à une plante de forte productivité (TCR, TTCR, miscanthus ?) avec un rendement masse de l'ordre de 50 % (impliquant un apport d'énergie d'appoint), le rendement à l'ha pourrait atteindre **~7 tep/ha** (~15 t m.s./ha an). Ceci réduirait la surface de culture nécessaire à environ 230 Mha (pour une production de 1,6 Gtep de carburant) représentant environ 15% de la surface agricole cultivée actuelle (en pas oublier, en sus, l'énergie d'appoint qu'il est nécessaire de fournir (voir tableau ci-dessous)). Seule cette dernière solution semble réaliste, sur le plan de l'occupation des sols de la planète.

Procédé de gazéification EBtL à rendement masse de 50%	1,6 Gtep carburant	3,6 Gtep carburant
Biomasse sèche	3,2 Gt (57 EJ)	7,2 Gt (130 EJ)
Total appoint Electricité et/ou gaz naturel	64 EJ	140 EJ

Tableau 18. Procédé de gazéification EBtL ; estimation de la biomasse et de l'énergie d'appoint nécessaires pour atteindre les objectif IIASA.

NB : L'IIASA prévoit à l'horizon 2100 une production totale d'électricité de 350 EJ à 380 EJ, toutes origines confondues, hors besoins identifiés sur le tableau ci-dessus (qui représenteraient, en conséquence, entre 17 % et 37 % d'électricité supplémentaire)

Annexe 3

Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Extraits des articles du décret concernant la bio ressource

Article 3

VII. - Pour le bois-énergie, en termes de puissance totale installée :

Echéa	Puissance installée
31 décembre 2018	540 MW
31 décembre 2023	Option basse : 790 MW Option haute : 1 040

VIII. - Pour la méthanisation, en termes de puissance totale installée :

Echéa	Puissance installée
31 décembre 2018	137 MW
31 décembre 2023	Option basse : 237 MW Option haute :

IX. - L'objectif de production d'électricité à partir du biogaz pour les deux filières - biogaz de décharge et stations d'épuration- et pour la filière usine d'incinération d'ordures ménagères est d'équiper les sites existants de moyens de production électrique permettant de valoriser l'énergie produite lorsque c'est économiquement pertinent et que l'injection du biogaz dans le réseau de gaz ou la production de chaleur n'est pas possible.

Article 4

I. – Les objectifs de développement de la production de chaleur et de froid renouvelables et de récupération en France métropolitaine continentale sont les suivants, en termes de production globale :

1° Pour la biomasse :

Echéanc	Production d'énergie
31 décembre 2018	12 000 ktep
31 décembre 2023	Option basse : 13 000 ktep
	Option haute : 14 000 ktep

2° Pour le biogaz (y compris injection dans le réseau avec valorisation chaleur) :

Echéanc	Production d'énergie
31 décembre 2018	300 ktep
31 décembre 2023	Option basse : 700 ktep
	Option haute : 900 ktep

Article 5

Les objectifs d'injection de biométhane dans le réseau de gaz sont les suivants, en termes de production globale :

1,7 TWh en 2018 ;
et 8 TWh en 2023

(NB : 8 TWh ~0,72 Mtep)

Article 7

Les objectifs pour le développement des carburants d'origine renouvelable, dont le bioGNV, sont les suivants :

1° Pour le bioGNV :

Soutenir le développement du bioGNV pour atteindre 0,7 TWh consommé en 2018 et 2 TWh en 2023, dans la perspective que le bioGNV représente 20 % des consommations de GNV en 2023, sur des segments complémentaires de ceux des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables.

(NB : 2 TWh ~0,18 Mtep)

2° Pour l'incorporation des biocarburants avancés (1) dans les carburants :

	20	20
Filière essence	1,6	3,4
Filière gazole	1	2,3

(1) L'atteinte de ces objectifs au-delà de leur nécessaire compatibilité avec les caractéristiques des véhicules, suppose : a) que la Commission européenne autorise des carburants à plus forte teneur en biocarburants, ce que la France soutiendra ; b) que des matières premières qui ne figurent pas actuellement à l'annexe IX de la directive énergies renouvelables 2009/28, modifiée par la directive 2015/213, puissent également être considérées comme des résidus de transformation. En fonction de la réalisation de ces conditions, il pourrait être nécessaire de réajuster ces objectifs.

Annexe 4

Conséquences des contraintes thermodynamiques sur les transformations de la biomasse

La thermodynamique est un outil précieux pour approcher les transformations thermochimiques de la biomasse (i.e. en température et en pression) en présence de différents réactifs. Même si l'équilibre thermodynamique est rarement atteint, cet outil permet de prévoir deux paramètres essentiels :

- La composition des produits de réaction vers laquelle tend la réaction,
- Les enthalpies de réaction.

La connaissance des enthalpies de réaction est indispensable pour toute intégration de la réaction dans un procédé industriel.

A haute température (>1000°C) les cinétiques réactionnelles en phase gaz sont rapides et l'équilibre thermodynamique devient un bon indicateur du déroulement de la réaction.

Données thermodynamiques concernant la biomasse:

De manière étonnante, et même si les structures moléculaires sont très variables, la composition élémentaire de la biomasse sèche reste proche des rapports suivants : 6 atomes de carbone pour 9 d'hydrogène et 4 d'oxygène : $C_6H_9O_4$.

Ramenée à 1 atome de carbone, cette composition moyenne s'écrit : $C H_{1,5} O_{0,66}$

L'enthalpie standard de formation, nécessaire pour le calcul des enthalpies de réaction, peut être déterminée à partir de la connaissance des enthalpies de combustion pour différentes biomasses. On trouve ainsi :

Pour $C_6H_9O_4$:

$$\Delta H_{form} = -800 \pm 200 \text{ kJ par mole}$$

Ou, pour $C H_{1,5} O_{0,66}$:

$$\Delta H_{form} = -133 \pm 33 \text{ kJ par mole}$$

Le bois qui vient d'être coupé en forêt présente une humidité moyenne de 50% (masse d'eau sur masse de biomasse sèche). Après 6 mois de séchage sous abri, cette humidité est de l'ordre de 25% , soit environ 2 H_2O pour 1 $C_6H_9O_4$

La densité d'une biomasse sèche peut être très variable. La densité intrinsèque (i.e. hors vides) est en général comprise entre 500 et 900 kg/m³.

Les enthalpies de réaction, loi de Hess:

Pour une réaction équilibrée (stoechiométrique) l'enthalpie de réaction est égale à la somme des enthalpies de formation des produits finaux diminuée de la somme des enthalpies de formation des réactifs de départ.

$$\Delta H_{réaction} = \sum \Delta H_{form produits} - \sum \Delta H_{form réactifs}$$

Lorsque $\Delta H_{\text{réaction}} < 0$ la réaction est **exothermique**

Lorsque $\Delta H_{\text{réaction}} > 0$ la réaction est **endothermique**

L'enthalpie de formation en température peut être déterminée à partir de l'enthalpie de formation aux conditions standards (20°C, 1 bar); en général l'enthalpie de réaction aux conditions standards est suffisante pour une première approche.

La connaissance de l'échelle des enthalpies standards de formation des différentes espèces chimiques qui interviennent dans les réactions est essentielle.

Enthalpies standard de formation des espèces chimiques intervenant dans les réactions:

Pour une approche simple et dans le but de pouvoir comparer facilement ces enthalpies, on ramènera, ci-dessous, à un **seul atome de carbone** les enthalpies standards des espèces carbonées.

Espèces chimiques	Enthalpie standard de formation (kJ/mole)
H ₂	0
O ₂	0
C (graphite)	0
Carburant (CH₂)	~- 20
CH ₃ (Propane ramené à 1C)	-42
CH₄ (méthane)	-74
CO	-110
Biomasse C H_{1,5} O_{0,66}	-133-33
Ethanol (ramené à 1C (-276 kJ/mole pour C ₂ H ₅ OH))	-138
Méthanol (liquide)	-238
H ₂ O vapeur	-240
H ₂ O liquide	-280
CO₂	-393

Tableau 1 : enthalpies de formation de différentes espèces chimiques (ramenées à 1C pour les espèces carbonées.

Un coup d'œil rapide sur les valeurs du tableau 1 montre qu'il faut beaucoup moins d'énergie pour passer du CO ou de la biomasse au méthane ou encore à un carburant (il faut environ 50 à 100 kJ par atome de carbone) que pour passer du CO₂ aux mêmes produits (il faut 320 à 370 kJ par atome de carbone). Il s'agit bien entendu de l'énergie minimale puisqu'elle correspond à une

transformation à l'équilibre thermodynamique. Si l'on tient compte des pertes et sachant que ces pertes sont, en première approximation, proportionnelles à l'énergie mise en jeu, cette approche très simple permet, à elle seule, d'expliquer le peu d'intérêt que présente le recyclage du CO₂.

La conversion du CO₂ en méthanol nécessite une énergie moins importante (150 kJ/mole à l'équilibre thermodynamique), mais, en contrepartie et de manière tout à fait logique, l'énergie de combustion du méthanol (21,5 MJ/kg) est très inférieure à celle du méthane (51 MJ/kg).

Pyrolyse du bois (fabrication de charbon de bois)

La pyrolyse du bois correspond à une transformation du bois en produits solides (charbon de bois (graphite C)) et en différents gaz de décomposition (vapeur d'eau, méthane, CO, goudrons, hydrogène).

La transformation de la biomasse sèche à **température imposée de 700°C** peut être calculée à l'équilibre thermodynamique :

$C_6H_9O_4$ à 700°C $\Rightarrow$ 0,27 H₂O + 0,1 CH₄ + 0,21 CO₂ + 4,1 H₂ + 3,36 CO + 2,3 C (solide)
(Réaction 1)

Le bilan enthalpique donne une énergie de réaction de **+270 ± 200** kJ (endothermique) pour une mole de C₆H₉O₄ ou encore **+45 ± 33** kJ pour C H_{1,5} O_{0,66}

La réaction est donc endothermique et il faut apporter de l'énergie pour la réaliser. Cette énergie correspond à la combustion d'une ou deux moles d'hydrogène pour la réaction 1 (l'oxygène de l'air va préférentiellement sur l'hydrogène). Si l'on tient compte des pertes thermiques des dispositifs de fabrication du charbon de bois, il est probable que l'essentiel de l'hydrogène formé et peut-être du CH₄ et du CO soient consommés pour fournir l'énergie nécessaire.

De plus, la réaction réelle n'étant pas à l'équilibre thermodynamique, on produit des composés goudronnés (HAP) qui partent avec les fumées.

Il resterait donc, in fine, essentiellement 2,3 C solide pour, initialement, C₆H₉O₄, ce qui représente environ 20% de la masse initiale de biomasse sèche. On retrouve ainsi les rendements connus des procédés de transformation du bois en charbon de bois. On notera que seulement environ 1/3 du carbone initialement présent dans le bois est transformé en charbon de bois.

Pyrolyse à haute température imposée (T> 1300°C)

Les calculs thermodynamiques montrent qu'une transformation à haute température imposée (>1300°C) de biomasse sèche conduit à la réaction suivante, quelle que soit la pression dans un domaine de p < 100 bars:

$C_6H_9O_4 \Rightarrow$ 2C + 4 CO + 4,5 H₂ avec : **$\Delta H = +330 \pm 200$** kJ
endothermique

L'ajout de 2 moles d'eau conduit à la transformation suivante:

$C_6H_9O_4 + 2 H_2O \Rightarrow 6 CO + 6,5 H_2$ avec : $\Delta H = +640 \pm 200$ kJ fortement endothermique

Les réactions à très haute température produisent donc essentiellement les espèces gazeuses CO et H_2 .

On verra plus loin sous quelle forme l'énergie nécessaire pourra être apportée

Pyrolyse en présence d'eau à température intermédiaire et à pression imposée (500 à 900°C ; 1 et 10 bars)

Le cas intéressant est celui qui nous rapprocherait du fonctionnement d'un réacteur à lit fluidisé.

Nous avons vu précédemment que la pyrolyse de biomasse sèche produisait, en partie, du carbone solide. Pour convertir ce carbone en gaz, on met en œuvre, dans ce type de réacteur, de la vapeur d'eau avec un double objectif :

- convertir le carbone résiduel
- assurer la fluidisation du lit.

Les conditions de fluidisation imposent l'utilisation d'un débit minimum de vapeur, qui se traduit par un apport équivalent, au minimum, d'environ 4 moles d'eau (H_2O) pour une mole de $C_6H_9O_4$.

	P=1 bar		P=10 bars	
	500°C	900°C	500°C	900°C
H_2	2,9	7,2	1,07	6,6
CO	0,46	5,3	0,13	5
H_2O	3,2	1,3	3,8	1,6
CO ₂	2,1	0,7	2	0,8
CH ₄	1,2	0,03	1,8	0,2
ΔH (kJ) aux conditions standards	+70	+630	0	+540

Tableau 2 : espèces gazeuses obtenues avec $C_6H_9O_4 + 4 H_2O$ à températures intermédiaires et à pression variable à l'équilibre thermodynamique.

Le tableau 2 montre clairement que la production des espèces H_2 et CO est favorisée par une augmentation de la température et que la production de méthane est favorisée par les températures les plus faibles et les pressions les plus élevées. On en tire donc les conclusions suivantes :

Si l'objectif est la cogénération, on cherchera à produire un gaz combustible riche (en termes de J/m^3) et l'on cherchera donc à favoriser la production de méthane. Dans ce cas, on utiliserait plutôt un procédé basse température (500 à 800 °C) mais à

haute pression, typiquement réalisable en lit fluidisé.

Si l'objectif est la fabrication de carburants de 2^{ème} génération, on cherchera à privilégier la production de CO et de H₂. On utilisera donc préférentiellement un procédé haute température comme les réacteurs à flux entraîné.

Le carburant résulte de la synthèse de Fischer-Tropsch (notée synthèse FT dans la suite) qui, de manière simplifiée peut s'approcher par la réaction suivante : $\text{CO} + 2 \text{H}_2 \Rightarrow \text{CH}_2$ (chaîne carburant) + H₂O (-160 kJ/mole ; exothermique). Le rapport H₂/CO nécessaire pour la synthèse FT est donc de 2.

On constate (tableau 2) que le rapport molaire H₂/CO produit par la gazéification est, à haute température, toujours sensiblement inférieur à 2. Il sera donc nécessaire d'ajuster ce rapport avant de procéder à une synthèse FT. La technique d'ajustement de ce rapport aura un impact important sur le rendement en carburant de synthèse.

Le tableau 2 montre aussi que les réactions à haute température sont beaucoup plus endothermiques et nécessitent donc un apport d'énergie plus important que les réactions à basse température. En contrepartie, l'énergie contenue dans les gaz obtenus est beaucoup plus importante. Mais il n'est pas pertinent de discuter de cette énergie tant que le mode d'apport d'énergie n'aura pas été précisé.

Les techniques d'apport d'énergie

L'apport d'énergie, relatif au seul poste de gazéification, concerne l'énergie de réaction mais aussi l'énergie nécessaire pour :

- porter les réactifs à la température et à la pression désirée,
- compenser les pertes thermiques,
- injecter les réactifs dans le dispositif de gazéification.

Le principe le plus simple d'apport d'énergie consiste à brûler (oxydation) une partie de la biomasse et à utiliser cette énergie pour transformer (gazéifier) l'autre partie. On parlera, dans ce cas, de procédé **autothermique**. Bien entendu, cette manière de faire consomme une partie significative de la biomasse, ce qui réduit la part gazéifiée et, in fine, réduit significativement la production finale visée (électricité ou biocarburant).

Une alternative visant à transférer l'essentiel de la matière dans le produit final (cas des biocarburants) consiste à apporter une énergie externe. On parle alors de procédé **allothermique**. Dans une logique de décarbonation de l'énergie, il faudra, bien entendu que cette énergie alternative soit décarbonée ou que le CO₂ associé produit puisse être séquestré efficacement.

Les possibilités techniques d'apport d'énergie dépendent bien entendu des technologies de gazéification.

Apports d'énergie dans les lits fluidisés

Dans un lit fluidisé l'un des problèmes est de convertir, par réaction avec la vapeur d'eau, le carbone produit par la pyrolyse de la biomasse qui a tendance à s'accumuler dans le lit (les cinétiques réactionnelles avec la phase solide étant relativement lentes). Mais on peut aussi utiliser ce carbone

pour apporter l'énergie nécessaire à la gazéification. La solution autothermique consiste alors à brûler tout ou partie de ce carbone.

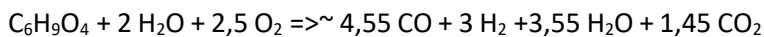
Si l'on injecte l'oxygène nécessaire à cette combustion directement dans le lit avec la vapeur d'eau, les calculs thermodynamiques montrent que l'oxygène aura tendance à réagir préférentiellement avec les gaz de pyrolyse (en particulier avec l'hydrogène et le méthane) et non avec le carbone solide. Pour éviter cela, la solution consiste à organiser une recirculation du matériau du lit (contenant le carbone) vers un lit secondaire où s'effectuera la combustion du carbone solide. Cette solution permet aussi de séparer les gaz de pyrolyse (relâchés dans le réacteur principal) des gaz de combustion (relâchés dans le réacteur secondaire). La combustion chauffe le matériau de fluidisation qui sert alors au transfert de l'énergie vers le réacteur principal.

Dans la mesure où la combustion s'effectue dans un réacteur secondaire, on peut aussi envisager d'injecter du gaz naturel (origine fossile) dans le réacteur secondaire (principe allothermique). Il faudrait alors séquestrer le CO₂ issu de la combustion.

Apports d'énergie dans les réacteurs à flux entraînés

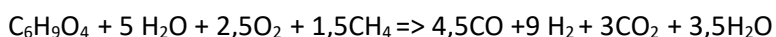
Les réacteurs à flux entraînés fonctionnent à plus haute température (> ~1200°C). Il s'agit essentiellement d'un four circulant dans lequel on injecte la bio-ressource en même temps que les gaz réactifs (eau, ...).

Le principe le plus simple d'apport d'énergie consiste, là aussi, à injecter de l'oxygène qui entraîne une combustion partielle. Les calculs thermodynamiques montrent alors que la réaction (autothermique) a tendance à être la suivante :



Par rapport à une réaction sans apport d'oxygène (voir tableau 2), on s'aperçoit que l'oxygène réagit préférentiellement avec l'hydrogène et affecte faiblement la production de CO. La conséquence est donc que le transfert du carbone dans le gaz de synthèse reste efficace, mais le rapport molaire H₂/CO est significativement réduit (il devient sensiblement inférieur à 1 alors qu'il faut un rapport 2 pour la synthèse FT).

On peut aussi envisager un apport de gaz combustible dans le réacteur à flux entraîné (méthane (fossile) ou hydrogène) (procédé allothermique). Comme le montre l'exemple ci-dessous, il serait alors possible d'augmenter significativement le rapport molaire H₂/CO (ici égal à 2) tout en conservant le nombre de moles de CO et en apportant l'énergie nécessaire à la réaction.



Dans l'exemple ci-dessus, la séparation suivie de la séquestration de 3 CO₂ permettrait de séquestrer **plus de carbone** que le carbone apporté par le méthane fossile.

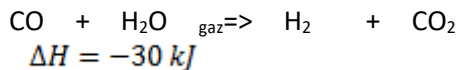
Il y a, bien entendu, de nombreuses variantes possibles pour la composition des réactifs. Les choix dépendront de nombreux paramètres comme :

- les choix techniques concernant le ré-équilibrage du rapport H₂/CO en aval du réacteur de gazéification,

- les conditions de fonctionnement du réacteur de synthèse FT (rendement, recycles des gaz n'ayant pas réagi,...)
- les conditions de séparation du CO₂
- les possibilités techniques de séquestration du CO₂
- les coûts d'investissements des différents composants
- les conditions économiques

... L'ajustement du rapport molaire H₂/CO

La technique classique d'ajustement du rapport H₂/CO consiste à utiliser la réaction du gaz à l'eau (Water Gas Shift en anglais) qui consiste à transformer une partie du CO produit par la gazéification en hydrogène et en CO₂ :



Bien entendu, cette réaction réduit significativement le nombre de moles de CO qui serviront à la synthèse FT, et, en conséquence, le rendement en carburant.

On peut remplacer cette technique par un apport externe d'hydrogène, par exemple par de l'hydrogène obtenu par électrolyse ou encore par de l'hydrogène de reformage de méthane (fossile). Cette dernière solution nécessiterait alors la séquestration du CO₂.

Un apport externe d'hydrogène augmente, bien entendu, le rendement en carburant de synthèse.

Un tableau résumant les performances de différents enchaînements procédés est présenté dans la partie C.

On retiendra que le rendement masse en carburant (masse de carburant produite rapportée à la masse de biomasse sèche en entrée) varie, en fonction des solutions retenues, entre ~15% (procédé entièrement autothermique) et ~55% (apports externes importants).

Annexe 5

Estimations relatives au stockage de CO₂ dans une construction bois

Le tableau ci-dessous donne le volume de bois, en dm³, par mètre carré de SHON pour les bâtiments bois classés en 3 classes (une classe correspond à un taux minimum d'utilisation de bois dans la construction).

Réf	Catégorie	Classe 1	Classe 2	Classe 3
1	Logements individuels	60	75	120
2	Logements collectifs	35	45	70
3	Bureaux	20	25	40
4	Commerces	35	45	70
5	Garages, parkings, transports	10	15	20
6	Bâtiments à caractère hôtelier	35	45	70
7	Bâtiments résidentiels pour collectivités	25	30	50
8	Bâtiments pour enseignement et recherche	30	40	60
9	Bâtiments sanitaires et sociaux	25	30	50
10	Bâtiments sportifs, de loisirs, culturels et religieux	25	30	50
11	Bâtiments agricoles	15	20	30
12	Bâtiments industriels et de stockage	15	20	30

Référence :
http://www.cndb.org/pdf/Questions_frequentes/Evaluer_le_cubage_de_bois.pdf

D'après ce tableau, un logement individuel de 170 m² de classe 2 incorpore donc au minimum environ 13800 dm³, soit environ 14 m³ de bois. La même surface en classe 3 incorporerait au minimum 20,5 m³ de bois.

On trouve, par ailleurs, des données situant le volume de bois nécessaire pour la construction d'une maison entre 20 et 30 m³

Si l'on suppose un volume de bois compris entre 15 et 30 m³ par maison, cela représente entre 10 et 20 tonnes de bois soit l'équivalent de 23 à 36 tonnes de CO₂ stocké (i.e. non libéré par la combustion ou la décomposition court terme de ce bois) ou encore de 5 à 10 tonnes de carbone stockés.

A cela s'ajoute le fait qu'une construction en bois consomme moins de ciment et de métaux (acier, aluminium). On peut estimer qu'une maison en béton libérerait de 30 à 50 tonnes de CO₂ pour la fabrication du ciment.

En considérant qu'une maison en bois comprend généralement des fondations et éventuellement un sous-sol en béton, on peut considérer que seule la moitié des 30 à 50 tonnes de CO₂ est épargnée

dans la construction des étages supérieurs.

On arrive donc à la conclusion **qu'une maison en bois représenterait entre 30 et 60 tonnes de CO₂ stockés ou non émis.**

ANNEXE 6

Bilan technique des développements relatifs à la gazéification de la biomasse en réacteur à flux entraîné.

Rappel des enjeux

La gazéification de ressources carbonées permet l'obtention de gaz riches en CO et H₂ qui peuvent être utilisés pour la synthèse de nombreux produits parmi lesquels les carburants (en particulier via la synthèse dite de Fischer-Tropsch). Nous avons montré que l'utilisation d'une énergie d'appoint (non génératrice de gaz à effet de serre) permet d'augmenter fortement le rendement masse de production de carburants de synthèse à partir de biomasse (jusqu'à 0,5 tonne de carburant type diesel à partir d'une tonne de bois sec). Cette « filière », basée sur l'utilisation d'une biomasse renouvelable ainsi que de déchets, n'impliquant pas ou peu de relâchement de gaz à effet de serre, permettrait donc d'envisager une contribution enfin significative des biocarburants aux besoins pour les transports en France et de répondre à l'enjeu d'indépendance énergétique.

Ce carburant fabriqué à partir de déchets de bois ou déchets agricoles, ne pourra pas, dans les conditions économiques actuelles, concurrencer les carburants issus du pétrole ou de la conversion du charbon (CTL) et du gaz naturel (GTL). Par contre, l'utilisation de déchets à coûts négatifs (boues d'épuration, ...) pourrait présenter, avec les mêmes technologies de transformation, des débouchés économiques plus intéressants (certains déchets sont déjà traités avec ce type de technologie au Japon par exemple), mais au prix de difficultés technologiques plus importantes.

La technologie de gazéification en vue de produire des carburants liquides de synthèse

La technologie de gazéification en réacteur à flux entraîné présente de nombreux avantages (obtention d'un gaz riche en CO et H₂, suppression des goudrons, fonctionnement à haute pression, séparation et récupération des cendres fondues) avec la possibilité d'extension au traitement des déchets ménagers et des boues d'épuration séchées en éliminant le risque lié à la formation de polluants (comme les dioxines).

Cette technologie existe déjà pour la gazéification du charbon (principalement en vue de cogénération mais aussi pour le carburant CTL) et pour le gaz naturel (fabrication de carburant GTL).

Sur le plan économique, une limitation de l'investissement nécessite un fonctionnement en pression (de 20 à 80 bars) qui permet une réduction de taille des installations.

Points durs pour la biomasse :

L'application à la ressource biomasse pose principalement des problèmes technologiques liés aux points suivants : préparation, injection sous pression, agencement du brûleur, comportement des inorganiques (cendres principalement).

La résolution de chacun de ces problèmes doit se soucier du bilan énergétique du procédé pour la biomasse, du fait d'une faible densité énergétique, par unité de volume : le quart de celle du charbon.

Bilan des avancées

Préparation de la biomasse

Le point clef est lié à la réduction en taille de la ressource qui est nécessaire pour obtenir une cinétique réactionnelle suffisamment rapide dans un réacteur à flux entraîné. Or, la réduction en taille est énergivore. Les pertes énergétiques liées aux différents types de préparation peuvent être importantes : elles sont de l'ordre de 15 % à 30% du PCI pour les procédés en développement comme la torréfaction suivie de broyage (procédé BioTFuel) ou la liquéfaction (procédé allemand BIOLIQ fonctionnant actuellement avec de la paille à ~1 t/h à KIT/FzK (Karlsruhe)).

Des résultats récents (2014-2015) de gazéification de particules de bois montrent que la gazéification de bois brut en réacteur à flux entraîné s'effectue correctement avec des particules de l'ordre de 1 mm de dimension caractéristique (contre environ 70 μ m pour le charbon).

Ce résultat implique qu'une préparation plus sommaire, basée sur un broyage simple, pourrait être suffisante. L'énergie nécessaire pour le broyage pourra alors rester faible, bien inférieure à 250 kWhé/tonne (i.e. ~5 % PCI en énergie électrique ou ~15% PCI en énergie primaire).

Pressurisation et Injection

Pour les procédés utilisant la biomasse broyée (biomasse torréfiée ou non), la difficulté réside dans le développement d'un dispositif de pressurisation et d'injection sous pression de particules solides et à débit contrôlé. La consommation de gaz neutre (dans la mesure où ce gaz passe ensuite dans le réacteur de gazéification et entraîne, de ce fait, une dépense énergétique) doit rester faible. La limite maximale de débit massique de gaz neutre a été fixée à environ 30% à 50% du débit massique de biomasse sèche.

Pour le procédé allemand BIOLIQ, l'injection est plus simple dans la mesure où il s'agit d'injecter un Slurry (Liquide + Char broyé très finement)

Pressurisation

Pour l'introduction du solide dans l'enceinte haute pression, il existe déjà un dispositif de pressurisation développé par TKE (Danemark) qui fonctionne jusqu'à quelques tonnes/heure avec une consommation de gaz très faible. Le CEA a développé un dispositif propre avec, également, une très faible consommation de gaz. Ce dispositif a été testé à 25 bars et faible débit (50 kg/h).

Il existe aussi une solution industrielle de repli : le lock-hopper (système de verrouillage et d'ouverture de trémies), qui implique une consommation de gaz plus importante.

Injection dans le réacteur et contrôle du débit

Pour la poudre solide, une solution d'injection pneumatique utilisant un gaz neutre de transport permettant d'atteindre des vitesses d'injection dans le réacteur de 3 à 10 m/s est envisageable avec une consommation de gaz limitée. La solution a été testée avec succès à petite échelle (50 kg/h).

Brûleur

Il existe des technologies de brûleur pour poudre

Dans le cas d'un slurry (procédé BIOLIQ), le jet de liquide + solide est atomisé à l'entrée du réacteur.

Comportement des inorganiques

Ce domaine comprend essentiellement deux parties : récupération des cendres en paroi et volatilisation et pollution du gaz.

Récupération des cendres en paroi

Pour les réacteurs de dimension industrielle il est intéressant de travailler avec une paroi refroidie (technologie creuset froid). Celle-ci est protégée par un dépôt de cendres solides. Il existe un lien entre la température de gazéification et les propriétés à fusion des cendres qui a été quantifié, aussi bien pour le fonctionnement en régime établi que pour les régimes transitoires (démarrage, arrêt...).

Les cendres liquides coulent vers la sortie du réacteur où elles sont trempées (eau) et extraites. Le design de cette zone de trempe requiert une sérieuse expérience technologique, déjà acquise par certains industriels du domaine.

Volatilisation des espèces inorganiques

A haute température ($\sim 1400^{\circ}\text{C}$) plusieurs espèces inorganiques sont volatiles (NaCl , KCl , HCl , H_2S , etc. Beaucoup peuvent être piégées dans l'eau de trempe mais certaines peuvent polluer le gaz de synthèse après la trempe et engendrer des problèmes en aval (corrosion dans les échangeurs, désactivation de catalyseurs). Des études sont encore nécessaires pour identifier les espèces gazeuses et comprendre leur condensation sous forme d'aérosols afin d'augmenter l'efficacité des dispositifs de piégeage.

D'autres technologies que la trempe à l'eau sont à l'étude, car la trempe à l'eau entraîne la perte de l'énergie thermique stockée dans le gaz en sortie du réacteur, mais leur mise en œuvre n'est, aujourd'hui, pas industrielle.

Bilan et orientations

Des progrès ont été réalisés sur des points cruciaux pour le procédé qui permettent de renforcer la crédibilité d'une technologie basée sur un broyage simple de la bio-ressource, suivie d'une gazéification en réacteur à flux entraîné.

Différents solutions technologiques sont en cours de développement. Pour l'étape suivante, la résolution de problèmes d'extrapolation en taille et de couplage des différents éléments du gazéifieur (pour les régimes établis et transitoires) nécessite un fonctionnement en réacteur à échelle suffisante (à minima 1 t/h).