



# Étude prospective sur la seconde génération de biocarburants

---

Alba DEPARTE

---



# ÉTUDE PROSPECTIVE SUR LA SECONDE GÉNÉRATION DE BIOCARBURANTS

*Analyse de l'efficacité économique de trois filières de production de substituts au gazole dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique*

**Alba DEPARTE\***

Ce document de travail n'engage que ses auteurs. L'objet de sa diffusion est de stimuler le débat et d'appeler commentaires et critiques.

\***Alba DEPARTE** a réalisé son stage de fin d'études (AgroParisTech) au bureau « environnement-agriculture » à la Direction Générale du Trésor du Ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi (France)  
[alba.departe@gmail.com](mailto:alba.departe@gmail.com)

# TABLE DES MATIERES

Table des matières .....	2
Résumé .....	3
Abstract.....	3
Synthèse.....	4
Introduction.....	6
1. Éléments de contexte .....	7
1.1. Description des filières de première génération .....	7
1.2. La politique de soutien française .....	8
1.2.1. Les objectifs du développement des biocarburants .....	8
1.2.2. Les outils de soutien à la filière .....	8
1.3. Analyse critique de cette politique .....	9
1.3.1. Bilan économique : une politique très coûteuse.....	9
1.3.2. Un bilan environnemental controversé.....	10
1.3.3. Participation à la sécurité énergétique .....	12
1.3.4. Biocarburants et marchés de productions alimentaires .....	12
1.3.5. Synthèse.....	12
2. Description des filières de seconde génération.....	12
2.1. Les procédés de production.....	12
2.1.1. La production de bioéthanol par voie biochimique.....	12
2.1.2. La production de gazole de synthèse par voie thermochimique.....	14
2.2. La biomasse envisagée et les gisements disponibles .....	17
2.2.1. Gisements de biomasse mobilisables.....	18
2.2.2. Adéquation biomasse et procédés.....	21
3. Évaluation économique .....	22
3.1. Estimation des coûts de production du gazole de synthèse.....	22
3.1.1. Source des données .....	22
3.1.2. Hypothèses sur le prix des matières premières .....	23
3.1.3. Coûts opérationnels.....	25
3.1.4. Allocation des coûts entre les produits finaux .....	25
3.1.5. Décomposition des coûts de production .....	26
4. Calcul du coût d'abattement de la tonne de CO <sub>2</sub> des différents procédés envisagés .....	29
4.1. Estimation des réductions d'émissions .....	29
4.1.1. Présentation des études sources .....	29
4.1.2. Adaptation des données pour le procédé H2 – GAZ .....	30
4.2. Résultats .....	30
4.2.1. Emissions évitées.....	30
4.2.2. Coûts à la tonne de CO <sub>2</sub> .....	31
4.3. Analyses de sensibilité.....	32
5. Discussions et perspectives .....	35
5.1. Limites de l'étude .....	35
5.2. Conclusions sur la légitimité d'un soutien public.....	36
Conclusion.....	37
Lexique .....	39
Bibliographie.....	41
Annexe 1 : Evaluation des gisements de résidus agricoles et forestiers .....	43
Annexe 2 : Analyses de Cycles de vie - présentation des études sources.....	48
Annexe 3 : Analyses de sensibilité.....	50

## Résumé

Dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique, les États membres de l'Union Européenne ont adopté en avril 2009 une directive sur la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables (2009/28/CE). Parmi les mesures énoncées, la directive fixe un objectif d'incorporation d'une part de 10 % d'énergies renouvelables dans la consommation totale de carburants automobiles pour 2020. Actuellement, les principaux substituts aux carburants fossiles sont les biocarburants. Alors que la première génération, produite à partir de cultures alimentaires, a été vivement critiquée ces dernières années, les espoirs se sont reportés sur les biocarburants de seconde génération (biodiesel et bioéthanol principalement) produits à partir de tout type de matière végétale (plantes entières, ligneuses ou herbacées, résidus agricoles et sylvicoles...). L'émergence de ces filières n'étant pas attendue avant 2015 – 2020, il existe encore peu d'études donnant des estimations des coûts de production futurs et des impacts environnementaux des procédés envisagés.

Ce document vise à évaluer l'efficacité économique potentielle de trois technologies de production de biodiesel de seconde génération dans le cadre de la lutte contre l'effet de serre. D'une part, la comparaison des coûts de production estimés avec ceux du gazole fossile et ceux des biocarburants de première génération permet de juger de leur compétitivité. D'autre part, la mise en regard des surcoûts de production des trois procédés (par rapport à leur équivalent fossile) avec les bénéfices climatiques attendus (données bibliographiques) permet de calculer le coût de la tonne de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) évitée par ces technologies.

L'étude montre que les bilans environnementaux annoncés pour les procédés de seconde génération sont nettement meilleurs que ceux de la première, que ce soit au niveau de l'impact sur l'effet de serre ou au niveau des autres impacts environnementaux. Cependant les coûts de production des procédés de seconde génération, calculés pour différents scénarios de prix des matières premières, sont nettement supérieurs à ceux des procédés de première génération. Il en résulte des coûts à la tonne de CO<sub>2</sub> évitée très élevés. Aussi, à l'horizon 2020, les technologies de seconde génération ne pourraient émerger sans soutien public, qui serait par ailleurs coûteux. Toutefois, il existe une incertitude forte sur de nombreux paramètres et les gains potentiels de réduction des coûts liés au progrès technique, qui peuvent être importants, n'ont pas été évalués dans le cadre de cette étude. Dans l'objectif du développement d'une part de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports d'ici 2020, le soutien à la recherche est donc fondamental, afin de favoriser l'optimisation des différentes filières alternatives.

## Abstract

In order to fight against global warming, Member States of the European Union adopted in April 2009 a directive promoting the use of energy from renewable sources (2009/28/EC). Among the measures, the directive targets on a minimum use of 10 % of renewable energies in the total fuel consumption of the transport sector by 2020. Today, biofuels are the main substitute to fossil fuels. While the first generation biofuels, produced from food crops, has been highly criticized during the past years, hopes have been transferred on second generation biofuels (mainly biodiesel and bioethanol) which are produced from all kinds of biomass and in particular, non food crops (woody and herbaceous plants, agricultural and silvicultural wastes...). As these new technologies are not expected to be mature before 2015 – 2020, there are still few studies giving estimates of future production costs and environmental impacts of the considered processes.

This study aims at evaluating the potential economic efficiency of three second-generation biodiesel production technologies in order to reduce greenhouse gas emissions. On the one hand, comparing biofuel production costs with fossil diesel and first generation biodiesel production costs allows us to assess their competitiveness. On the other hand, matching the additional production costs of the three processes (in regard to the fossil diesel cost) with the expected greenhouse gas reductions (bibliographical data) allows us to calculate the CO<sub>2</sub> abatement costs of these technologies.

The results of this study show that the expected environmental balances for second-generation processes are definitely better than the first-generation ones, either for the greenhouse effect, or for the other environmental impacts. Second generation biodiesel production costs - calculated for various scenarios of raw material prices - are on the other hand higher than first generation biodiesel production costs. As a result, CO<sub>2</sub> abatement costs are higher too. Thus, these second-generation biodiesel technologies cannot be developed by 2020 without public support. However, there are still high uncertainties concerning various parameters and potential production cost reductions due to technical progress have not been assessed in this study. In order to comply with the target of a 10 % part of renewable energies in the transport sector by 2020, supporting research is essential, in order to promote the optimization of the different alternative technologies.

## Synthèse

Dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique, les États membres de l'Union Européenne ont adopté en avril 2009 une directive sur la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables (2009/28/CE). Parmi les mesures énoncées, la directive fixe un objectif d'incorporation d'une part de 10 % d'énergies renouvelables dans la consommation totale de carburants automobiles pour 2020. Actuellement, les principaux substituts aux carburants fossiles sont les biocarburants. Alors que la première génération, produite à partir de cultures alimentaires, a été vivement critiquée ces dernières années, les espoirs se sont reportés sur les biocarburants de seconde génération (biodiesel et bioéthanol principalement) produits à partir de tout type de matière végétale (plantes entières, ligneuses ou herbacées, résidus agricoles et sylvicoles...). L'émergence de ces filières n'étant pas attendue avant 2015 – 2020, il existe encore peu d'études donnant des estimations des coûts de production futurs et des impacts environnementaux des procédés envisagés.

Ce document évalue l'efficacité économique potentielle de trois technologies de production de biodiesel de seconde génération dans le cadre de la lutte contre l'effet de serre. D'une part, la comparaison des coûts de production estimés avec ceux du gazole fossile et ceux des biocarburants de première génération permet de juger de leur compétitivité. D'autre part, la mise en regard des surcoûts de production des trois procédés (par rapport à leur équivalent fossile) avec les bénéfices climatiques attendus (données bibliographiques) permet de calculer le coût de la tonne de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) évitée par ces technologies. Face aux incertitudes sur les prix des matières premières (énergie, productions agricoles), plusieurs scénarios sont envisagés. Les coûts d'abattement d'une tonne de CO<sub>2</sub> obtenus pour chacune des filières permettent alors de juger de l'intérêt de ces technologies dans l'atteinte des objectifs européens fixés.

Les principaux résultats de l'étude sont les suivants :

- (1) les bilans environnementaux annoncés pour les procédés de seconde génération sont nettement meilleurs que ceux de la première (exception faite du bioéthanol de canne à sucre brésilien), que ce soit au niveau de l'impact sur l'effet de serre, ou au niveau des autres impacts environnementaux.**

En outre, les biocarburants de seconde génération produits à partir de ressources résiduelles, ou des cultures énergétiques réalisées sur des terres marginales n'entreront pas en compétition avec les productions alimentaires, contrairement aux biocarburants de première génération.

Les bilans environnementaux, évalués grâce à la méthode des Analyses de Cycle de Vie, proviennent de deux études européennes (RENEW, 2006 et JRC, 2007). La différence entre les résultats obtenus pour des filières similaires évaluées par les deux études atteste des grandes incertitudes portant sur les mesures des émissions : absence de méthodologie de calcul consensuelle, incertitudes techniques concernant les procédés de seconde génération.

- (2) Les coûts de production des procédés de seconde génération, calculés pour différents scénarios de prix des matières premières, sont nettement supérieurs à ceux des procédés de première génération. Aussi, à l'horizon 2020, les technologies de seconde génération ne pourraient émerger sans un soutien public qui serait très coûteux. Il en résulte des coûts à la tonne de CO<sub>2</sub> évitée élevés (cf. tableau de synthèse).**

**Tableau de synthèse des résultats : Estimations des coûts d'abattement des différentes technologies (bornes inférieures et supérieures obtenues par l'analyse de sensibilité fournies entre parenthèses)**

Procédés	H <sub>2</sub> – BIOM	H <sub>2</sub> – ELEC	H <sub>2</sub> – GAZ
Source d'énergie pour la synthèse de H <sub>2</sub>	Biomasse	Electricité décarbonée	Méthane
Coût de production (€/GJ de gazole de synthèse)	26,03	26,97	23,38
Coût d'abattement de la tonne de CO <sub>2</sub> (€/tCO <sub>2</sub> éq)	239 (137-435)* 168 (97-307) <sup>#</sup>	212 (122-380)*	279 (169-537)*

\* : Estimations à partir des données de l'étude RENEW (2006).

<sup>#</sup> : Estimations à partir des données de l'étude JRC (2007).

A titre de comparaison, l'étude JRC (2007) fournit des évaluations du coût de réduction des émissions de différentes filières, de première et seconde générations. Le coût d'abattement de la filière de production de biodiesel de colza (EHMV) est estimé entre 140 et 150€/tCO<sub>2</sub>éq et celle du biodiesel de tournesol

(EMHV) entre 100 et 110€/tCO<sub>2</sub>éq (première génération) Le coût de la tonne de CO<sub>2</sub>éq évitée du procédé de production de biodiesel de seconde génération est supérieur et s'élève à 188€. Les résultats obtenus dans le cadre de ce mémoire se basant sur des bilans environnementaux beaucoup moins favorables (RENEW, 2006) et les coûts de production calculés étant plus élevés, on ne peut pas les comparer directement aux estimations de l'étude JRC (2007). On se limite donc à une comparaison des estimations données pour les différentes filières par l'étude JRC.

- (3) Il existe une incertitude forte sur de nombreux paramètres (réductions d'émissions, données techniques...) et les gains potentiels de réduction des coûts liés au progrès technique, qui peuvent être importants et n'ont pas été évalués dans le cadre de cette étude.
- (4) Les procédés étudiés nécessiteraient un effort important de R&D pour devenir économiquement efficaces. Néanmoins, aucune des technologies de production de substituts renouvelables aux carburants fossiles (voitures électriques à hydrogène d'origine renouvelable, biocarburants de première et seconde générations) ne se démarque de façon notable à l'heure actuelle. Face à l'objectif du développement d'une part de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports d'ici 2020, le soutien à la recherche est donc fondamental, afin de favoriser l'émergence de substituts à des coûts raisonnables.

Une comparaison des technologies de production des biocarburants des deux générations et des technologies alternatives (véhicules électriques à hydrogène d'origine renouvelable) est donc nécessaire afin de déterminer celles qui seront disponibles au moindre coût d'ici 2020, et qui permettront d'atteindre cet objectif.

Concernant la comparaison des deux générations de biocarburants, bien que les coûts estimés pour la seconde génération soient plus importants que ceux de la première génération, il apparaît difficile de conclure à une supériorité des technologies de première génération. En effet, ces surcoûts paraissent minimes, au vu des incertitudes et de la sensibilité de l'évaluation à toute variation des hypothèses. Par ailleurs, cette analyse ne tient pas compte des autres impacts environnementaux, notamment sur la ressource en eau, les sols et la biodiversité, qui seraient *a priori* nettement moindres pour les cultures énergétiques de seconde génération.

**Dans ce contexte de fortes incertitudes sur les estimations des coûts d'abattement, et en l'absence de démarcation d'une des technologies de réduction des émissions de GES envisagées pour le domaine des transports, il paraît important de soutenir fortement la R&D dans ce domaine. Une fois les technologies matures, la mise en place d'une taxe carbone est également une forme de soutien intéressante puisqu'elle permet une « auto-sélection » des technologies de réduction les plus efficaces par le marché.** L'efficacité de la taxe nécessite cependant que son montant évolue vers un niveau suffisamment élevé pour rendre ces différentes technologies compétitives et que le relèvement de son montant soit visible à moyen et long termes, afin de sécuriser les investissements dans ces filières.

# Introduction

La signature du protocole de Kyoto en 1997 par 172 pays a amorcé les négociations internationales sur le climat, dont l'objectif principal est de limiter le réchauffement climatique. Alors que l'échéance de la première période d'engagement (2008 – 2012) du protocole approche, les négociations sur la définition de nouveaux objectifs post 2012 sont en cours. Afin de préparer la conférence de Copenhague de décembre 2009, l'Union Européenne a souhaité montrer son implication en développant une politique commune ambitieuse de lutte contre le réchauffement climatique. En 2007, la Commission Européenne s'est fixé des objectifs forts pour 2020 : réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur industriel (par rapport à l'année 1990), atteindre une proportion de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique de l'Union Européenne et une part de 10 % de biocarburants dans la consommation totale de carburants fossiles par le secteur des transports.

Afin d'atteindre ces objectifs, les États membres ont adopté en décembre 2008 le paquet « énergie-climat » comprenant en particulier une directive sur la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables (2009/28/CE). Elle définit des mesures opérationnelles visant à atteindre l'objectif de développement de 20 % d'énergies renouvelables pour 2020<sup>1</sup>. Le secteur des transports est soumis à un objectif spécifique de développement d'une part de 10 % d'énergies renouvelables dans la consommation totale de carburants automobiles<sup>2</sup>.

Actuellement, les principaux substituts aux carburants fossiles sont les biocarburants. Alors que la première génération a été vivement critiquée ces dernières années, les espoirs se reportent sur la seconde génération, dont l'émergence est attendue pour 2015 – 2020. Bien que la directive (2009/28/CE) ne définisse pas d'objectifs différenciés pour les deux générations de biocarburants, les attentes concernant la seconde génération sont clairement exprimées. L'article 21 précise que « *la contribution apportée par les biocarburants produits à partir de déchets, de résidus, de matières cellulosiques d'origine non alimentaire et de matières ligno-cellulosiques [biocarburants de seconde génération] est considérée comme équivalant à deux fois celle des autres biocarburants* ».

Cependant, les technologies de production des biocarburants de seconde génération ne sont pas encore matures et sont l'objet de nombreuses interrogations :

- Quels bénéfices environnementaux peut-on attendre de la seconde génération ? Et en particulier, quel impact sur l'effet de serre ?
- Quels sont les coûts de production des filières envisagées à l'heure actuelle ? Sont-elles compétitives par rapport à leur équivalent fossile ? Si ce n'est pas le cas, quels sont les surcoûts ?
- Quels sont les gisements de biomasse disponibles pour la production des biocarburants de 2<sup>nde</sup> génération ? Y-a-t-il des compétitions possibles avec d'autres usages ?

Ce mémoire a pour objet de donner quelques éléments de réponse à ces questionnements. Après avoir rappelé le contexte du développement des biocarburants de première génération, les différentes filières de seconde génération seront décrites, ainsi que les catégories de biomasse mobilisables pour leur production. Ce sera notamment l'occasion de se pencher sur les gisements disponibles et sur les compétitions potentielles avec d'autres filières d'exploitation de la biomasse. L'estimation des surcoûts de production des biocarburants de seconde génération face à leurs équivalents fossiles permettra d'évaluer leur compétitivité. La mise en regard de ces surcoûts avec les réductions d'émissions de gaz à effet de serre attendues permettra de calculer le coût d'abattement d'une tonne de dioxyde de carbone par ces technologies, et ainsi de juger de l'intérêt d'un éventuel soutien public.

---

<sup>1</sup> L'objectif de développement d'une proportion de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'Union Européenne est un objectif global. Les objectifs des États membres sont différenciés, et dépendent de leur niveau actuel de développement des énergies renouvelables et de leur PIB. L'objectif français s'élève à 23 %.

<sup>2</sup> Alors qu'en mars 2007, le Conseil européen avait défini un objectif de 10 % d'incorporation de biocarburants dans les carburants automobiles d'ici 2020, face aux polémiques concernant l'impact d'un développement massif des biocarburants sur les marchés alimentaires et sur l'environnement, la Commission Européenne est revenue sur cet objectif dans le cadre du paquet « énergie-climat ». L'objectif de 10 % est ouvert à toutes les énergies renouvelables (véhicules électriques notamment).



# 1 Éléments de contexte

La Directive européenne du 23 avril 2009, sur la promotion des énergies renouvelables (2009/28/CE) définit un biocarburant (parfois appelé agrocarburant<sup>3</sup>) comme « *un combustible liquide ou gazeux utilisé pour le transport et produit à partir de la biomasse* ».

On distingue généralement trois générations de biocarburants, qui se différencient par la nature de la biomasse mobilisée pour leur production :

- La **première génération** de biocarburants est produite à partir des **organes de réserve de plantes vivrières** tels que les grains de maïs, de blé ou de colza, les racines de betterave...
- La **seconde génération** mobilise tout type de **matière végétale (biomasse ligno-cellulosique)**: les plantes entières, ligneuses ou herbacées, les résidus agricoles ou sylvicoles, les déchets verts...
- La **troisième génération** de biocarburants, encore appelés algocarburants, mobilise des lipides synthétisés par des **micro-algues** pour produire du biodiesel.

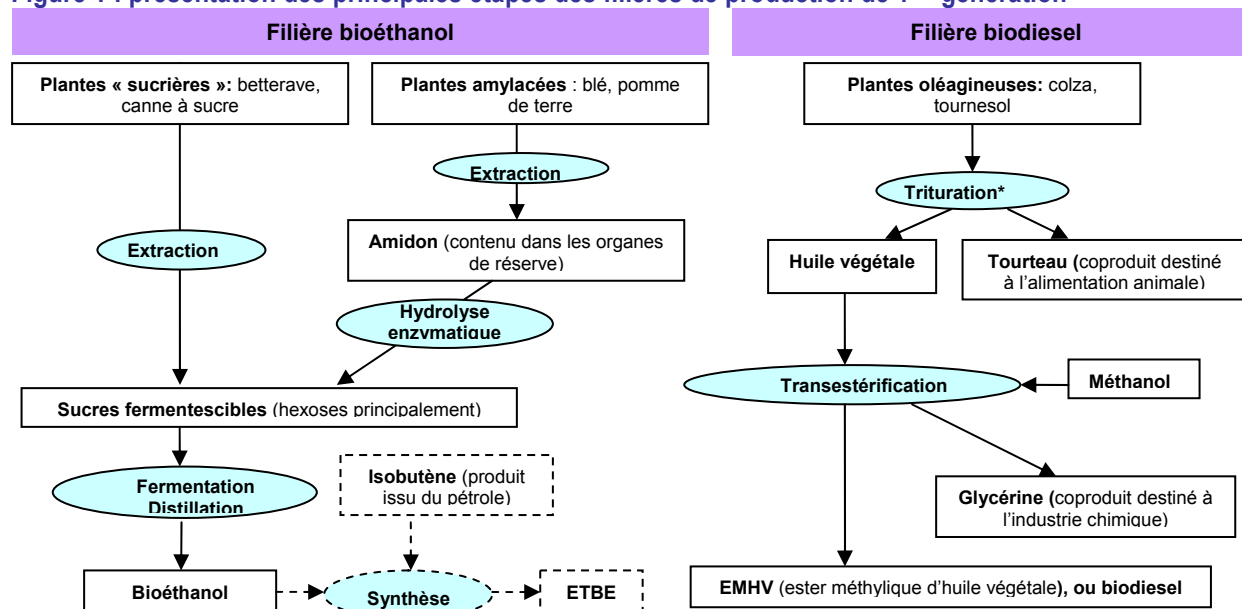
La distinction des trois générations de biocarburants se fait donc bien par rapport à la nature de la matière première utilisée, et coïncide également avec l'état d'avancement des filières. A l'heure actuelle, **seuls les biocarburants de première génération sont produits à l'échelle industrielle**. La seconde et la troisième génération sont encore l'objet de recherches et leur production industrielle n'est pas envisagée avant l'horizon 2015 – 2020<sup>4</sup>. Certains chercheurs affirment que la troisième génération pourrait émerger avant la seconde.

Les deux filières de première génération sont la production de bioéthanol et de biogazole, qui se substituent respectivement à l'essence et au gazole. L'émergence de ces filières n'a été permise que grâce à un soutien public important.

## 1.1 Description des filières de première génération

On distingue **deux grandes filières de production** de première génération : la filière **bioéthanol** et la filière **biodiesel**. Les principales étapes de production de chacune des voies sont décrites sur la figure 1.

Figure 1 : présentation des principales étapes des filières de production de 1<sup>ère</sup> génération



\* **Trituration** : broyage des graines suivie d'une séparation des parties liquide (huile) et solide (tourteau).

<sup>3</sup> Un amendement de l'article 18 du projet de loi Grenelle 1 portant sur les biocarburants a été envisagé en février dernier par les sénateurs. Il stipulait que le terme « biocarburant », qui laissait supposer à tort que les plantes permettant la production du carburant seraient issues de l'agriculture biologique, devait être remplacé par « agrocarburant ». Cependant, cet amendement a été rejeté lors de la deuxième lecture du projet de loi par l'Assemblée nationale puis le Sénat (juin-juillet 2009).

<sup>4</sup> Il existe néanmoins une usine-pilote complète, qui produit 15 000 tonnes de gazole de synthèse de seconde génération à Freiberg en Allemagne (stade préindustriel).

En France, le **bioéthanol** est principalement produit à partir de betterave et de blé, et plus marginalement à partir de maïs. Il est utilisé dans les véhicules essence soit à taux élevé (jusqu'à 85 % en volume) dans des moteurs spécialisés (véhicules flex-fuel), soit incorporé à taux faible dans l'essence (5 % en volume de façon banalisée ou 10 % en volume, E10) dans des moteurs classiques. Comme le bioéthanol présente des problèmes de volatilité et de *démixtion*<sup>5</sup> (en présence d'eau), il est souvent transformé en ETBE (éthyl tertio butyl éther), produit beaucoup plus stable. Ce dernier peut être incorporé à 15 % en volume dans l'essence.

Le **biodiesel**, ou **ester méthylique d'huile végétal (EMHV)**, est principalement produit à partir de colza. Il est utilisé dans les véhicules gazole et on l'incorpore généralement à hauteur de 7 % en volume dans les moteurs diesel classiques. Dans le cas spécifique des flottes captives<sup>6</sup>, il peut être incorporé jusqu'à un taux de 30 % en volume.

## 1.2 La politique de soutien française

### 1.2.1 Les objectifs du développement des biocarburants

Dès 1992, la France a montré sa volonté de soutenir le développement de filières de production nationale de biocarburants<sup>7</sup>, afin de répondre à différents objectifs :

- **objectif économique : une nouvelle source de revenus pour les agriculteurs**
  - C'est la réforme de la PAC de 1992 qui a lancé le développement des biocarburants en Europe. En effet, afin de limiter une production agricole en surplus, elle a décrété le gel obligatoire de 10 % des terres cultivées, sauf si ces dernières étaient utilisées pour la production de cultures destinées à des fins non alimentaires (biocarburants principalement).
  - L'objectif premier du développement des biocarburants était donc d'offrir un nouveau débouché aux agriculteurs et de créer des emplois, contribuant ainsi à la redynamisation des zones rurales.
- **objectif environnemental: lutter contre les changements climatiques en réduisant les émissions de gaz à effet de serre (GES)**
  - Lors de sa ratification du protocole de Kyoto en 1997, l'Union Européenne (UE-15) s'est engagée à réduire ses émissions des 6 principaux GES de 8 % durant la période 2008-2012 par rapport à l'année 1990 (objectif différencié parmi les pays de l'UE : stabilisation des émissions pour la France).
  - Le secteur du transport (routier principalement) ayant une part très importante dans les émissions totales de l'UE, la Commission Européenne a mis en place un cadre législatif de promotion des biocarburants. En effet, ces derniers sont produits à partir de plantes et la quantité de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) émise lors de leur combustion dans les moteurs correspond au CO<sub>2</sub> stocké par la plante lors de sa croissance. Le bilan en termes d'émissions est donc théoriquement neutre.
- **objectif géopolitique : diminuer la dépendance aux importations d'énergies fossiles**
  - Face à la raréfaction des ressources fossiles, l'Europe affiche sa volonté d'accroître son indépendance énergétique en développant des énergies renouvelables.

### 1.2.2 Les outils de soutien à la filière

Pour atteindre ces objectifs, le gouvernement a recours à deux outils économiques:

- **la défiscalisation : exonération partielle de la TIC** (taxe intérieure de consommation, qui s'applique sur les produits pétroliers) pour des quantités définies par l'État et attribuées sous forme d'agrément à certains industriels, par appel d'offre. Cette défiscalisation partielle ou totale des biocarburants est possible depuis 1992.

---

<sup>5</sup> Les mots en italique dans le texte sont définis dans le lexique.

<sup>6</sup> Certaines entreprises ou collectivités possèdent des flottes captives, c'est-à-dire un ensemble de véhicules s'approvisionnant à une cuve de carburant commune.

<sup>7</sup> En 1992, la France prend la première mesure en faveur du développement des biocarburants, en leur accordant une exonération partielle de la Taxe Intérieure sur les Produits Pétroliers (loi de finances pour 1992).

- Le montant d'exonération de la TIC a été fixé jusqu'en 2011 par la loi de finances pour 2009 (tableau 1). Son objectif étant de compenser les surcoûts, il diminue progressivement avec l'augmentation de la rentabilité des biocarburants.
  - Exemple : en 2008, les carburants fossiles sont soumis en France à une taxe de 42,84€/hl pour le gazole et 60,69€/hl pour l'essence sans plomb. Cette taxe s'élève à 20,44€/hl pour le biodiesel, et 33,69€/hl pour le bioéthanol, qui bénéficient donc respectivement d'une exonération de 22€/hl et 27€/hl.
- **une taxe générale sur les activités polluantes (TGAP)**, a été créée par la loi de finances pour 2005, afin d'inciter à l'incorporation de biocarburant :
- Un taux d'incorporation est défini chaque année et les distributeurs qui mettent les carburants fossiles sur le marché doivent être au niveau ou au delà du seuil d'incorporation. Si ce n'est pas le cas, ils sont redevables de la TGAP, proportionnellement à la quantité de biocarburant manquante pour atteindre le seuil fixé.
  - Ce taux, établi en fonction du contenu énergétique de chaque biocarburant, évolue de façon croissante, et suit l'évolution des objectifs d'incorporation français<sup>8</sup>.
  - Le montant de la TGAP étant très élevé, cette taxe s'apparente à un système d'incorporation obligatoire.

Les deux outils ont été mis en place pour agir de façon complémentaire. **La TGAP doit assurer un développement quantitatif de la filière**, permettant ainsi de satisfaire aux objectifs établis nationalement, et **la défiscalisation vise à compenser les producteurs des surcoûts de production**. A terme, les biocarburants devenant de plus en plus compétitifs, la défiscalisation est amenée à diminuer progressivement puis à s'annuler.

### 1.3 Analyse critique de cette politique

#### 1.3.1 Bilan économique : une politique très coûteuse

Le tableau 1 présente les montants de la défiscalisation accordés aux deux principaux biocarburants de première génération, le biogazole (EMHV) et le bioéthanol.

**Tableau 1 : évolution des montants de défiscalisation et coût total annuel du soutien public**

	1997	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>EMHV (€/hl)</b>	35,06	35	33	33	33	25	25	22	15	11	8
<b>Bioéthanol (€/hl)</b>	50,26	38	38	37	37	33	33	27	21	18	14
<b>Coût total (M€)</b>	-	180	165	-	192	210	-	939			

Sources : Rapport de l'Assemblée Nationale sur le projet de loi de finances pour 2009 (DGEMP, 2007)

La défiscalisation a donc été maintenue à un niveau élevé jusqu'à aujourd'hui. Cependant, un rapport effectué par une mission confiée au Conseil Général des Mines, à l'Inspection générale des Finances et au Conseil général du GREF<sup>9</sup> (2005) sur la politique de soutien aux biocarburants, montrait que depuis plusieurs années les montants de défiscalisation compensaient les producteurs au-delà des surcoûts de production. A l'origine, la taxe intérieure sur les produits pétroliers (TIPP)<sup>10</sup> avait pour objectif principal d'internaliser l'ensemble des externalités négatives causées par le transport routier, à savoir la pollution, le bruit, la congestion... L'impact sur l'effet de serre ne représente qu'une part des externalités,

<sup>8</sup> L'article 32 de la Loi de Finances (LF) 2005 a institué une TGAP relative aux carburants, qui s'applique à tous les carburants, dès lors qu'ils n'incorporent pas un certain volume de biocarburants. Le distributeur de carburants paie le montant suivant : **Assiette\*(Q<sub>objectif</sub>-Q<sub>incorporé</sub>)** où Q<sub>objectif</sub> est l'objectif d'incorporation fixé par l'État (qui augmente chaque année) et Q<sub>incorporé</sub> le volume de carburant effectivement incorporé. L'assiette est constituée du « précompte TVA », c'est à dire le prix des carburants auquel s'ajoutent les taxes applicables (TIPP, douanes) avant la TVA.

<sup>9</sup> En mai 2005, les ministères de l'Economie, des Finances et de l'Industrie et de l'Agriculture et de la Pêche ont confié l'élaboration d'un bilan de la politique de soutien aux biocarburants au Conseil Général des Mines, à l'Inspection Générale des Finances et au Conseil Général du GREF. Cette mission s'est concrétisée par la publication d'un rapport en septembre 2005 : « *L'optimisation du dispositif de soutien à la filière biocarburants* ». Les références à ce rapport seront citées de la façon suivante : (IGF, 2005).

<sup>10</sup> Le terme de TIPP (taxe intérieure sur les produits pétroliers) a été remplacé par TIC (taxe intérieure de consommation).

représentant des montants de défiscalisation inférieurs aux montants actuels, de l'ordre de l'ordre de 4,8€/hl pour un véhicule essence et 5,3€/hl pour un véhicule gazole<sup>11</sup> pour un prix du carbone de 32€/tCO<sub>2</sub>. Comme la quantité d'agrèments a été augmentée régulièrement afin de suivre l'évolution croissante des objectifs d'incorporation, le coût annuel total de la politique de défiscalisation s'est accru très fortement année après année, jusqu'à atteindre près d'un milliard d'euros en 2008<sup>12</sup>.

La création d'emplois agricoles était une des justifications du soutien financier au développement des filières de première génération. La conclusion de la mission précitée (IGF, 2005) en ce qui concerne l'impact de la politique de soutien sur les emplois agricoles est mitigée. D'une part, la création espérée d'environ 26 000 emplois agricoles serait une estimation très optimiste et s'apparenterait plus à un maintien qu'à une création d'emplois en zone rurale. D'autre part, le rapport insiste sur le fait qu'il n'y a maintien d'emplois agricoles que si les cultures destinées aux biocarburants sont réalisées sur des terres en gel. Le gel des terres ayant été supprimé à l'automne 2008, la création d'emplois paraît d'autant plus compromise.

Finalement, la politique de soutien à la 1<sup>ère</sup> génération s'avère coûteuse et les retombées en termes d'emplois sont incertaines. On peut de plus s'interroger sur l'utilité de maintenir en parallèle deux instruments économiques à l'articulation délicate.

### 1.3.2 Un bilan environnemental controversé

Malgré le coût de la politique de soutien aux biocarburants, un rapport récent de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE, 2008) affirme que la réduction des émissions nettes de GES engendrée dans le secteur des transports par l'utilisation de biocarburants représenterait moins de 1 % d'ici 2015<sup>13</sup>.

Les premières évaluations environnementales des filières de production de biocarburants de première génération annonçaient des réductions d'émissions situées entre 60 % et 80 % par rapport à leurs équivalents fossiles (ADEME – DIREM 2002) sur l'ensemble du cycle de vie (du puits à la roue). Ces estimations ont été revues à la baisse : des études plus récentes annoncent des réductions majoritairement situées entre 30 et 60 % (FAO, 2008), (OCDE, 2008), (JRC, 2007), (ADEME, 2010). Cependant, les résultats annoncés par les différentes études sont parfois très divergents et pour certaines filières, il y a de fortes incertitudes sur l'existence d'un réel gain environnemental. Seule la production d'éthanol de canne à sucre brésilien présente un bilan environnemental positif rarement contesté (environ 80 % d'émissions évitées (FAO, 2008); (OCDE, 2008)), sous réserve qu'elle n'engendre pas de changement d'affectation des terres (déforestation).

La grande hétérogénéité de résultats obtenus par les différentes études s'explique essentiellement par les divergences méthodologiques qui se manifestent particulièrement à trois niveaux :

- la méthode d'allocation des émissions entre les différents coproduits,
- la prise en compte des émissions de dioxyde de carbone dues au changement d'utilisation des terres,
- la comptabilisation des émissions de protoxyde d'azote lors de la phase de production des cultures destinées à la production de biocarburants.

Les différences méthodologiques observées pour l'allocation d'une part des émissions de gaz à effet de serre aux coproduits sont une source d'hétérogénéité des résultats. Notamment, le choix de la méthode de l'*allocation massique* (ADEME – DIREM, 2002) d'une part des émissions aux coproduits du biodiesel (tourteaux) et de l'éthanol (drèches et vinasses) leur est très favorable et a été vivement critiquée. En effet, les coproduits présentent souvent une masse relativement importante et une densité énergétique faible. En outre, cette méthode fait l'hypothèse d'une valorisation des coproduits, ce qui n'est pas encore systématiquement le cas. Une nouvelle étude pilotée par l'ADEME (ADEME, 2010) corrige ce défaut de l'étude de 2002. L'*allocation massique* a été abandonnée au profit de l'*allocation énergétique* ou de la méthode d'allocation dite « *de substitution* », selon les cas.

<sup>11</sup> Il est cependant nécessaire de préciser que les montants de la défiscalisation n'ont pas pour unique objectif de traduire l'impact positif des biocarburants sur l'effet de serre. Ils visent également à accélérer l'émergence des filières de production.

<sup>12</sup> Ce surcoût est cependant surévalué car l'utilisation de biocarburant dont le contenu énergétique est moindre par rapport à leurs substituts fossiles engendre une consommation en litres plus élevée, et donc un supplément de recettes de TIC.

<sup>13</sup> « Les politiques de soutien au Canada, aux États-Unis et au sein de l'UE réduiraient de 0,5 % à 0,8 % les émissions de gaz à effet de serre dues aux transports en 2015 » (OCDE, 2008).

La prise en compte des émissions provoquées par un changement d'utilisation des terres est une deuxième source de divergences parmi les études. La mise en place de cultures énergétiques destinées à la production de biocarburants peut avoir un impact très variable sur l'effet de serre, selon l'usage précédent des terrains. Si les cultures énergétiques viennent en remplacement d'un précédent cultural classique (cultures alimentaires), la conversion n'aura pas d'impact direct majeur. En revanche, si elles viennent se substituer à des précédents qui stockent des quantités importantes de carbone dans le sol et dans la partie aérienne des plantes (tourbières, forêts, prairies...), le changement d'affectation des terres provoquera une libération massive de carbone (décomposition micro-organique, combustion...), sous forme de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), pendant plusieurs années suivant la mise en place des cultures. D'après Searchinger et al (2008), les émissions liées à la conversion des terres seraient en moyenne de 350 tonnes de CO<sub>2</sub> par hectare converti<sup>14</sup>. Ils définissent alors ce qu'ils appellent le temps d'annulation de la « dette carbone », c'est-à-dire le nombre d'années nécessaire pour que les émissions évitées par la production de biocarburant compensent le déstockage initial. Ce dernier s'élèverait à 167 ans pour l'éthanol de maïs américain. Selon Fargione et al (2008), la conversion d'un hectare de forêt tropicale humide malaisienne ou indonésienne en plantation de palmiers à huile destinée à produire du biodiesel entraîne la libération de 600 tonnes de CO<sub>2</sub>. Il estime le temps d'annulation de la « dette carbone » à 86 ans.

La libération de CO<sub>2</sub> lors de la conversion de certains écosystèmes en cultures énergétiques correspond à ce qu'on nomme les émissions directes liées au changement d'affectation des terres. Il existe un deuxième phénomène à considérer, encore plus difficile à mesurer, à savoir l'impact sur l'effet de serre des changements indirects d'utilisation des terres. En effet, la conversion de cultures alimentaires classiques en cultures énergétiques n'entraîne pas la libération de quantités importantes de CO<sub>2</sub>. En revanche, la moindre production de cultures alimentaires peut entraîner la conversion d'une quantité équivalente de terres non agricoles en cultures alimentaires, dans une autre région du monde, afin de conserver la même production mondiale de denrées alimentaires (FAO, 2008). Ces changements indirects d'affectation des sols auront les mêmes conséquences en termes de libération de CO<sub>2</sub> que des conversions directes de terres non agricoles en cultures énergétiques. Actuellement, les études d'évaluation des impacts sur l'environnement de la production des biocarburants prennent rarement en compte les émissions liées à ces changements d'utilisation des terres, directs ou indirects.

La comptabilisation des émissions de protoxyde d'azote lors de la phase de production des cultures est la dernière des trois sources principales de divergences entre les études. Ces émissions sont liées à l'utilisation d'engrais azotés et ont lieu à trois niveaux : lors de la production des engrais, lors de leur utilisation, et enfin, lorsqu'ils sont lessivés sous forme de nitrates et se décomposent dans les eaux de lessivage. Les hypothèses des diverses études diffèrent sur la quantité d'engrais azoté nécessaire pour les cultures, sur la valeur des facteurs permettant de mesurer les émissions lors de l'utilisation, et sur la prise en compte des émissions liées à la décomposition des nitrates. Selon les hypothèses choisies, les résultats sont très variables. Or, le protoxyde d'azote est caractérisé par un pouvoir réchauffant 300 fois supérieur à celui du CO<sub>2</sub> : une faible variation dans la mesure des émissions de protoxyde d'azote entraîne donc des différences importantes en termes d'impact sur l'effet de serre.

En outre, certaines études ont montré que la restriction des évaluations environnementales au seul impact en termes d'émissions de GES n'était pas pertinent, les incidences annexes sur l'environnement pouvant annuler leur bilan positif sur l'effet de serre (Zah, 2007). Un rapport récent de l'organisation des Nations-Unies pour l'Alimentation et l'Agriculture (FAO, 2008) affirme que l'atteinte des objectifs de développement des biocarburants annoncés par les différents gouvernements conduira nécessairement à une intensification des cultures énergétiques qui affectera la biodiversité, les sols et la ressource en eau. Les données à ce sujet sont encore peu nombreuses mais d'après ce même rapport, les impacts principaux sont similaires à ceux d'une intensification de la production agricole, à savoir une pression accrue sur la ressource en eau, la dégradation de sa qualité, l'érosion et l'appauvrissement des sols ainsi que la perte de biodiversité liée au développement massif de monocultures.

Les impacts environnementaux des biocarburants peuvent être très variables et dépendent principalement des pratiques agricoles pendant la phase de culture de la biomasse. La définition de critères de durabilité pour la production des cultures énergétiques est d'ailleurs un des thèmes central de la dernière directive sur la promotion des énergies renouvelables (2009/28/CE).

---

<sup>14</sup> Les auteurs ont utilisé les proportions observées des différents écosystèmes (forêts, prairies...) convertis dans les années 1990 aux États-Unis pour obtenir cette valeur moyenne.



### 1.3.3 Participation à la sécurité énergétique

Réduire les importations d'énergies fossiles était l'un des objectifs principaux visés par le soutien au développement des biocarburants. Cependant, ces derniers ne peuvent contribuer que modestement à l'indépendance énergétique car une substitution importante nécessiterait une quantité de terres largement supérieure aux surfaces disponibles. C'est ce qu'affirme le rapport précité sur la politique de soutien aux biocarburants (IGF, 2005) qui conclut que la seconde génération permettra sûrement d'augmenter cette faible contribution.

### 1.3.4 Biocarburants et marchés de productions alimentaires

A l'origine, en se développant sur les terres gelées dans le cadre de la Politique Agricole Commune, les cultures énergétiques destinées à la production de biocarburants ne devaient pas entrer en concurrence avec les cultures alimentaires. Cependant, le développement soutenu des biocarburants mobilise des surfaces de plus en plus importantes et parallèlement, le gel des terres a été supprimé depuis l'automne 2008. Selon l'Agence européenne pour l'environnement (AEE, 2004), afin d'atteindre l'objectif d'incorporation de 5,75 % de biocarburants d'ici 2010, il faudrait que 4 à 13 % des terres agricoles européennes soient consacrées à la production des cultures énergétiques nécessaires, en supposant que l'ensemble de la biomasse est produite nationalement.

La substituabilité des cultures alimentaires et énergétiques implique une compétition directe entre les deux valorisations possibles. Plusieurs organisations internationales (FAO, 2008 ; OCDE, 2008) ont souligné les potentielles répercussions négatives du développement de la production des biocarburants sur le marché des productions alimentaires. « *Le développement et l'expansion du secteur des biocarburants contribueront à faire monter les prix des denrées alimentaires à moyen terme et à accroître l'insécurité alimentaire des catégories de population les plus défavorisées des pays en développement* » (OCDE, 2008). Ce sujet reste néanmoins controversé, comme le montre les résultats d'une étude réalisée par l'Office National Interprofessionnel des Grandes Cultures (ONIGC, 2007) qui conclut que l'objectif français pour 2010 d'une incorporation de 7 % de biocarburants pourrait être atteint sans entrer en compétition avec la demande alimentaire ni diminuer les exportations de céréales.

### 1.3.5 Synthèse

Finalement, la mise en regard des bénéfices environnementaux, économiques et géopolitiques attendus grâce au développement des biocarburants de première génération et le coût de la politique de soutien mise en place offre un bilan général mitigé. Depuis plusieurs années, alors que l'intérêt des biocarburants est de plus en plus controversé, les espoirs accompagnant le développement de la première génération ont été reportés sur la seconde génération. Les attentes concernant ces nouvelles filières sont importantes, comme en témoigne cet extrait du récent rapport de la FAO sur les biocarburants (FAO, 2008) : « *il semblerait préférable que les investissements en matière de biocarburants privilégient la recherche et le développement concernant les technologies de deuxième génération, qui semblent mieux à même de réduire les émissions de gaz à effet de serre et la pression exercée sur la base de ressources naturelles* ». Les principaux gains attendus de la seconde génération sont les suivants : de meilleurs bilans environnementaux, des rendements à l'hectare plus élevés et la mobilisation de ressources qui n'entrent pas en compétition avec les plantes vivrières, afin d'éviter une nouvelle crise alimentaire.

## 2 Description des filières de seconde génération

### 2.1 Les procédés de production

On distingue deux grandes voies de production des biocarburants de seconde génération :

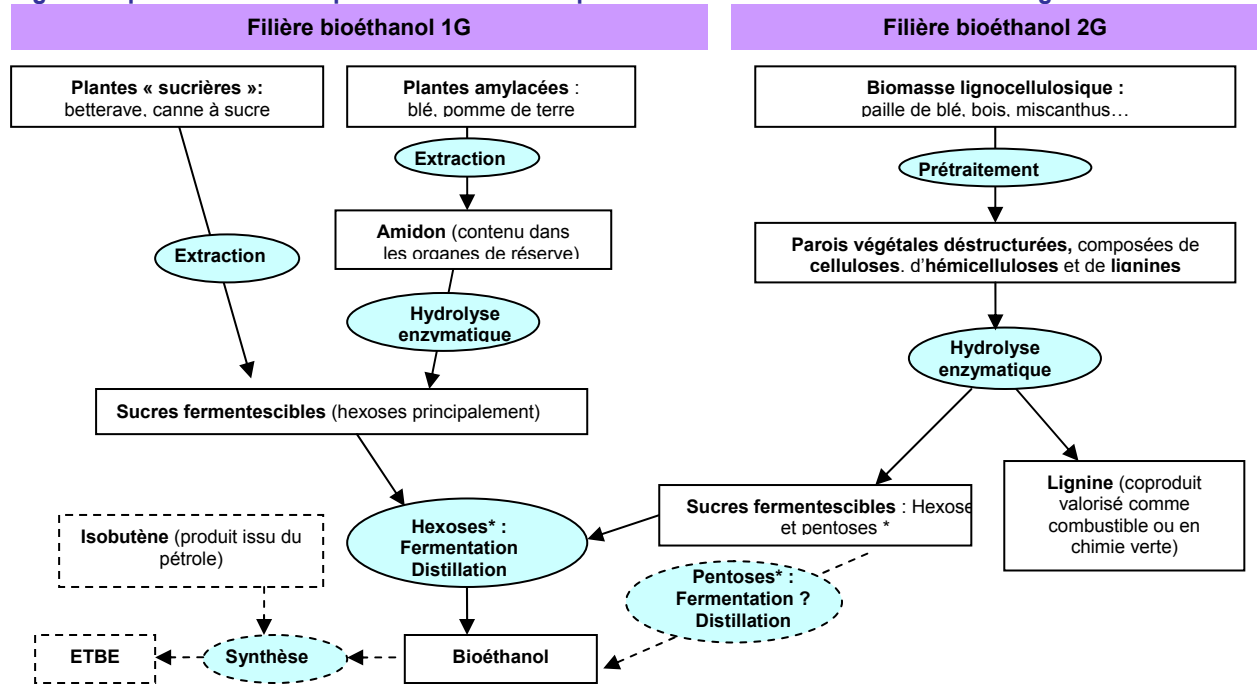
- la **voie biochimique**, qui permet d'obtenir du **bioéthanol**,
- la **voie thermochimique**, qui permet d'obtenir plusieurs types de carburants, selon l'étape de synthèse choisie: **gazole de synthèse, kérosène, DME, méthanol, éthanol...** Cette étude se concentrera sur la production de gazole de synthèse, qui est la voie privilégiée à l'heure actuelle.

#### 2.1.1 La production de bioéthanol par voie biochimique

##### ❖ Description

La figure 2 détaille les différentes étapes de production du bioéthanol de première et de seconde génération, soulignant les points communs et les différences.

Figure 2 : présentation comparée des filières de production de bioéthanol de 1<sup>ère</sup> et 2<sup>nde</sup> générations



\* Les **hexoses** sont des sucres composés de 6 carbones et dont la fermentation est bien maîtrisée. La fermentation des **pentoses** (sucres à 5 carbones) est actuellement l'objet de recherches.

Le procédé de 2<sup>nde</sup> génération comporte les mêmes étapes principales que celui de première génération: une hydrolyse enzymatique des matières premières, suivie d'une fermentation éthanolique des sucres libérés, puis d'une distillation permettant de récupérer le bioéthanol. Cependant, la nature de la biomasse mobilisée n'est pas la même, ce qui implique de nouvelles problématiques :

- L'éthanol de 2<sup>nde</sup> génération est produit majoritairement à partir de cellulose, un des trois constituants majeurs des parois végétales (plantes et bois), avec l'hémicellulose et la lignine. Ces trois polymères constituent un réseau solide et peu accessible à l'hydrolyse. Une **étape de prétraitement** (chimique ou physique) est donc nécessaire afin de rendre les molécules de cellulose et d'hémicellulose plus accessibles.
- L'**hydrolyse enzymatique** par des enzymes spécifiques permet de fragmenter les molécules de cellulose en hexoses, comme pour l'amidon. L'hydrolyse de l'hémicellulose, qui nécessite des enzymes différentes, est encore à l'étude car son rendement actuel est faible.
- La **fermentation** des hexoses par des levures est la même que pour la 1<sup>ère</sup> génération. En revanche, les pentoses issus de l'hydrolyse des hémicelluloses nécessitent des microorganismes fermentaires différents. Cette étape fait encore l'objet de recherches.
- L'étape de **distillation** est similaire à celle de la première génération, et permet de récupérer l'éthanol en chauffant le mélange. Cependant, le mélange étant plus dilué que pour la première génération, le chauffage doit être plus important, et l'étape de distillation est par conséquent plus énergivore.

Différentes valorisations possibles de la lignine sont envisagées, la plus couramment évoquée étant son utilisation comme combustible. Elle peut permettre de rendre l'ensemble de la transformation auto-thermique (chauffage lors des étapes de prétraitement et de distillation). L'excès de chaleur serait alors valorisé comme chaleur et/ou pour la production d'électricité. Une autre valorisation possible, à plus grande valeur ajoutée, serait de l'utiliser comme matière première pour la chimie verte (fabrication de colles, résines...), servant ainsi de substitut aux matières premières habituelles, d'origine fossile.

Actuellement, les recherches en France sont principalement menées par l'Institut National Agronomique (INRA) et l'Institut Français du Pétrole (IFP). Elles portent sur les points suivants :

- développer une biomasse dont la structure physico-chimique facilite la production d'éthanol (ex. une proportion de lignine plus faible, un taux de cellulose plus élevé...),

- rendre la cellulose plus accessible lors de l'étape de prétraitement en déstructurant la paroi végétale tout en limitant la formation de produits inhibiteurs de la fermentation éthanolique,
- améliorer l'efficacité des enzymes d'hydrolyse des hémicelluloses et diminuer leur coût de production,
- améliorer la fermentation des pentoses issus des hémicelluloses en développant des microorganismes (bactéries ou levures) capables de convertir les pentoses issus des hémicelluloses à des rendements plus élevés qu'actuellement et en diminuant leur sensibilité aux différents inhibiteurs (acide acétique, éthanol...),
- développer des valorisations de la lignine à plus haute valeur ajoutée (chimie du végétal...).

## 2.1.2 La production de gazole de synthèse par voie thermochimique

Contrairement à la filière éthanol, la voie de production du gazole de synthèse de seconde génération ne présente aucune similarité avec la filière biogazole de 1<sup>ère</sup> génération. Par ailleurs, le gazole obtenu par les procédés de seconde génération ne présente pas les mêmes propriétés. Son taux de cétones plus élevé, l'absence de soufre et la faible présence de composés aromatiques lui confèrent une qualité supérieure (meilleure combustion et moindres émissions de gaz à effet de serre) au biodiesel de 1<sup>ère</sup> génération et au diesel fossile.

La voie thermochimique est composée de deux étapes principales : la gazéification de la biomasse, suivie de la synthèse du carburant à partir du gaz obtenu. Selon le type de synthèse choisi, on peut obtenir différents carburants :

- gazeux : diméthyléther (DME), méthanol et éthanol,
- liquides : diesel et kérosène.

Les carburants gazeux ne peuvent être utilisés dans les moteurs classiques et demandent une adaptation de ces derniers. D'après le Commissariat à l'Énergie Atomique (Dupont, 2008), la voie la plus prometteuse à l'heure actuelle est celle de la production de gazole de synthèse par la voie BtL (*Biomass to Liquids*), qui peut s'utiliser directement dans les moteurs diesel. C'est cette voie que nous étudierons en détail dans cette section.

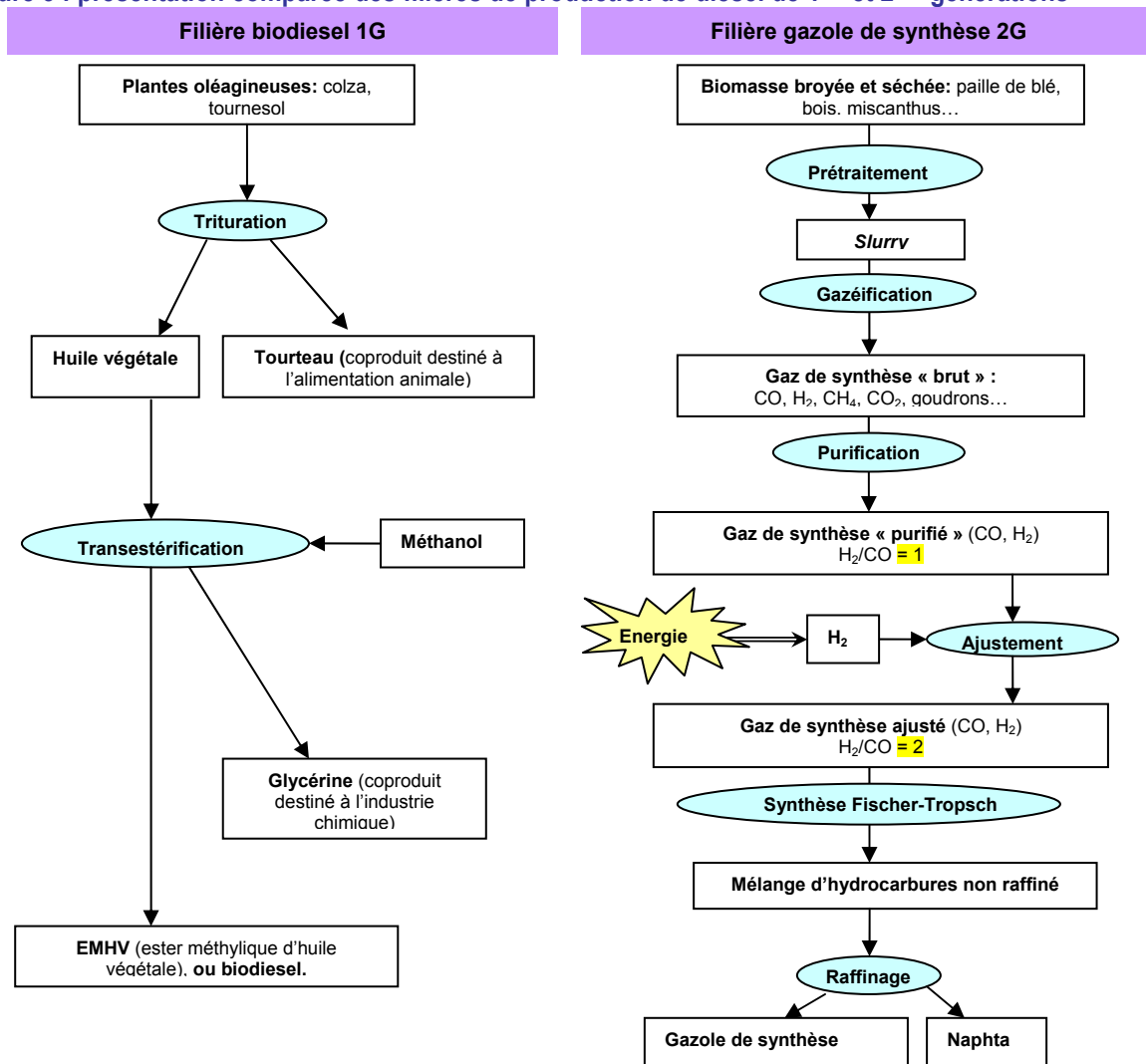
Les recherches sur la production de gazole de synthèse par la voie BtL sont majoritairement localisées en Europe. En effet, le parc automobile d'une grande partie des pays européens est dominé par des véhicules diesel (France, Espagne, Angleterre, Allemagne...). En France, les recherches sur la voie thermochimique sont dominées par 3 acteurs principaux : le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA), l'Institut Français du Pétrole (IFP) et le Centre de coopération internationale en recherche agronomique (CIRAD).

### ❖ Description des procédés de production

Différentes technologies sont actuellement à l'étude mais elles sont toutes caractérisées par des étapes communes. Les procédés de production de seconde génération ne présentent aucun point commun avec ceux de première génération (présentation comparée sur la figure 3).



Figure 3 : présentation comparée des filières de production de diesel de 1<sup>ère</sup> et 2<sup>nde</sup> générations



La biomasse, qui a été préalablement broyée et séchée, subit les étapes de transformation suivantes :

- **Étape de prétraitement** : conversion de la biomasse en un produit intermédiaire de plus forte densité énergétique (*slurry*), sous l'action de la chaleur.
- **Étape de gazéification** : transformation du *slurry* en un mélange de gaz, principalement composé de monoxyde de carbone (CO) et de dihydrogène (H<sub>2</sub>).
- **Étape de purification** : élimination des impuretés : autres gaz (CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O...), goudrons particules...
- **Étape d'ajustement** : ajout de dihydrogène afin d'optimiser le rendement de l'étape suivante. Le rapport H<sub>2</sub>/CO, qui est d'environ 1, doit être doublé.
- **Synthèse Fischer-Tropsch** : elle permet d'obtenir un mélange d'hydrocarbures, composé de 70 % (en masse) de mélange diesel-kérosène et de 30 % de bionaphta<sup>15</sup>. En fonction du catalyseur choisi, la synthèse peut être orientée vers un hydrocarbure spécifique (diesel ou kérosène).
- **Raffinage** : distillation fractionnée du mélange afin de séparer les différents hydrocarbures.

Les différences entre les procédés se situent principalement à trois niveaux :

- la nature du prétraitement : pyrolyse ou torréfaction,
- le type de gazéifieur employé : lit fluidisé, flux entraîné,

<sup>15</sup> Le bionaphta est un hydrocarbure (molécule composée d'atomes de carbone et d'hydrogène), coproduit du gazole de synthèse. Il est séparé du gazole de synthèse grâce à une étape de distillation.

- la source d'énergie utilisée pour la synthèse du dihydrogène supplémentaire, ajouté lors de l'étape d'ajustement. Il peut être synthétisé à partir de la biomasse (procédés auto-thermiques) ou à partir d'une source d'énergie externe (procédés allo-thermiques).

Les procédés ne sont pas encore matures et leur émergence est attendue à l'horizon 2015 – 2020. Les principales recherches portent actuellement sur l'amélioration :

- des propriétés physicochimiques de la biomasse en entrée afin d'obtenir un gaz de synthèse plus pur et de composition moins variable,
- de la cinétique de la réaction de gazéification et de la technologie du gazéifieur (adaptation à une matière première hétérogène),
- de la purification des gaz (en particulier les goudrons).

Les étapes du procédé sont bien connues puisque la voie thermochimique est depuis longtemps utilisée pour produire des carburants à partir de gaz naturel ou de charbon. La nouveauté vient de la matière première utilisée, qui demande une adaptation des technologies ainsi que des étapes supplémentaires d'homogénéisation de la biomasse et de purification du gaz.

#### ❖ Choix des procédés étudiés

Concernant le **gazéifieur**, les deux technologies envisagées sont le *lit fluidisé* et le *flux entraîné*. Le *lit fluidisé*, qui est la technologie développée en Allemagne (Freiberg) par l'entreprise *Choren Industries* (seule usine-pilote au stade préindustriel à l'heure actuelle) a l'avantage de pouvoir accepter une biomasse plus hétérogène en entrée et ne nécessite pas d'étape de prétraitement. Le *gazéifieur à flux entraîné* est moins flexible vis-à-vis de la biomasse (prétraitement obligatoire) mais il permet d'obtenir un gaz plus pur, qui nécessite une étape de purification moins importante. A priori, c'est cette technologie qui serait la plus adaptée à la production de gazole de synthèse, et c'est celle que l'on retiendra ici. L'**étape de prétraitement** retenue ici est la *pyrolyse* car les recherches sont plus avancées à son sujet et elle est déjà testée au stade préindustriel.

Le choix de la **source d'énergie pour la production du dihydrogène** supplémentaire (étape d'ajustement du ratio H<sub>2</sub>/CO) est le dernier point de divergence entre les procédés. On distingue deux catégories de procédés :

- **auto-thermiques** : une partie de la biomasse est utilisée pour synthétiser le dihydrogène grâce à la « Water Gas Shift Reaction »<sup>16</sup>.
- **allo-thermiques** : le supplément de dihydrogène est obtenu grâce à une source d'énergie extérieure.

Dans cette étude, on envisagera trois procédés qui diffèrent par la source énergétique utilisée pour la production du dihydrogène :

- un procédé auto-thermique, que l'on nommera **H<sub>2</sub> – BIOM** (dihydrogène ex-biomasse) : c'est la technologie la plus proche de la maturité actuellement, et qui est testée à l'échelle du pilote en Allemagne (Choren) et qui devrait bientôt être expérimentée en France (pilote de Bure-Saudron, CEA – IFP).
- Deux procédés allo-thermiques, car ce sont des technologies également très étudiées. Elles sont plus énergivores et plus coûteuses en termes d'investissement, mais leur rendement massique est largement supérieur. On envisagera les procédés suivants :
  - o **H<sub>2</sub> – ELEC**: le supplément de dihydrogène est obtenu par électrolyse de l'eau<sup>17</sup>, réalisée grâce à une source électrique externe. On fera l'hypothèse d'une source d'origine décarbonée (éolien, nucléaire). Une source d'énergie fossile ne serait pas envisageable car elle grèverait trop fortement le bilan carbone du produit final.
  - o **H<sub>2</sub> – GAZ**: le dihydrogène est obtenu par reformage du méthane<sup>18</sup>. Cette technologie n'est actuellement pas envisagée car elle serait très polluante. Elle est cependant étudiée afin de servir de référence, et également parce que c'est la technologie la moins coûteuse des trois.

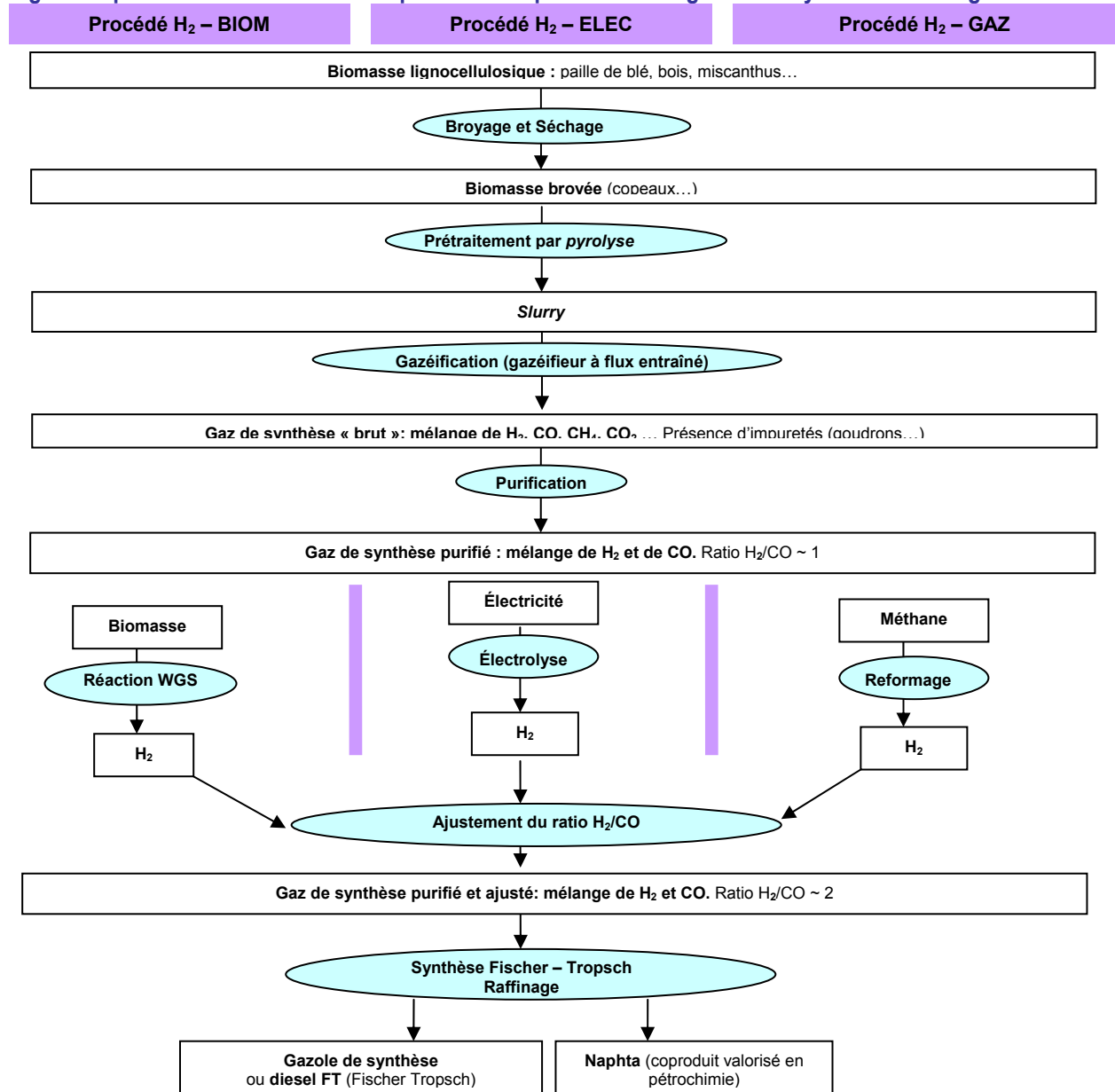
Les étapes des trois procédés envisagés dans cette étude sont rappelées dans la figure 4.

<sup>16</sup> Water Gas Shift Reaction :  $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ .

<sup>17</sup> Electrolyse de l'eau :  $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$ .

<sup>18</sup> Reformage du méthane :  $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$ .

Figure 4 : présentation des différents procédés de production de gazole de synthèse de 2<sup>nd</sup>e génération



\* La réaction WGS (Water Gas Shift) est une réaction qui permet de transformer, en présence d'eau, une partie de la biomasse en dihydrogène (réaction du monoxyde de carbone sur l'eau).

Que ce soit pour la voie biochimique ou pour la voie thermochimique, la nature de la biomasse mobilisée a une influence cruciale sur le rendement des procédés (Ballerini, 2006). Ainsi, plusieurs projets de recherche portent aujourd'hui sur l'identification des espèces les plus adaptées pour chacun de ces procédés, notamment dans le cadre du Programme National de Recherche sur les Bioénergies (PNRB). En outre, l'augmentation de la demande de biomasse aujourd'hui, entraînant l'apparition de compétitions d'usages, pose la question de la quantité de biomasse qui sera disponible pour la production de biocarburants de seconde génération.

## 2.2 La biomasse envisagée et les gisements disponibles

La dernière directive européenne sur la promotion des énergies renouvelables (2009/28/CE) définit la biomasse comme « la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture (y compris les substances végétales et animales), de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux ».

Le terme *biomasse* recouvre donc l'ensemble de la matière organique d'origine végétale ou animale. Cependant, seule la biomasse végétale, parce qu'elle contient de la cellulose, convient à la production de biocarburants de seconde génération.

Les quantités disponibles et la logistique d'approvisionnement à mettre en place (ressource concentrée ou diffuse, récolte saisonnière ou étalée le long de l'année...) sont très variables selon le type de biomasse envisagée. D'autre part, l'hétérogénéité au niveau de la composition chimique de ces ressources les rend plus ou moins adaptées aux deux voies de production existantes (biochimique et thermochimique).

## 2.2.1 Gisements de biomasse mobilisables

Différentes catégories de ressources peuvent servir à la production des biocarburants :

- les déchets industriels,
- les résidus agricoles et sylvicoles,
- les cultures énergétiques dédiées à la production de biocarburants.

Afin d'augmenter le moins possible la pression sur les terres destinées aux productions alimentaires, il est envisagé de mobiliser en priorité les résidus agricoles et sylvicoles, les déchets industriels et les cultures dédiées réalisées sur des terres marginales.

### - *Les déchets industriels*

Il existe un grand nombre de déchets industriels qui pourraient être mobilisés pour la production de biocarburants : les résidus provenant de la transformation du bois (connexes de scierie), les coproduits de l'industrie agro-alimentaire, provenant de la conversion en usine des matières premières agricoles tels que les sons de céréales et les pulpes de betterave et enfin, les bois de rebus (cagettes, palettes...).

Le gisement de déchets industriels disponible à l'horizon 2020 est difficile à estimer, sachant qu'à l'exception des bois de rebus, ce sont des ressources très accessibles et mobilisables à faible coût. Par conséquent, on peut supposer qu'une partie importante du gisement actuellement disponible sera déjà mobilisé par d'autres filières déjà matures d'ici 2020 (bois énergie, industrie papetière, alimentation animale). Quant aux bois de rebus, la dispersion de la ressource nécessiterait la mise en place d'un système de collecte, inexistant à l'heure actuelle. De plus, une grande partie de ces bois sont traités, ce qui les rend peu adaptés à la gazéification (émissions de gaz polluants, de métaux lourds...).

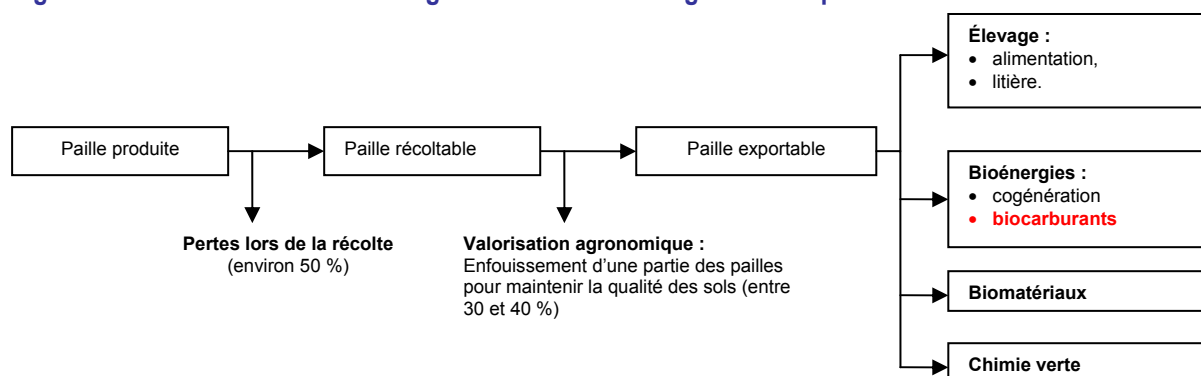
### - *Les résidus agricoles et sylvicoles*

#### Les résidus agricoles

Les résidus agricoles sont constitués des parties végétales laissées au sol après la récolte. Les pailles de céréales (blés et orges) et les cannes de maïs, résidus secs des grandes cultures, sont les plus abondants et sont donc actuellement envisagés pour la production de biocarburants. La mobilisation des pailles d'oléagineux n'était pas envisagée jusqu'ici. Cependant, avec le développement important des surfaces cultivées en colza énergétique ces dernières années, les pailles de colza deviennent également une ressource intéressante, d'autant plus qu'elle n'a actuellement aucun débouché. La production de pailles de tournesol, quant à elle, reste marginale.

L'estimation de la quantité de pailles disponible pour la production de biocarburants est réalisée au travers d'une succession d'étapes représentées dans la figure 5.

Figure 5 : méthode d'évaluation du gisement de résidus agricoles disponible



On estime le gisement de résidus agricoles à **6,6 millions de tonnes de matière sèche (Mtms)** disponibles annuellement en moyenne (estimations basse et haute respectivement de 5,5 et 8 Mtms/an). Le détail des calculs et des hypothèses prises (coefficients de récolte, quantité mobilisée pour l'élevage...) est présenté en annexe 1.

### Les résidus sylvicoles

On distingue deux catégories de résidus sylvicoles : les résidus forestiers et les résidus hors forêt (élagages de haies, d'arbres isolés ou appartenant à des espaces verts...).

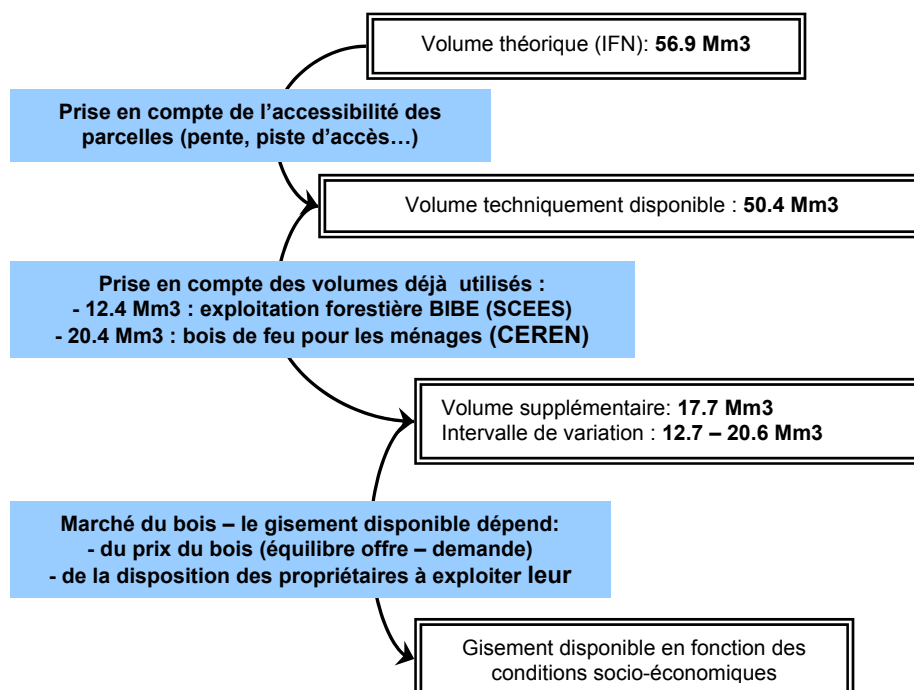
Il est difficile d'estimer précisément la quantité disponible de **résidus hors forêt**. C'est en effet une ressource atomisée, dont la mobilisation demanderait la mise en place d'une infrastructure de collecte qui pourrait s'avérer coûteuse.

Les **résidus forestiers** comprennent les **rémanents** (houppiers et branches) qui restent au sol après la récolte du bois fort commercial et les **bois d'éclaircie**. La disponibilité de cette ressource a été évaluée dans le cadre de diverses études, mais les résultats, soumis à des incertitudes importantes, varient fortement. Actuellement, l'évaluation la plus complète du gisement disponible pour de nouveaux usages a été réalisée par le Cemagref en 2007<sup>19</sup>. Le but de cette étude était de recenser la quantité de biomasse forestière disponible pour de nouveaux usages industriels et énergétiques, sur la période 2006 – 2016. Le détail des calculs et des hypothèses prises dans le cadre de cette étude est présenté en annexe 1.

Afin de répondre aux objectifs du Grenelle de l'Environnement (20 Mtep d'énergies renouvelables en 2020), les Assises de la forêt en janvier 2008 ont fixé des objectifs : mobiliser 12 Mm<sup>3</sup> de bois supplémentaires pour des usages énergétiques, et 9 Mm<sup>3</sup> de bois d'œuvre, qui produirait environ 4,5 Mm<sup>3</sup> de connexes de scierie supplémentaires. Si on retient cette estimation d'un volume de 12 Mm<sup>3</sup> de bois énergie, cohérent avec l'estimation basse de l'étude du Cemagref, et de 4,5 Mm<sup>3</sup> de connexes de scierie provenant d'une production plus intensive de bois d'œuvre, le gisement potentiellement disponible est de **16,5 Mm<sup>3</sup> de bois énergie, soit 9,1 Mtms et 4 Mtep en équivalence énergétique**.

La méthodologie utilisée pour l'évaluation et les résultats obtenus sont présentés sur la figure 6.

**Figure 6 : méthode utilisée par le Cemagref pour évaluer le gisement disponible pour de nouveaux usages énergétiques et industriels et résultats obtenus**



Source : Cemagref, 2007

<sup>19</sup> « Biomasse forestière disponible pour de nouveaux débouchés industriels et énergétiques », Cemagref, 2007. Étude commanditée par le Ministère de l'Agriculture.

Les estimations moyennes des gisements de résidus agricoles et forestiers, ainsi que leur équivalence énergétique selon la valorisation choisie (biocombustibles ou biocarburants) sont résumées dans le **tableau 2**.

**Tableau 2 : estimations moyennes massiques et énergétiques des gisements de résidus**

	Gisement disponible (Millions de tms)	Potentiel thermique (Mtep)	Potentiel biocarburants <sup>2</sup> (Mtep)
Résidus forestiers	9,1	3,9	1,6
Résidus agricoles <sup>1</sup>	6,6	2,8	1,1
<b>TOTAL</b>	<b>15,7</b>	<b>6,7</b>	<b>2,7</b>

<sup>1</sup> Le gisement de pailles de colza, inexploité jusqu'ici, est envisagé dans sa totalité.

<sup>2</sup> D'après la Commission interministérielle Véhicules propres et économes (CIVEPE), le **contenu énergétique moyen des résidus de culture serait de 0,43 tep/t m.s.** (CIVEPE, 2006).

<sup>2</sup> en faisant l'hypothèse d'un rendement énergétique moyen de 40 %.

L'ordre de grandeur de la quantité de résidus, agricoles et sylvicoles, disponibles pour la production de biocarburants serait donc d'environ 16 millions de tonnes de matière sèche. Ce gisement permettrait de produire 2,7 Mtep de biocarburants s'il était exploité dans sa totalité. Or, on a vu qu'il existait des usages concurrents de ces gisements, tels que le bois énergie, dont la demande risque d'augmenter ces prochaines années (7,5 Mtep d'énergie supplémentaire issue de la biomasse (cogénération, chaleur...) préconisées par le comité opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement).

Afin d'atteindre l'objectif « biocarburants » du Grenelle pour 2020 (3,3 Mtep supplémentaires), si l'on fait l'hypothèse que les quantités de biodiesel et d'éthanol de première génération n'augmenteront pas, on peut conclure que les gisements de résidus ne suffiront pas. La production de cultures énergétiques dédiées paraît donc nécessaire.

#### - *Les cultures énergétiques dédiées*

Lors de la production de biocarburants, une grande partie des émissions de GES provient de la phase de culture de la biomasse (de 20 % à plus de 70 % selon les procédés). Afin de limiter l'impact de cette étape de production, les cultures mobilisées doivent répondre à différents critères :

- Des consommations d'intrants faibles : peu (ou pas) d'engrais et de pesticides, faibles besoins en eau...
- Des espèces robustes, qui peuvent être implantées sur des terres marginales,
- Un haut rendement en matière sèche afin d'augmenter le rendement surfacique et donc de diminuer la pression foncière.

La plupart de ces espèces n'était pas produite en France jusque là et la conduite de leur culture est encore à l'état d'expérimentation. Afin d'identifier les plantes présentant le meilleur potentiel pour la production d'énergie, le programme de recherche REGIX a été mis en place en 2005 dans le cadre du Programme National de Recherche sur les Bioénergies. Coordonné par le GIE Arvalis-Onidol, son objectif est « *d'acquérir des références techniques et économiques sur les ressources en biomasse agricole tant des points de vue de leur production, de leur mobilisation que de leur adaptation aux divers procédés de transformation envisagés* ». Les premiers résultats ont été communiqués le 25 juin dernier lors d'une conférence de presse. Les données techniques présentées dans cette partie proviennent en partie de ces premiers résultats, mais également de diverses études plus anciennes (AGRICE, 1998), (Renew, 2006), (JRC, 2007), (Arvalis, 2007).

Différentes cultures sont pressenties pour la production de biocarburants de seconde génération et elles présentent chacune des avantages et des inconvénients. On distingue les cultures annuelles, qu'il faut replanter tous les ans, des cultures pérennes, dont les plantations durent généralement une vingtaine d'années. Certaines plantes fourragères sont également étudiées et présentent un statut « intermédiaire » : ce sont des espèces pérennes mais la conduite de ces cultures les rapproche des cultures annuelles. A l'heure actuelle, les principales espèces envisagées sont les suivantes :

- espèces annuelles : **sorgho fibre** et **triticale** (hybride de blé et de seigle) ;
- espèces fourragères: **luzerne** et **fétuque** ;
- espèces pérennes :
  - herbacées : **miscanthus** et **panic érigé** ;



- ligneuses : **taillis à courte rotation (TCR) de peuplier et d'eucalyptus, taillis à très courte rotation (TtCR) de saule et de peuplier.**

Ces différentes cultures présentent des **caractéristiques communes**, à savoir des **besoins en intrants chimiques faibles** (fertilisants et pesticides) et des **rendements de biomasse à l'hectare élevés** (entre 10 et 15 tms/ha en moyenne). Ces productions importantes de biomasse par hectare permettent d'obtenir des **rendements énergétiques surfaciques meilleurs** que ceux de la première génération et d'optimiser par conséquent les terres disponibles (cf. encadré 1). Ces différentes caractéristiques des espèces envisagées sont les raisons principales pour lesquelles elles sont pressenties pour la production de biocarburants.

#### Encadré 1 : Rendements énergétiques surfaciques

On appelle rendement énergétique surfacique la quantité de biocarburant produite par unité de surface. Atteindre des rendements élevés permet d'optimiser la production de biocarburant à l'hectare et ainsi de limiter la pression sur les terres (en supposant que les impacts environnementaux ne sont pas plus importants). D'après le tableau 3, les rendements surfaciques des procédés de production de gazole de synthèse étudiés varient entre 1,5 et 2,5 tep/ha. Cette variation s'explique par la production de biomasse par unité de surface, et par les rendements de conversion des différents procédés. On remarque qu'*a priori* les rendements énergétiques surfaciques des procédés de production de gazole de synthèse de seconde génération (H2 – BIOM, H2 – ELEC et H2 – GAZ) sont meilleurs que ceux de production du biogazole de première génération (1G).

**Tableau 3 : comparaison des rendements énergétiques surfaciques des différents procédés de production de substituts au gazole fossile, de première et seconde générations**

	Biogazole de colza	Biogazole de tournesol	H2 – BIOM	H2 – ELEC	H2 – GAZ
Rendement surfacique	1,2	0,94	2,2	1,5	2,5

Sources : rendements énergétiques de conversion (Seiler, Hohwiller et al, 2009), biogazole 1G (Claudet, Seiler, 2005), (Gabrielle, 2008).

On considère des cultures présentant une densité énergétique moyenne de 18 GJ/tms et une production de biomasse moyenne de 12 tms/ha. 42 GJ = 1 tep (tonne équivalent pétrole).

Cependant, il existe des différences entre ces espèces, qui les rendent plus ou moins adaptées aux différents milieux. Ainsi, même si aucune des cultures n'a besoin d'être irriguée, certaines espèces (TCR/TTCR, miscanthus) nécessitent des sols présentant une disponibilité en eau plus élevée que les autres. D'autre part, certaines espèces, telles que le sorgho, le panic érigé et l'eucalyptus, ont l'avantage de tolérer des milieux chauds et secs. Ainsi, **les cultures ligneuses et le miscanthus seront globalement plus adaptés à la partie nord de la France, alors que le sorgho, le panic érigé et l'eucalyptus seront privilégiés dans la partie sud.**

Une des problématiques majeures concernant les cultures dédiées est de déterminer sur quelles terres elles pourront être cultivées, sans entrer en concurrence avec les cultures vivrières, comme c'est le cas pour les cultures destinées à la première génération de biocarburants. Comme ce sont des espèces caractérisées par une bonne adaptation à des terres très diverses, il est envisagé de les cultiver sur des terres marginales. Ces dernières, qui n'étaient pas exploitées jusque là, comprennent :

- des parcelles dont le sol est dégradé (structure et fertilité altérés),
- des parcelles difficiles à exploiter (pente importante...) ou de petite taille.

Il y a peu d'études donnant des estimations de la quantité de terres marginales qui pourrait être mobilisée pour la production de biocarburants, sans venir concurrencer les cultures alimentaires. D'après une étude réalisée par l'INRA (SOURIE, 2005), les jachères représentaient 1,5 millions d'hectares (Mha) en 2005 et 30 % d'entre elles étaient inexploitable, soit parce qu'elles étaient trop pentues, soit parce qu'elles étaient trop éloignées de l'exploitation agricole (coûts d'exploitation élevés). Si on fait l'hypothèse très optimiste que la totalité de ces terres marginales sont mises en culture (0,45 Mha), en considérant un rendement moyen de 10 tms/ha, on pourrait obtenir **une production de 4,5 Mtms sur ces terres marginales, soit 0,8 Mtep de biocarburants.**

### 2.2.2 Adéquation biomasse et procédés

Selon la voie de production de biocarburants envisagée, biochimique ou thermochimique, les critères définissant la biomasse la plus adéquate ne sont pas les mêmes.

Dans les **procédés biochimiques**, la lignine est un coproduit : elle n'est pas transformée en éthanol et sa présence diminue donc le rendement de la conversion. Ainsi, plus **le taux de lignine de la biomasse sera faible, meilleur sera le rendement** du procédé. C'est le critère le plus important pour cette voie. Les espèces les plus adaptées à la voie biochimique sont les cultures annuelles et les plantes

fourragères, qui présentent un taux de lignine faible (moins de 10 % en matière sèche). En revanche, les résidus forestiers et les cultures ligneuses ne sont pas adaptés à cette voie car ils présentent un taux de lignine élevé (plus de 20 %) et ils sont plus difficiles à attaquer par les enzymes. Il faudrait un broyage de la biomasse beaucoup plus intense et par conséquent plus coûteux. De plus, les hémicelluloses du bois ont une composition différente dont l'hydrolyse libère des sucres non-fermentescibles.

Le critère le plus important pour les **procédés thermochimiques** est le **taux de cendre**, qui doit être le **plus faible possible**. En effet, les catalyseurs mobilisés lors de la synthèse Fischer-Tropsch sont très sensibles à la présence de minéraux qui agissent comme des inhibiteurs. L'humidité de la biomasse à la récolte est aussi un facteur important. **Plus le taux d'humidité de la biomasse est faible, moins le coût de son séchage sera élevé**. Par contre, le taux de lignine n'a pas d'importance, la totalité de la plante étant gazéifiée. Les cultures ligneuses et les résidus forestiers se caractérisent par des taux de cendre faibles (environ 2 %), et sont par conséquent les plus adaptées aux procédés thermochimiques (malgré une humidité relativement importante à la récolte, qui nécessite un séchage important). Au contraire, les plantes fourragères et les cultures annuelles, qui présentent des taux de cendre élevés, semblent peu adaptées à cette voie.

### 3 Évaluation économique

Faute de données nationales techniques et économiques concernant les filières de la voie biochimique, on se concentrera sur l'évaluation économique des filières thermochimiques de production du gazole de synthèse. La forte diésélisation du parc automobile français (et européen) justifie par ailleurs ce choix, confirmé par le rapport IGF sur la politique de soutien aux biocarburants (IGF, 2005) : *« tous les experts s'accordent pour considérer que la consommation de gazole continuera d'augmenter tandis que la consommation d'essence diminuera au cours des cinq prochaines années. Il convient donc de prendre en considération cette tendance lourde du marché européen en faveur du gazole, d'où un intérêt nettement plus élevé pour la promotion de substituts de gazole que de substituts d'essence »*.

Comme cela a été mentionné au préalable, les technologies de production du gazole de synthèse ne sont pas matures et leur production industrielle n'est pas envisagée avant 2020. A l'heure actuelle, il existe peu de projets pilotes incluant l'ensemble des étapes de production du gazole de synthèse (Lorne, 2008). L'entreprise *Choren Industries* (Allemagne, Freiberg) est la seule à avoir développé un pilote pré-industriel complet à l'heure actuelle. En France, le CEA et l'IFP travaillent conjointement au développement d'un premier pilote de production de gazole de synthèse (pilote de Bure-Saudron), dont la technologie de gazéification s'inspirerait de celle développée par *Choren Industries*.

Il est cependant possible d'évaluer les coûts de production futurs des biocarburants de seconde génération grâce à des calculs de simulation réalisés à partir des données techniques provenant des projets pilotes. La comparaison de ces estimations avec les coûts de production des carburants fossiles nous permettra de juger de la compétitivité des biocarburants. Par ailleurs, ces résultats serviront par la suite à l'estimation du coût d'abattement (positif ou négatif) de la tonne de CO<sub>2</sub> par les technologies de seconde génération, objectif principal de cette étude.

On estimera les coûts de production des trois procédés thermochimiques retenus précédemment : H<sub>2</sub> – BIOM (procédé auto-thermique), H<sub>2</sub> – ELEC et H<sub>2</sub> – GAZ (procédés allo-thermiques).

#### 3.1 Estimation des coûts de production du gazole de synthèse

La méthode généralement employée pour évaluer les coûts des différentes technologies de production est celle des coûts actualisés, dont les principes.

On utilisera ici le taux d'actualisation de 4 % recommandé par le rapport Lebègue (2005) pour l'évaluation des investissements publics. Dans le cadre des analyses de sensibilité, on envisagera un scénario alternatif avec un taux d'actualisation à 8 %, qui correspond au taux généralement utilisé pour les investissements privés.

Afin de calculer le coût moyen actualisé de chacun des procédés envisagés, il faut estimer au préalable les quantités produites, le coût des investissements et les dépenses d'exploitation. Ces dernières sont les dépenses de fonctionnement annuelles qui seront effectuées par chacune des usines. Elles comprennent le coût des matières premières et les coûts opérationnels.

##### 3.1.1 Source des données

On étudie ici trois usines de production de gazole de synthèse, chacune des usines fonctionnant selon l'un des trois procédés retenus précédemment : H<sub>2</sub> – BIOM (procédé auto-thermique), H<sub>2</sub> – ELEC



(procédé allo-thermique ex-électricité) et H<sub>2</sub> – GAZ (procédé allo-thermique ex-méthane). Ce sont des scénarios prospectifs, avec une perspective de mise en service en 2020.

Les données techniques concernant les trois usines fictives résultent de calculs de simulation de procédés<sup>20</sup> réalisés par le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA). Elles reflètent l'état des connaissances actuelles et il est fort possible qu'elles soient optimisées d'ici 2020, grâce au progrès technique. Les données fournies par le CEA sont récapitulées dans le tableau 3.

**Tableau 3 : données techniques prévisionnelles pour les 3 procédés de production étudiés**

Procédé	H <sub>2</sub> – BIOM	H <sub>2</sub> – ELEC	H <sub>2</sub> – GAZ
Capacité de l'usine	100 tonnes de biomasse sèche par heure		
Durée de vie économique	20 ans		
Durée annuelle de fonctionnement	8000 h		
Coût de l'investissement (M€)	650	800	800
Consommation de biomasse: - en GJ par GJ de mélange gazole – naphta	1.64	1.13	1.13
Consommation d'électricité: - en kWh par GJ de mélange gazole – naphta	30,6	183,3	19,4
Consommation de gaz: - en kWh par kWh de mélange gazole – naphta	100	75	191.6
Production de mélange gazole – naphta (GJ/an)	8.43*10 <sup>6</sup>	12.3*10 <sup>6</sup>	12.3*10 <sup>6</sup>

Source : (Seiler, Hohwiller et al, 2009).

Le mélange final est un mélange d'hydrocarbures, composé de 70 % de gazole de synthèse et de 30 % de naphta. La différence importante du coût de l'investissement entre le procédé 1 et les procédés 2 et 3 provient de l'unité nécessaire à la production de l'hydrogène à partir d'électricité ou de méthane. Le coût de l'investissement ne prend pas en compte les coûts liés à l'achat du terrain, à son urbanisation et au démantèlement de l'usine. D'autre part, la valeur résiduelle de l'investissement est supposée nulle.

Le calcul des coûts de production nécessite de faire des hypothèses sur le prix d'achat des matières premières à l'horizon 2020. Le choix des hypothèses et des différents scénarios retenus sera explicité dans la section suivante.

### 3.1.2 Hypothèses sur le prix des matières premières

La biomasse, l'électricité et le gaz sont les trois matières premières principales, dont le choix du prix a une influence significative sur le coût final du gazole de synthèse. Comme le prix du gaz est indexé sur celui du pétrole, on fera des hypothèses sur le cours de ce dernier qui sert plus couramment de référence, et on en déduira le prix du gaz.

Concernant les autres matières premières (catalyseurs, produits chimiques), leurs consommations respectives sont très faibles comparativement aux intrants principaux. Les hypothèses concernant leur prix ont peu d'influence sur les coûts de production finaux (RENEW, 2006). On utilisera l'estimation de coût donnée par l'étude RENEW<sup>21</sup>, de 1€ par gigajoule de diesel produit qui englobe l'ensemble des intrants autres que la biomasse et l'énergie.

#### ❖ Prix du pétrole

Le scénario principal envisagé reprendra les hypothèses énergétiques utilisées dans le cadre du programme pluriannuel des finances publiques de la Loi de Finances pour 2009, qui prévoit un prix du pétrole à 55 €/bl (euros constants) en 2020<sup>22</sup>. Les résultats de deux scénarios énergétiques extrêmes seront également présentés :

<sup>20</sup> Ces données ont été publiées récemment par le CEA de Grenoble, à l'occasion du 8<sup>ème</sup> Congrès mondial du génie chimique (Montréal, 23-27 août 2009) : Seiler J.M. & Hohwiller C. : « *Technical and economical evaluation of sustained carbon biomass to liquid fuel processes* ».

<sup>21</sup> L'étude RENEW<sup>21</sup> (*Renewable Fuels for Advanced Powertrains*), coordonnée par Volkswagen, a été réalisée par un consortium de 32 partenaires européens entre 2002 et 2006. Cette étude réalise une évaluation environnementale et économique de différentes technologies de production de biocarburants de seconde génération. <http://www.renew-fuel.com>.

<sup>22</sup> Cette hypothèse est celle utilisée dans le « *programme de stabilité de la France 2009 – 2012* » (déc. 2008) qui suppose un gel du prix réel du baril de pétrole à 72 USD (en monnaie constante) à partir de l'automne 2008 et une stabilisation conventionnelle du taux de change de l'euro à 1,33 USD.

- un scénario bas à 30€/bbl : c'est le prix le plus bas qui a été observé depuis 2004 (29.8€/bbl en décembre 2008),
- un scénario haut à 85€/bbl. Ce prix correspond au maximum atteint, en moyenne mensuelle, durant les 10 dernières années (moyenne de juin 2008).

Les prix du gaz naturel et du gazole sont indexés sur le cours du pétrole. Ainsi, pour les trois scénarios de prix du pétrole envisagés, on peut calculer le prix de ces deux produits fossiles. Les ratios de prix gaz naturel/pétrole brut et diesel/pétrole brut proviennent d'une étude européenne sur les biocarburants réalisée par le centre commun de recherche de la Commission Européenne (JRC, 2007)<sup>23</sup>.

**Tableau 4: coûts de production de différentes catégories de biomasse ligno-cellulosique**

Produit fossile	Densité (t/m <sup>3</sup> )	PCI (GJ/t)	Ratio prix (/pétrole)	Pétrole brut: 30 €/baril	Pétrole brut: 55 €/baril	Pétrole brut: 85 €/baril
Pétrole brut	0,820	42,0	1	5,5€/GJ	10,0€/GJ	15,5€/GJ
Gaz naturel		EU mix : 45,1 Russie : 49,2	0.8	4,4€/GJ 0,016€/kWh	8,0€/GJ 0,029€/kWh	12,4€/GJ 0,045€/kWh
Diesel fossile	0,832	43,1	1.3	7,1€/GJ	13,1€/GJ	20,2€/GJ

PCI : pouvoir calorifique inférieur (cf. glossaire).

Sources : JRC, rapport WTW.

#### ❖ Prix de la biomasse

Selon le type de biomasse mobilisé, les coûts de production sont très variables. Les résidus agricoles et sylvicoles et les déchets industriels portent seulement le coût de leur collecte alors que les cultures énergétiques dédiées ont des coûts nettement plus élevés, qui comprennent en plus la phase de production de la biomasse (intrants chimiques, achat de matériel agricole, carburant...) ainsi que les coûts logistiques d'approvisionnement à l'usine (conditionnement, transport du champ au lieu de stockage intermédiaire, stockage et transport à l'usine de production). Ces coûts de production sont encore mal connus car ces cultures n'étaient pas produites en France par le passé.

Dans le scénario central, on prendra un prix de la biomasse de 5,5€/GJ, qui correspond au coût moyen annoncé pour les cultures dédiées (projet REGIX<sup>24</sup>, 2009 ; RENEW, 2006). Cependant, comme les coûts de production de la biomasse sont très variables selon le gisement mobilisé, on envisagera deux scénarios alternatifs, dans le cadre d'une analyse de sensibilité (voir section 4.3).

Ces hypothèses sont très proches de celles retenues dans l'étude du CEA dont proviennent les données techniques sur les trois procédés (Seiler, Hohwiller et al, 2009)<sup>25</sup>.

#### ❖ Prix de l'électricité

A l'heure où le maintien de tarifs de vente de l'électricité réglementés par l'État est contesté par la Commission Européenne, il est difficile de savoir quel sera le prix de l'électricité à l'horizon 2020.

Dans le scénario central, on suppose que le prix de l'électricité sera toujours réglementé et que les centrales nucléaires historiques, qui fournissent de l'électricité à un coût faible, n'auront pas été démantelées. C'est l'hypothèse la plus optimiste car les prix fixés par l'État, entre 40 et 50€/MWh pour les gros consommateurs, sont très inférieurs à ceux observés sur le marché libéralisé européen (de 50 à 100€/MWh selon le prix du pétrole). Il existe différentes options tarifaires, en fonction de la puissance électrique demandée et du profil de consommation de chaque usine. En choisissant la meilleure option existante pour chacune des usines, on peut déduire un prix de l'électricité de 47€/MWh (TTC) pour les usines H<sub>2</sub> – BIOM et H<sub>2</sub> – GAZ, et de 43€/MWh pour l'usine H<sub>2</sub> – ELEC.

La libéralisation du marché de l'électricité d'ici 2020 n'étant pas à exclure, elle sera considérée dans l'analyse de sensibilité.

<sup>23</sup> Étude d'évaluation économique et environnementale des différentes filières de biocarburants (JRC, 2007), <http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW.html>.

<sup>24</sup> Premiers résultats annoncés lors d'une conférence donnée par le GIE ARVALIS/ONIDOL, le 25 juin 2009. [http://www.arvalisinstitutduvegetal.fr/fr/fichier/communiqu/573\\_Annexes.pdf](http://www.arvalisinstitutduvegetal.fr/fr/fichier/communiqu/573_Annexes.pdf)

<sup>25</sup> L'étude « *Technical and Economical Evaluation of Sustained Carbon Biomass to Liquid Fuel Processes* » du CEA (Seiler, Hohwiller et al, 2009) expose une analyse technico-économique de différentes filières de production de gazole de synthèse. Cette étude prend des hypothèses proches (légèrement plus élevées) pour le prix de la biomasse: 5,6€/GJ, pour le scénario central, avec une analyse de sensibilité sur un prix allant de 4€/GJ à 12,5€/GJ.

## ❖ Résumé des hypothèses retenues sur le prix des matières premières

**Tableau 5: hypothèses de prix retenues pour les trois matières premières principales**

<b>Pétrole</b>	<b>Scénario central : 55€/baril</b> <i>Analyse de sensibilité :</i> - scénario bas : 30€/baril (prix observé le plus bas pendant la dernière décennie) - scénario haut : 85€/baril (prix le plus haut observé pendant la dernière décennie)
<b>Biomasse</b>	<b>Scénario central : 5,5€/GJ (soit 100 €/tMS<sup>a</sup>)</b> <i>Analyse de sensibilité :</i> - scénario bas : 3€/GJ (soit 54€/tMS) - scénario haut : 8€/GJ (soit 144€/tMS)
<b>Electricité</b>	<b>Scénario central : tarifs réglementés.</b> ❖ 47€/MWh pour les usines H2 – BIOM et H2 – GAZ, ❖ 43€/MWh pour l'usine H2 – ELEC. <i>Analyse de sensibilité : libéralisation du marché.</i>

<sup>a</sup> On suppose une biomasse de contenu énergétique moyen de 18 GJ/tms (PCI).

### 3.1.3 Coûts opérationnels

Dans les deux études européennes précitées (JRC, 2007 ; RENEW, 2006), les coûts opérationnels sont calculés comme un pourcentage de l'investissement initial. L'étude JRC propose un pourcentage de 4,5 % et l'étude RENEW un pourcentage de 6,75 %. La décomposition des coûts opérationnels donnée par l'étude RENEW étant beaucoup plus détaillée, c'est celle qui est retenue ici (tableau 6).

**Tableau 6: coûts opérationnels donnés en pourcentage de l'investissement initial**

<b>Frais de personnel*</b>	0,5 %
<b>Services et opérations</b>	3 %
<b>Assurance</b>	1 %
<b>Administration</b>	0,5 %
<b>Imprévus</b>	1 %
<b>Autres</b>	0,75 %

Source : (RENEW, 2006)

### 3.1.4 Allocation des coûts entre les produits finaux

Pour les trois procédés étudiés, le mélange d'hydrocarbures obtenu à l'issue de la conversion est composé de 70 % de diesel (ou de kérosène selon le catalyseur choisi) et de 30 % de naphta. Durant la dernière étape de raffinage, le naphta est séparé du gazole de synthèse par distillation.

Le naphta est habituellement obtenu par raffinage du pétrole. C'est un produit majeur de l'industrie pétrochimique qui sert de matière première à la production de nombreux produits, tels que le polypropylène et le polyéthylène (plastiques), les lessives, les produits cosmétiques... La France importe des quantités importantes de naphta (4 millions de tonnes en 2007 (DIREM, 2007)) pour son industrie pétrochimique. C'est un produit cher dont le prix est fortement corrélé à celui du pétrole, comme le montre le tableau 7.

**Tableau 7: prix de vente du naphta, en fonction du cours du pétrole**

<b>Cours du pétrole brut</b>	30€/baril	50€/baril	85€/baril
<b>Prix de vente du naphta</b>	271€/t	436€/t	724€/t

Source : régression linéaire à partir des données mensuelles de l'INSEE (prix de vente du pétrole et du naphta), pour la période allant de janvier 1990 à mai 2009. La régression est très significative.

Il existe différentes méthodes pour déterminer la part des coûts attribuée à chacun des deux produits. Une première approche peut considérer que le bionaphta viendra en substitution du naphta fossile actuellement commercialisé. On peut donc considérer qu'il sera vendu et que les recettes obtenues viendront diminuer les coûts de production du gazole de synthèse. Cependant, il est difficile de connaître le prix de vente futur de naphta pour deux raisons :

- le naphta obtenu à l'issue des procédés de production étudiés est un naphta brut qui nécessite un raffinage supplémentaire avant d'être commercialisé. Il est difficile de connaître les coûts qui seront engendrés par cette étape supplémentaire,
- la qualité du naphta produit, une fois raffiné, est largement supérieure à un naphta d'origine fossile, et son prix de vente sera certainement supérieur.

De ce fait, l'application de cette méthode paraît difficile. Une approche alternative consiste à considérer que le naphta est un produit qui a autant d'intérêt que le gazole de synthèse, puisqu'il permet également de réduire les émissions de gaz à effet de serre ainsi que la dépendance à l'importation de produits fossiles, en se substituant à du naphta dérivé du pétrole<sup>26</sup>.

On peut alors allouer une partie des émissions à chacun des deux produits. La méthode d'allocation retenue est celle qui se base sur le contenu énergétique des produits (cf. JRC, 2007 ; RENEW, 2006). Les contenus énergétiques des deux produits étant quasiment identiques (44.0 MJ/kg pour le gazole de synthèse et 43,7 MJ/kg pour le bionaphta), les coûts de production d'un GJ de biodiesel, ou d'un GJ de mélange de gazole de synthèse et de naphta sont très proches (en effet, le mélange final, composé de 70 % de diesel, a donc un *PCI* de 43,9 MJ/kg). On simplifiera donc en considérant que les coûts de production d'un GJ de gazole de synthèse sont identiques à ceux d'un GJ de mélange.

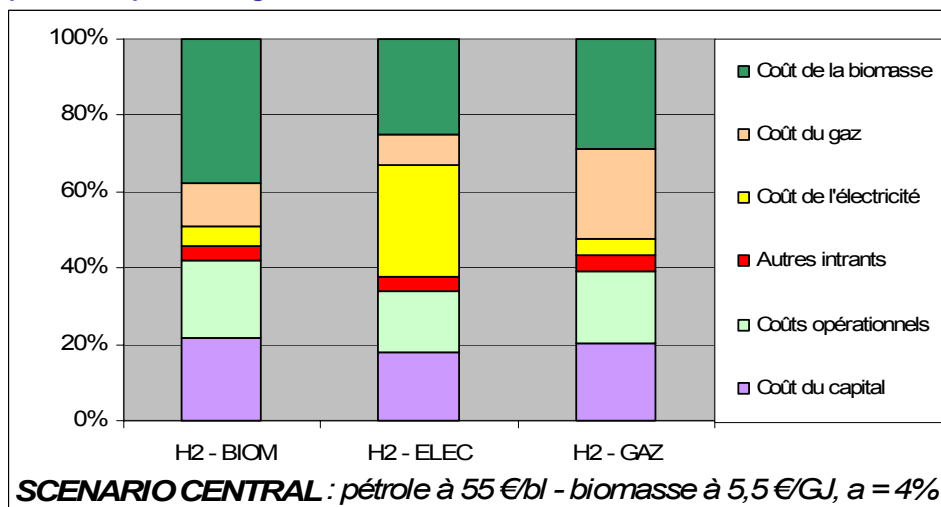
Cependant, ce raisonnement n'est valable que si le bionaphta produit trouve des débouchés et s'il vient réellement se substituer à du naphta fossile. Afin de voir l'impact de ce choix méthodologique, on fera une analyse de sensibilité où on supposera que le naphta n'est pas valorisé et que la totalité des coûts est donc supportée par le gazole de synthèse.

### 3.1.5 Décomposition des coûts de production

Observer la décomposition des coûts de production de chacun des procédés, permet d'identifier les variables significatives. Si certaines de ces variables sont sujettes à des incertitudes mais présentent un poids très significatif, elles seront l'objet d'une analyse de sensibilité.

Afin d'obtenir la décomposition des coûts de production du gazole de synthèse, il faut déterminer le coût du capital porté par une unité de biocarburant produite. On utilise pour cela la méthode de l'amortissement économique. La décomposition des coûts de production du gazole de synthèse est présentée dans la figure 7.

**Figure 7 : décomposition des coûts de production d'un gigajoule de gazole de synthèse pour chacun des procédés, exprimés en pourcentages**



La figure 7 amène les observations suivantes :

1) Le **coût du capital** (amortissement économique) est un poste de dépense important (20 % environ), relativement similaire pour les différentes voies de production. On remarque que même si le coût de l'investissement pour les procédés H<sub>2</sub> – ELEC et H<sub>2</sub> – GAZ est plus élevé que celui du procédé H<sub>2</sub> – BIOM (800M€ contre 650M€), l'amélioration du rendement de la transformation grâce à l'apport d'énergie extérieure entraîne un coût de l'investissement par une unité produite plus faible.

2) La **source énergétique** utilisée pour la production de l'hydrogène supplémentaire détermine pour chacun des procédés le poste de coût le plus important :

- l'achat de biomasse représente 38 % des coûts du procédé H<sub>2</sub> – BIOM,
- les dépenses électriques représentent 29 % des coûts du procédé H<sub>2</sub> – ELEC,

<sup>26</sup> Une usine de production comme celles envisagées précédemment produirait environ 60 000 t de naphta par an.

- l'achat de gaz représente 24 % des coûts du procédé H<sub>2</sub> – GAZ, ce qui est important lorsqu'on compare ce résultat aux autres procédés. Par ailleurs, le prix du gaz augmentant avec le prix du pétrole, les dépenses de gaz pour le scénario H<sub>2</sub> – GAZ représentent 33 % pour un prix du pétrole à 85€/bl.

3) On remarque que le coût de la biomasse reste un poste de dépense important quelque soit le scénario, même s'il est plus important pour le scénario H<sub>2</sub> – BIOM.

Finalement, les **facteurs déterminants** sont les suivants :

- le coût de l'investissement et le coût de la biomasse pour l'ensemble des scénarios,
- le coût de l'électricité pour le scénario H<sub>2</sub> – ELEC,
- le coût **du gaz** pour le scénario H<sub>2</sub> – GAZ.

Le prix de la biomasse et le cours du pétrole (et donc indirectement le prix du gaz) sont les variables les plus incertaines et celles ayant la plus grande amplitude. Différents scénarios pour ces variables sont envisagés, comme on l'a vu précédemment. Une analyse de sensibilité sur le prix de l'électricité sera également menée.

Les surcoûts de production sont calculés en faisant la différence entre le coût de production moyen du gazole de synthèse (voir encadré 2) et le coût de production du gazole fossile. Ce coût de production provient directement du prix du pétrole brut, que l'on calcule en utilisant le coefficient donné par l'étude JRC (2007) (tableau 4).

### Encadré 2: exemple de calcul du coût moyen actualisé

On détaille ici le calcul du coût moyen actualisé d'un gigajoule de gazole de synthèse produit par l'usine utilisant le procédé H<sub>2</sub> – BIOM. Les hypothèses prises et le détail des coûts des différents postes de dépense sont présentés dans le tableau suivant.

Capacité de l'usine	800 000 tonnes de biomasse sèche par an
Coût de l'investissement (I)	650 M€
Taux d'actualisation (a)	4 %
Production de mélange gazole –naphta (70 % gazole et 30 % naphta, en masse) (Q)	8,43*10 <sup>6</sup> GJ/an
Prix du pétrole	55€/bl
Prix d'achat du gaz naturel	0.029€/kWh
Prix d'achat de la biomasse	5.5€/GJ
Prix d'achat de l'électricité	0.047€/kWh
Coût de la biomasse <sup>a</sup>	82.7M€/an
Consommation électrique	30,6 kWh/GJ de mélange gazole-naphta
Coût de l'électricité	12.1M€/an
Consommation de gaz	100 kWh/GJ de mélange gazole-naphta
Coût du gaz	24,4M€/an
Coût des autres intrants <sup>b</sup>	8,4M€/an
Coûts opérationnels & autres	43.9M€/an
PCI du mélange gazole - naphta	43.9GJ/t
PCI du gazole de synthèse	44.0GJ/t
PCI du naphta	43.7GJ/t
<b>Dépenses d'exploitation annuelles (D)</b>	<b>172 Millions d'euros</b>

<sup>a</sup> La biomasse considérée est du TCR de saule, de pouvoir calorifique inférieur de 18.8 GJ/tonne de matière sèche.

<sup>b</sup> Coût fixe de 1.00€/ GJ de produit, qui recouvre la consommation de tous les autres intrants (catalyseurs...). Il est donné par l'étude RENEW.

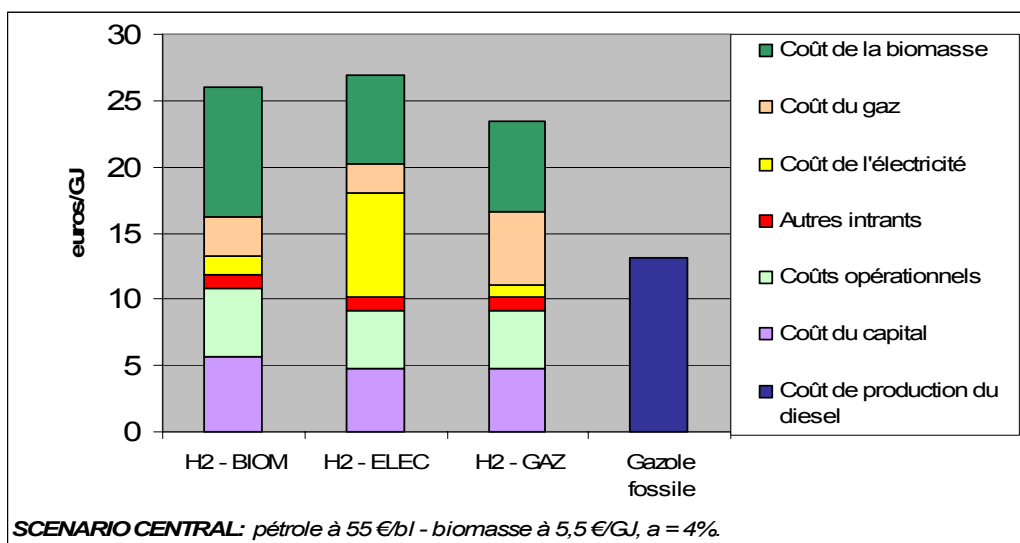
$$CGA = I + \sum_{t=1}^n \frac{D_t}{(1+a)^t} = 650 + \sum_{t=1}^{20} \frac{172}{(1,04)^t} = 2982 \text{ €}$$

$$P = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{D_t}{(1+a)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+a)^t}} = \frac{2982}{\sum_{t=1}^{20} \frac{8,43 \times 10^6}{(1,04)^t}} = 26,03 \text{ €/GJ}$$

Le prix moyen actualisé est donc de **26,03€/GJ**.

La figure 8 présente une comparaison du prix d'un gigajoule (GJ) de gazole fossile, au prix d'un GJ de gazole de synthèse produit par chacun des 3 procédés.

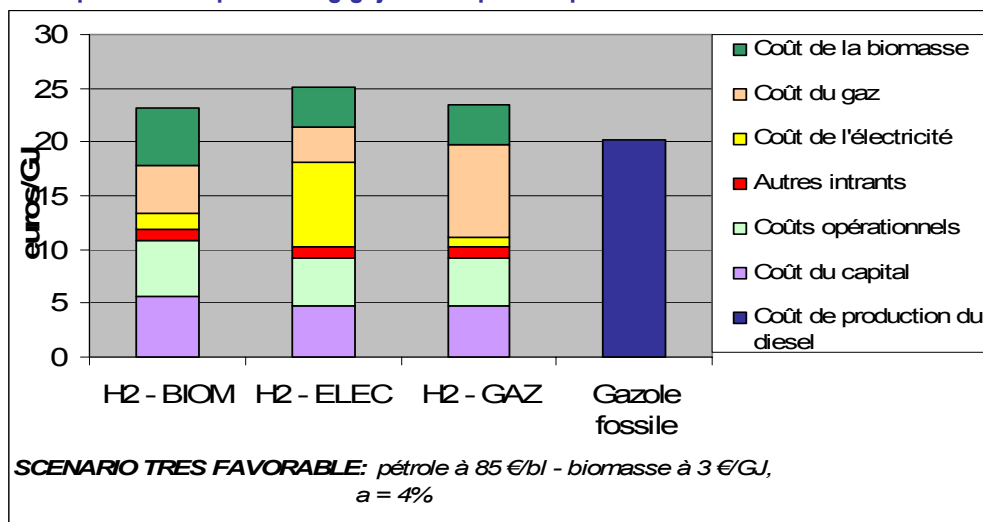
Figure 8 : décomposition des coûts de production d'un gigajoule de gazole de synthèse pour chacun des procédés, comparés au prix du gazole fossile



Les surcoûts de production des trois procédés étudiés par rapport au diesel fossile sont très importants (plus du double).

Lorsque l'on envisage un scénario très favorable à l'émergence des biocarburants (figure 9), à savoir un prix de la biomasse faible (3€/GJ) et un cours du pétrole élevé (85€/bl), on constate que les trois procédés de production de gazole de synthèse ne sont toujours pas rentables, mais les surcoûts observés sont beaucoup plus faibles. Néanmoins, il est difficile de concevoir une situation où un prix du pétrole si élevé puisse coexister avec un coût de la biomasse si faible. On peut supposer qu'une hausse importante du cours du pétrole augmente la demande en biomasse, qui devient alors une ressource très attractive. On peut alors s'attendre à une hausse de son prix de marché.

Figure 9 : décomposition du prix d'un gigajoule de produit pour un scénario très favorable



Finalement, même en envisageant un scénario favorable au développement de ces filières (biomasse peu coûteuse et cours du pétrole élevé), il apparaît clairement que leur émergence nécessiterait un soutien public. L'étude des bénéfices environnementaux potentiels d'une substitution partielle de ces filières aux voies fossiles équivalentes permettra de juger de l'intérêt de soutenir ces filières.



## 4 Calcul du coût d'abattement de la tonne de CO<sub>2</sub> des différents procédés envisagés

### 4.1 Estimation des réductions d'émissions

L'évaluation des impacts environnementaux des technologies de seconde génération permet de répondre aux questions suivantes :

- Est-ce que les bilans environnementaux des biocarburants issus de la seconde génération sont meilleurs que ceux de la première?
- Parmi les différentes filières envisagées, quelle est celle qui présente un moindre impact sur l'environnement?
- Lorsque l'on met en regard les émissions évitées avec les coûts de production évalués dans la partie précédente, quel est le procédé le plus intéressant?

Limiter l'étude environnementale des biocarburants aux seules émissions de gaz à effet de serre est réducteur. L'impact sur la biodiversité ou sur la qualité des eaux peut en effet prévaloir et justifier de favoriser des filières ayant un moins bon bilan carbone. Néanmoins, faute de données et faute de temps, cette étude s'y limitera.

La méthode la plus courante pour évaluer les impacts environnementaux d'un produit (ou d'un service) est celle des Analyses de Cycles de Vie (ACV). C'est une méthode qui a été standardisée par l'Organisation Internationale pour la normalisation grâce à la série de normes ISO, de 14040 à 14046.

A l'heure actuelle, il n'existe pas d'ACV pour les biocarburants de 2<sup>nd</sup>e génération fondées sur l'observation d'une usine de production industrielle réelle, puisque les technologies ne sont pas matures. Par contre, quelques ACV « prospectives » ont été réalisées grâce aux données provenant des unités pilotes. Il existe notamment deux études européennes qui ont effectué des ACV relativement complètes et qui servent de référence à l'heure actuelle. Elles seront également utilisées dans le cadre de ce mémoire.

#### 4.1.1 Présentation des études sources

##### ❖ Etude Well-to-Wheels – JRC/EUCAR/CONCAWE

L'étude européenne *Well-to-Wheels* (« du puits à la roue ») a été réalisée conjointement par le Centre Commun de Recherche de la Commission Européenne (*Joint Research Center (JRC)*), l'EUCAR (branche R&D de l'Association Européenne des Constructeurs d'Automobiles) et le CONCAWE (Association des compagnies pétrolières européennes traitant des questions environnementales et sanitaires)<sup>27</sup>. La première version a été publiée en décembre 2003 et a ensuite été actualisée à plusieurs reprises. Les différentes versions de l'étude sont disponibles sur le site du JRC<sup>28</sup>. C'est une des études de référence pour l'évaluation des impacts environnementaux des biocarburants. Il semble donc légitime de se fier à ses résultats. En outre, la dernière directive sur la promotion des énergies renouvelables (2009/28/CE), adoptée le 26 mars 2009, utilise les données de cette étude pour définir les réductions d'émissions de référence des différentes voies de production de biocarburants, ce qui lui confère un caractère « officiel ».

##### ❖ Étude RENEW - Volkswagen

L'étude *RENEW*<sup>29</sup> (*Renewable Fuels for Advanced Powertrains*), coordonnée par Volkswagen, a été réalisée par un consortium de 32 partenaires provenant de 9 pays européens. Plus de la moitié des partenaires (18) sont des industriels dont l'activité est concernée, de près ou de loin, par les biocarburants (industrie automobile, raffinage et distribution des carburants, production de biocarburants, construction des usines...). Ce projet a été cofinancé par la Commission Européenne, dans le cadre du 6<sup>ème</sup> Programme Cadre de la Commission Européenne pour la recherche et le développement technologique (2002 – 2006). Il a débuté en 2004 et s'est achevé en 2008.

La nature des hypothèses retenues et des évaluations réalisées par ces deux études sont détaillées en annexe 2.

<sup>27</sup> Cette source est citée à de nombreuses reprises dans le cadre de cette étude sous la référence (JRC, 2007).

<sup>28</sup> <http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW.html>

<sup>29</sup> Cette source est citée à de nombreuses reprises dans le cadre de cette étude sous la référence (RENEW, 2006).  
<http://www.renew-fuel.com/>

## 4.1.2 Adaptation des données pour le procédé H2 – GAZ

Comme mentionné précédemment, aucune des deux études n'étudie un procédé similaire à celui de H<sub>2</sub> – GAZ. Cependant, ce procédé est très proche du procédé H<sub>2</sub> – ELEC, la seule différence provenant de la source énergétique utilisée pour la synthèse du dihydrogène supplémentaire.

Comme pour le procédé H<sub>2</sub> – ELEC, on fait l'hypothèse d'une source énergétique entièrement décarbonée, à savoir que les émissions de GES lors de la production de gazole de synthèse par le procédé H<sub>2</sub> – GAZ sont le résultat de l'addition des émissions suivantes :

- émissions de GES lors de la production d'1 gigajoule de gazole de synthèse par le procédé H<sub>2</sub>–ELEC,
- émissions de GES lors de la production, de l'approvisionnement et de l'utilisation du gaz permettant la synthèse de la quantité de H<sub>2</sub> nécessaire à la production d'un gigajoule de gazole de synthèse par le procédé H<sub>2</sub> – GAZ.

## 4.2 Résultats

### 4.2.1 Emissions évitées

Les résultats finaux des deux études sont présentés dans le tableau 8. A partir de ces résultats, on peut calculer les réductions d'émissions par rapport au carburant fossile substitué. La méthode utilisée est celle proposée dans la directive 2009/28/CE sur la promotion des énergies renouvelables. Les réductions (en %) sont calculées de la façon suivante :

$$Réduction = \frac{E_F - E_B}{E_F} \times 100$$

Avec :

- E<sub>B</sub> = émissions liées de la production et l'utilisation du biocarburant.
- E<sub>F</sub> = émissions liées à la production et à l'utilisation de l'équivalent fossile.

L'étape d'utilisation du biocarburant n'est pas prise en compte dans les études précédentes. On considère donc l'étape supplémentaire de combustion du biocarburant dans un moteur classique. On suppose que les émissions sont nulles lors de cette étape, puisque la quantité de CO<sub>2</sub> émise correspond au CO<sub>2</sub> stocké par la biomasse lors de sa croissance.

Concernant les émissions liées à la production et à l'utilisation du carburant fossile (E<sub>F</sub>) on utilise la valeur de référence donnée dans la Directive sur la promotion des énergies renouvelables (2009/28/CE), à savoir 83,8 gCO<sub>2</sub>éq/MJ.

**Tableau 8 : impact sur l'effet de serre (GES) de différentes filières de production de biocarburants, (exprimé en gCO<sub>2</sub>éq émis par mégajoule de biocarburant produit)**

Étude	source	Biomasse utilisée	Produit final	Émissions de GES (gCO <sub>2</sub> éq/MJ)	Émissions évitées (%)
<b>Voie thermochimique</b>					
<i>Auto-thermiques</i>					
1	RENEW	TTCR de saule	Gazole de synthèse	29,6	65 %
2	JRC	TTCR de peuplier	Gazole de synthèse	6,9	92 %
3	JRC	Résidus forestiers	Gazole de synthèse	4,8	94 %
<i>Allo-thermiques</i>					
4	RENEW	TTCR de saule	Gazole de synthèse (ELEC)	18,3	78 %
5	Cf. section 4.1.3.	TTCR de saule	Gazole de synthèse (GAZ)	46,9	44 %
<b>Voie biochimique</b>					
6	JRC	TTCR de peuplier	Bioéthanol	22,0	74 %
7	JRC	Résidus forestiers	Bioéthanol	19,0	77 %
8	JRC	Paille de blé	Bioéthanol	8,7	90 %
<b>Biocarburants de 1<sup>ère</sup> génération</b>					
9	JRC	Blé	Bioéthanol	46,0	45 %
10	JRC	Betterave	Bioéthanol	54,0	36 %
11	JRC	Canne à sucre	Bioéthanol	22,0	74 %
12	JRC	Colza	Biogazole	53,0	37 %
13	JRC	Tournesol	Biogazole	41,0	51 %



Le TTCR de saule et le TTCR de peuplier sont des cultures très proches et leur impact environnemental peut être considéré comme identique.

La comparaison des évaluations de deux procédés similaires (1 et 2) réalisées par les études RENEW (2006) et JRC (2007) permet de souligner les grandes incertitudes sur les mesures des émissions. Si on prend l'exemple du gazole de synthèse produit par procédé auto-thermique à partir de TTCR (saule ou peuplier), on voit que sa substitution au gazole fossile permet de réduire les émissions de 65 % selon l'étude RENEW et de 92 % selon l'étude du JRC. Ces différences s'expliquent par les choix méthodologiques d'une part, et par les incertitudes importantes concernant les procédés de seconde génération d'autre part. Il est donc recommandé de comparer les différents procédés évalués au sein de la même étude afin de garantir la cohérence des résultats.

Les résultats de l'étude JRC (2007) montrent globalement un **meilleur impact environnemental des biocarburants de seconde génération par rapport à ceux de première génération**. Le bioéthanol de première génération issu de la canne à sucre fait cependant exception puisqu'il présente un bilan environnemental équivalent au bioéthanol de seconde génération produit à partir de TTCR de peuplier.

Par ailleurs, au sein de la seconde génération, on remarque **que les réductions d'émissions espérées sont plus importantes pour la voie thermochimique que pour la voie biochimique**.

Les résultats de l'étude RENEW (2006) soulignent que la production **allo-thermique de gazole de synthèse**, en supposant une **source d'énergie externe décarbonée** (électricité d'origine éolienne ou nucléaire), est le procédé présentant **le meilleur bilan en termes d'impact sur l'effet de serre**. A l'inverse, **la production allo-thermique** de gazole de synthèse, lorsque la source d'énergie externe est du gaz fossile, présente le plus mauvais bilan environnemental. Cependant, cette filière est étudiée car à plus long terme, une capture et un stockage du CO<sub>2</sub> émis lors de la conversion pourraient être envisagés.

#### 4.2.2 Coûts à la tonne de CO<sub>2</sub>

Les résultats présentés dans la section 3 montrent clairement que les coûts de production du gazole de synthèse par les trois procédés étudiés sont élevés en comparaison de ceux du gazole fossile et par conséquent, l'émergence de ces filières ne peut se faire sans soutien de l'État. Parmi les justifications du soutien aux biocarburants, la lutte contre l'effet de serre est prépondérante. Une analyse coûts – efficacité consistant à déterminer le coût public lié à la réduction d'une unité de gaz à effet de serre peut être réalisée afin de :

- comparer les procédés entre eux afin de déterminer celui qui est le plus intéressant,
- comparer le coût de réduction des émissions de GES par ces procédés avec celui des autres technologies de réduction existantes.

Le coût d'une tonne de CO<sub>2</sub>éq évitée est obtenu en calculant le ratio du surcoût de production du gazole de synthèse (par rapport au gazole fossile) sur les émissions évitées :

$$\text{Coût de la tonne de CO}_2\text{éq évitée} = \frac{C_{GS} - C_{GF}}{E_{GF} - E_{GS}} \times 1000$$

Avec :

- C<sub>GS</sub> = coûts de production d'un GJ de gazole de synthèse ;
- C<sub>GF</sub> = coûts de production d'un GJ de gazole fossile ;
- E<sub>GS</sub> = émissions lors de la production et de l'utilisation d'un gigajoule, en kgCO<sub>2</sub>éq/GJ ;
- E<sub>GF</sub> = émissions lors de la production et de l'utilisation de l'équivalent fossile, en kgCO<sub>2</sub>éq/GJ.

Le tableau 9 présente les résultats obtenus pour le scénario central. Les hypothèses retenues pour ce scénario sont rappelées dans l'encadré 3.

**Encadré 3 : rappel des hypothèses retenues pour le scénario central, à l'horizon 2020**

<b>Pétrole brut</b>	<b>55 €/baril</b> (hypothèses DGTPE).
<b>Diesel fossile</b>	<b>13,1 €/GJ</b>
<b>Gaz naturel</b>	<b>29 €/MWh</b>
<b>Biomasse</b>	<b>5,5 €/GJ</b> (soit 100 €/tms)
<b>Electricité</b>	Tarifs réglementés : <b>47 €/MWh pour les usines H<sub>2</sub> – BIOM et H<sub>2</sub> – GAZ, 43 €/MWh pour l'usine H<sub>2</sub> – ELEC.</b>
<b>Taux d'actualisation</b>	<b>4%</b> (taux utilisé pour les investissements publics).

**Tableau 9 : résultats obtenus pour le scénario central**

<b>Procédés</b>	<b>H<sub>2</sub> – BIOM</b>	<b>H<sub>2</sub> – ELEC</b>	<b>H<sub>2</sub> – GAZ</b>
Source d'énergie pour la synthèse de H <sub>2</sub>	Biomasse	Électricité décarbonée	Méthane
Coût de production (€/GJ de diesel-FT)	<b>26,03</b>	<b>26,97</b>	<b>23,38</b>
Coût de production (€/litre de diesel-FT)	0,89	0,93	0,80
Surcoût de production (€/GJ)	12,93	13,87	10,28
<b>Coût de réduction des émissions (€/tCO<sub>2</sub>éq)</b>	<b>239 (RENEW)</b>	<b>212 (RENEW)</b>	<b>279</b>
	<b>168 (JRC)</b>		

Les estimations du coût d'abattement d'une la tonne de CO<sub>2</sub> sont supérieurs à 200€/tCO<sub>2</sub>éq pour les trois procédés.

Le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée étant calculé comme le rapport d'une différence de dépenses sur une différence d'émissions, il est donc très sensible à la moindre variation de chacun des termes, ce qui conduit à des résultats très instables. C'est ce que montre notamment les résultats obtenus pour le procédé H<sub>2</sub> – BIOM, variable selon la source choisie pour l'évaluation de l'impact sur l'effet de serre. La différence entre deux estimations pour le même procédé (émissions évitées provenant des études JRC et RENEW) est plus importante que celle séparant les estimations de deux procédés différents.

Les incertitudes concernant les impacts environnementaux futurs de ces filières et les différences méthodologiques de ces deux études (RENEW et JRC) ont une répercussion significative sur les résultats (différence de 70 €/tCO<sub>2</sub>éq). C'est pourquoi différentes analyses de sensibilité des résultats ont été réalisées.

### **4.3 Analyses de sensibilité**

Les analyses de sensibilité permettent d'évaluer l'effet du changement de la valeur d'une des variables sur les résultats. Dans cette étude, les coûts de production sont estimés pour 2020, horizon d'émergence attendue des technologies de seconde génération. Certaines variables, dont le poids est significatif dans l'explication des coûts de production, sont sujettes à de fortes incertitudes. C'est le cas des prix du pétrole, de la biomasse et de l'électricité.

Afin de connaître la sensibilité des résultats à un paramètre donné, on envisage différentes valeurs plausibles pour cette variable tout en gardant les autres hypothèses du scénario central inchangées. On obtient des résultats qui varient de 120€/tCO<sub>2</sub>éq à 400€/tCO<sub>2</sub>éq, ce qui confirme leur sensibilité à toute modification des variables significatives.

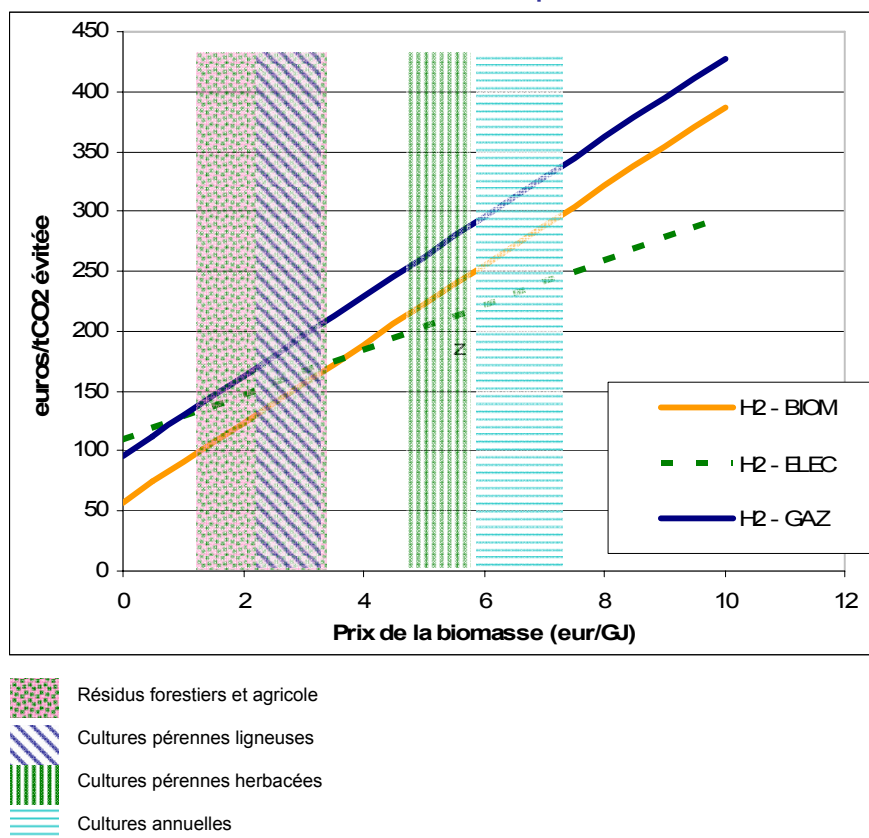
Par ailleurs, on a également étudié la sensibilité des résultats à l'hypothèse prise sur la valorisation du bionaphta et au taux d'actualisation choisi, deux variables dont le poids est également significatif.

On présentera ici les principales conclusions de ces analyses, les détails des résultats obtenus étant exposés en annexe 3.

#### **Prix de la biomasse**

Les procédés H<sub>2</sub> – BIOM et H<sub>2</sub> – GAZ sont tous les deux très sensibles au coût de la biomasse (figure 10), qui représente respectivement 38 % et 29 % des coûts de production totaux, pour un prix du pétrole à 55€/bl.

Figure 10 : variation du coût de la tCO<sub>2</sub> évitée en fonction du prix de la biomasse



Les coûts de production actuels sont très hétérogènes selon la catégorie de gisement mobilisée. En outre, le développement de la valorisation énergétique des ressources ligno-cellulosiques et des nouveaux usages (biomatériaux, chimie du végétal) pourrait entraîner une hausse de la demande, et donc du prix de la biomasse d'ici l'horizon d'émergence des technologies de production du gazole de synthèse, ce qui aurait une répercussion importante sur leur coût. Ainsi, pour le procédé H<sub>2</sub> – BIOM, le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée augmente de 120 à 380€ lorsque le prix de la biomasse passe de 2 à 10€/GJ.

Une analyse de sensibilité a donc été réalisée pour deux scénarios alternatifs plausibles (résultats en annexe 3) :

- un scénario bas à 3€/GJ : c'est le coût moyen actuel correspondant à l'exploitation du gisement le moins coûteux, à savoir les résidus agricoles et sylvicoles,
- un scénario haut à 8€/GJ : c'est un coût légèrement supérieur au prix le plus élevé annoncé actuellement, qui prend en compte une augmentation possible du prix de la biomasse à l'horizon 2020, en cas de hausse importante de la demande.

Alors que le procédé le plus avantageux dans le scénario central envisagé est le procédé H<sub>2</sub> – ELEC, le procédé H<sub>2</sub> – BIOM devient le plus intéressant pour un prix de la biomasse inférieur à 4 €/GJ, ce qui correspondrait aux coûts de production actuels des résidus agricoles et forestiers et des cultures ligneuses. Par contre, si le prix de la biomasse augmente au-delà de 8€/GJ, on voit que les trois procédés deviennent des technologies de lutte contre l'effet de serre très coûteuses, avec des coûts d'abattement de la tonne de CO<sub>2</sub> supérieurs à 250€.

### Prix du pétrole

Les coûts de production des procédés H<sub>2</sub> – BIOM et H<sub>2</sub> – ELEC sont peu sensibles à une variation du prix du pétrole (+1,5€/GJ environ pour une augmentation du cours du baril de 30€). En effet, une variation du prix du pétrole affecte principalement le prix du gaz (forte corrélation), matière première faiblement consommée par ces deux procédés. Le procédé H<sub>2</sub> – GAZ, qui présente une consommation de gaz plus importante, est plus sensible à une variation du prix du pétrole (+ 3€/GJ pour une augmentation du cours du baril de 30€), même si cette sensibilité reste limitée.

En revanche, les surcoûts de production sont très sensibles à une variation du prix du pétrole, puisque le prix du diesel fossile est très fortement corrélé au cours du baril. Ainsi, alors qu'aucune des technologies ne présentent un coût inférieur à 290€/tCO<sub>2</sub>éq évitée pour un prix du pétrole de 30€/bl, une hausse du prix du pétrole est très favorable aux trois procédés. Le coût d'abattement de la tonne de CO<sub>2</sub> est compris entre 120 et 170€ pour les trois procédés si le prix du pétrole atteint 85€/bl. En supposant les autres hypothèses du scénario central inchangées, il faut un prix du pétrole de 120€/bl pour que les procédés H<sub>2</sub> – BIOM et H<sub>2</sub> – ELEC deviennent compétitifs (*i.e.* surcoûts de production nuls). Ce prix seuil s'abaisse à 100€/bl pour le procédé H<sub>2</sub> – BIOM si on fait l'hypothèse d'un coût de la biomasse de 3€/GJ.

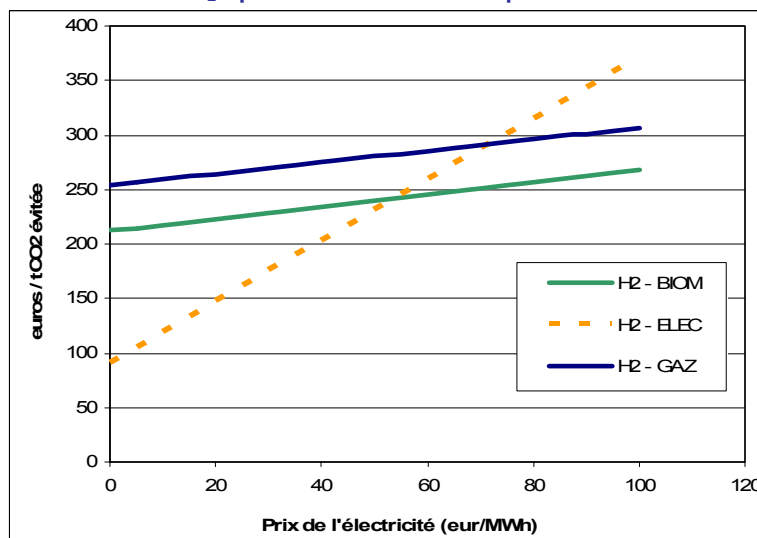
Cette analyse permet de revenir sur des hypothèses importantes prises dans le cadre de cette étude. On a supposé que les prix de la biomasse et de l'électricité n'étaient pas modifiés par une variation du prix du pétrole.

- L'étude du JRC suppose qu'une augmentation de 25€/GJ du prix du pétrole entraînerait une élévation de 5 % du prix de la biomasse. Cependant, cette variation est très faible au regard des incertitudes concernant le prix même de la biomasse et n'a donc pas été prise en compte dans notre étude.
- En ce qui concerne le prix de l'électricité, on a supposé qu'il restait soumis à des tarifs fixés d'ici 2020, et ne subissait donc pas l'influence d'une variation du prix du pétrole. Si l'on suppose une libéralisation du marché de l'électricité, ce n'est plus le cas et le prix de l'électricité est directement affecté par une variation du prix du pétrole (JRC, 2007).

### **Prix de l'électricité**

Le procédé H<sub>2</sub> – ELEC est logiquement très sensible à une variation du coût de l'électricité (figure 11). Ainsi, pour un coût de l'électricité inférieur à 60 €/MWh environ, c'est le procédé qui présente le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée le plus faible. Dans les hypothèses du scénario central, si l'on conserve des tarifs de l'électricité réglementés, c'est donc le procédé le plus intéressant.

**Figure 11 : variation du coût de la tCO<sub>2</sub>éq évitée en fonction du prix de l'électricité**



En revanche, si l'on envisage une libéralisation du marché de l'électricité, son prix sera plus élevé. En effet, le prix actuel observé sur le marché européen s'aligne sur les coûts de production relativement plus élevés des centrales à gaz allemandes et fluctue en fonction du prix du pétrole.

Une augmentation du coût de l'électricité touche principalement le procédé ex-électricité, qui passe du procédé le plus avantageux pour un prix bas du pétrole, au moins intéressant pour un prix supérieur à 75€/MWh, ce qui est plausible dans le cas d'une suppression des tarifs réglementés. D'après l'étude européenne du JRC (2007), le prix de l'électricité s'élèverait à 84€/MWh, pour un prix du pétrole d'environ 50€. Le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée pour le procédé H<sub>2</sub> –ELEC passe alors de 210 (sous tarifs réglementés) à 330€ (voir annexe 3).

### **Prise en compte du bionaphta**

Dans le scénario central, on a supposé que le bionaphta était un produit final à part entière. Une partie des coûts de production lui a donc été attribuée, au prorata de son contenu énergétique. Néanmoins, on

peut considérer l'éventualité qu'il ne soit pas valorisé (production supérieure à la demande, raffinage trop coûteux...) et reporter l'ensemble des coûts de production sur le gazole de synthèse. Cette hypothèse alternative est très défavorable aux trois procédés (annexe 3), qui deviennent alors des technologies de réduction des émissions extrêmement coûteuses (entre 380 et 540€/tCO<sub>2</sub>éq évitée).

### **Taux d'actualisation**

Le taux d'actualisation choisi a également un poids significatif. Le taux utilisé ici (4 %) est celui qui est employé par l'État pour juger de l'intérêt d'un investissement public potentiel. Si l'on considère un taux d'actualisation de 8 % (taux classiquement employé pour les investissements privés), on obtient alors des coûts d'abattement de la tonne de CO<sub>2</sub> supérieurs, de 30 à 50€ plus élevés selon les cas (voir annexe 3).

## **5 Discussions et perspectives**

### ***5.1 Limites de l'étude***

**Les nombreuses sources d'incertitude, que ce soit au niveau des données ou des hypothèses adoptées, invitent à interpréter les résultats avec précaution.** Plus précisément :

- Les prix des matières premières (énergies fossiles, biomasse et électricité) à l'horizon 2020 sont difficiles à anticiper et les résultats obtenus sont très sensibles au choix des hypothèses.
- Les coûts logistiques d'approvisionnement de la biomasse n'ont que partiellement été pris en compte. Or, ils peuvent être élevés car la densité énergétique de la biomasse est faible et par conséquent les quantités mobilisées sont importantes (800 000 tms/an pour une usine de taille industrielle).
- L'existence ou non de débouchés pour le bionaphta est encore incertaine et l'analyse de sensibilité à ce sujet a montré que le bilan des procédés devient très défavorable s'il n'est pas valorisé.
- Les réductions d'émissions estimées des différents procédés sont encore incertaines. Si les matières premières proviennent de cultures énergétiques dédiées, la phase de production de la biomasse présente un impact prépondérant sur les émissions de gaz à effet de serre. Or, les intrants chimiques nécessaires à la production de ces cultures et leur impact sur l'effet de serre sont encore peu connus. De plus, quelques soient les cultures mises en place, il existe encore des incertitudes importantes au sujet des émissions de CO<sub>2</sub> lors du changement d'utilisation des terres et des émissions de protoxyde d'azote provenant de l'utilisation d'engrais azotés.

Le calcul du coût d'abattement des différents procédés permet de déterminer la technologie la plus efficace pour atteindre certains objectifs de réduction d'émissions, mais ne prend pas en compte les autres impacts environnementaux. L'une des critiques majeures des évaluations environnementales des filières de première génération est d'avoir négligé ces autres impacts sur l'environnement, notamment sur la ressource en eau, les sols et la biodiversité, qui pourraient annuler les gains en termes d'effet de serre (OCDE, 2007).

Les premières études portant sur les biocarburants de seconde génération (dont RENEW, 2006, et JRC, 2007) s'accordent sur un bilan environnemental des cultures de seconde génération nettement plus favorable que celui des cultures de première génération. Les espèces pressenties sont en effet plus résistantes et sont caractérisées par des besoins en intrants faibles. La plupart d'entre elles sont des cultures pérennes, ce qui limite les interventions techniques et donc les consommations de gazole par les machines agricoles. Cependant, quelques points faibles des procédés de production de seconde génération sont déjà soulevés, comme par exemple :

- L'approvisionnement tout au long de l'année de quantités importantes de biomasse mobilisées (800 000 tms/an environ): il paraît difficile en effet d'imaginer que seule la mobilisation de résidus agricoles ou forestiers, dans un périmètre économiquement viable, sera suffisante. Le recours aux cultures dédiées, sauf si elles sont uniquement localisées sur des terres marginales (dont il n'existe pas d'estimation précise à l'heure actuelle), pourrait alors entrer en compétition avec les cultures alimentaires.
- Les consommations énergétiques importantes de ces filières, notamment pour les procédés allothermiques : le procédé H<sub>2</sub> – ELEC est très énergivore et consomme une puissance électrique de 280 MW. L'origine de l'électricité décarbonée est également problématique. On pourrait envisager la mise en place d'un parc éolien dédié, comme le suppose l'étude RENEW (2006) mais reste à trouver une source d'énergie décarbonée flexible qui prendrait le relais lorsque le vent tombe. En



outre, les coûts de production de l'électricité éolienne sont nettement plus élevés que les hypothèses faites ici, qui correspondent au coût du nucléaire. Si on choisit de l'électricité décarbonée d'origine nucléaire, il reste toujours la problématique non-résolue du traitement des déchets et de la fin de vie des installations, qui n'a pas non plus été prise en compte dans le cadre de cette étude.

## 5.2 Conclusions sur la légitimité d'un soutien public

Afin d'intégrer les objectifs climatiques dans les décisions publiques, l'État fixe une valeur tutélaire du carbone qui est ensuite utilisée pour juger de la pertinence d'un projet. Dans le cas des technologies de réduction d'émissions de gaz à effet de serre, le coût d'abattement des différents procédés est comparé à cette valeur de référence : s'il lui est inférieur ou égal, cela signifie que le coût économique est acceptable au regard de la lutte contre le changement climatique. On peut donc utiliser cette valeur de référence pour déterminer les technologies qui devraient faire l'objet d'un soutien public afin de compenser les surcoûts de production par rapport aux homologues fossiles.

### Encadré 4 : Valeur tutélaire du carbone

La valeur tutélaire du carbone, fixée par l'État, permet de prendre en compte les émissions de gaz à effet de serre dans l'évaluation de la rentabilité des investissements publics. En affectant une valeur monétaire à la tonne de dioxyde de carbone, elle a pour objectif d'internaliser le coût des émissions et d'orienter les choix d'investissements publics vers les projets les moins émetteurs.

Jusqu'en 2008, la valeur qui servait de référence était celle établie par la commission présidée par Marcel Boiteux en 2001, qui recommandait une valorisation monétaire à 27€/tCO<sub>2</sub> (exprimée en euros 2000). En 2008, une nouvelle commission établie par le centre d'analyse stratégique et présidée par Alain Quinet a été chargée de réactualiser cette valeur en tenant compte des nouveaux engagements climatiques nationaux et européens de mars 2007. Les valeurs tutélaires recommandées sont issues d'un compromis entre les différents membres de la Commission (économistes appartenant à divers organismes (OCDE, ADEME...), représentants de partenaires économiques et sociaux, d'organisations environnementales, des ministères concernés...). L'évaluation de la valorisation monétaire du carbone permettant d'atteindre les objectifs de réduction des émissions a été réalisée grâce à la mobilisation de trois modèles principaux: *GEMINI-E3*, *POLES* et *IMACLIM-R*.

La valeur tutélaire d'une tonne de CO<sub>2</sub> est fixée à 100 euros à l'horizon 2030 parce que c'est la valeur que la France doit atteindre afin de respecter ses engagements. Après 2030, elle évoluera selon le taux d'actualisation public de 4 % (Lebègue, 2005) conformément à la règle d'Hotelling pour l'exploitation optimale des ressources renouvelables. Afin de rejoindre cette valeur d'ici 2030, la commission propose de partir de la valeur de 27€/tCO<sub>2</sub> (euros 2000) recommandée par la commission Boiteux, actualisée en euros 2010 (soit 32€ la tonne), puis de la faire croître annuellement au taux permettant de rejoindre la valeur de 100 euros en 2030. La trajectoire des valeurs obtenue est donnée par le *tableau 14*.

**Tableau 10 : valeur tutélaire d'une tonne de CO<sub>2</sub>**

	2010	2020	2030	2050
Valeur recommandée	32	56	100	200 (150 – 350)

Source : Centre d'Analyse Stratégique

A l'horizon 2020, les technologies présentant un coût d'abattement inférieur ou égal à 56€/tCO<sub>2</sub> devraient être soutenues (tableau 10). Dans les hypothèses du scénario central, on a vu que le coût d'abattement des procédés étudiés est très nettement supérieur à cette valeur. On pourrait donc en déduire que ce ne sont pas des technologies efficaces et que l'atteinte des objectifs climatiques doit passer par le développement de technologies moins coûteuses.

Cependant, dans le cadre des objectifs européens de lutte contre l'effet de serre, chaque pays membre a l'obligation de développer la production de biocarburant, première et seconde générations confondues. Il peut s'avérer alors intéressant de comparer l'efficacité des filières de première et de seconde génération et les surcoûts de production des différentes filières, afin d'atteindre ces objectifs à moindre coût.

L'étude JRC (2007) fournit des évaluations du coût de réduction des émissions de différentes filières, de première et seconde générations :

- Le coût d'abattement de la filière de production de biogazole de colza (EHMV) est estimé entre 140 et 150€/tCO<sub>2</sub>éq et celle du biogazole de tournesol (EMHV) entre 100 et 110€/tCO<sub>2</sub>éq (première génération).

- L'évaluation du coût de la tonne de CO<sub>2</sub>éq évitée du procédé de production de gazole de synthèse de seconde génération est supérieure et s'élève à 188€<sup>30</sup>.

*A priori*, les technologies de production de biogazole de première génération seraient donc plus efficaces que celles de seconde génération, au regard de l'objectif de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. Cependant, il faut souligner que la différence (30 – 40€/tCO<sub>2</sub>éq) est faible au regard des incertitudes concernant ces estimations, et de la sensibilité des estimations à une variation des paramètres. De plus, on ne tient explicitement pas compte d'éventuels progrès technologiques : il est possible que ces technologies soient améliorées d'ici leur horizon d'émergence, ce qui pourrait les rendre d'autant plus compétitives avec la première génération.

La directive sur la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables (2009/28/CE) établit certains critères qu'il faut prendre en compte dans les choix de filières. Dans l'article 17 qui porte sur les critères de durabilité des biocarburants, il est spécifié que les filières de production devront permettre une réduction minimale d'émissions de GES par rapport à leur équivalent fossile. Ce seuil est fixé à 35 % mais deviendra de plus en plus exigeant avec le temps. Ainsi, les usines de production construites après 2017 devront présenter des réductions d'émissions supérieures à 60 %. Dans l'état actuel des technologies, aucune des filières de première génération produites en France ne permet de telles réductions. Cependant, le progrès technique, combiné notamment à une meilleure valorisation des coproduits, pourrait permettre de réduire davantage les émissions de CO<sub>2</sub> de ces technologies d'ici 2020.

Au vu du niveau actuel et attendu en 2030 de la valeur tutélaire du carbone, on pourrait conclure que les technologies de seconde génération ne sont pas efficaces et cela même à l'horizon 2030. Il semble cependant difficile d'éliminer définitivement ces procédés. L'augmentation du prix du pétrole et de la valeur tutélaire du carbone, conjuguée à l'effet du progrès technique, pourrait rendre ces technologies plus intéressantes à long terme (à partir de 2030). Enfin, il conviendrait de comparer ces technologies aux autres technologies existantes pour réduire les émissions, notamment dans le secteur des transports (véhicules électriques).

Il est aujourd'hui difficile de savoir quelle technologie sera la plus intéressante à l'horizon 2020. En l'absence de démarcation d'une technologie par rapport à une autre, il paraît fondamental de soutenir la recherche sur ces différentes technologies.

## Conclusion

Cette étude fournit une évaluation des bénéfices relatifs à l'effet de serre que l'on peut attendre des biocarburants de seconde génération et compare leur performance à celles des carburants fossiles et des biocarburants de première génération. Il en ressort que les bilans environnementaux annoncés pour les procédés de seconde génération sont nettement plus favorables que ceux de la première (exception faite du bioéthanol de canne à sucre brésilien), que ce soit au niveau de l'impact sur l'effet de serre, ou au niveau des autres impacts environnementaux. En outre, dans le cas des cultures énergétiques, les productions surfaciques de biocarburant seraient supérieures à celles de la première génération, ce qui permettrait une optimisation des surfaces dédiées. Si la production de biocarburants mobilise des gisements de biomasse résiduelle (résidus forestiers, agricoles et industriels) ou des cultures énergétiques réalisées sur des terres marginales, l'impact de la seconde génération sera nettement plus favorable que la première, en termes de concurrence avec les productions alimentaires. La nature des gisements mobilisés dépendra de l'évolution de la demande des usages alternatifs (énergie, biomatériaux, chimie verte...), actuellement en plein développement, à l'horizon d'émergence de ces technologies.

Cependant, les coûts de production des procédés de seconde génération calculés pour différents scénarios de prix des matières premières sont nettement supérieurs à ceux des procédés de première génération ce qui résulte en des coûts à la tonne de CO<sub>2</sub> évitée élevés. Aussi, à l'horizon 2020, les technologies de seconde génération ne pourraient émerger sans soutien public, qui serait par ailleurs coûteux.

Sur la base des résultats présentés dans ce rapport, un soutien de ces technologies est coûteux et ne serait pas justifié. Il est cependant nécessaire de rappeler la forte sensibilité des résultats obtenus à la variabilité des paramètres de calcul choisis. Cette dernière est conjuguée aux fortes incertitudes concernant le choix des différentes hypothèses dans le cadre de cette étude, et notamment la non-prise

---

<sup>30</sup> Les résultats obtenus dans le cadre de ce mémoire se basent sur des bilans environnementaux beaucoup moins favorables (RENEW, 2006), on ne peut pas les comparer directement aux estimations de l'étude JRC (2007). On se limite donc à une comparaison des estimations données pour les différentes filières par l'étude JRC.

en compte du progrès technique qui pourrait diminuer significativement les coûts de production à long terme.

Cependant, l'obligation d'atteindre une part de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports d'ici 2020 fixé par l'Union Européenne rend le développement d'alternatives aux carburants fossiles obligatoire, qu'il s'agisse de technologies efficaces ou non par rapport à la valeur tutélaire du carbone. Une comparaison des technologies de production des biocarburants des deux générations et des technologies alternatives (véhicules électriques) est donc nécessaire afin de déterminer celles qui seront disponibles au moindre coût d'ici 2020, et qui permettront d'atteindre cet objectif.

Concernant la comparaison des deux générations de biocarburants, bien que les coûts estimés pour la seconde génération soient plus importants que ceux de la première génération, il apparaît difficile de conclure sur une supériorité des technologies de première génération. En effet, ces surcoûts paraissent minimes, au vu des incertitudes et de la sensibilité de l'évaluation à toute variation des hypothèses. Par ailleurs, cette analyse ne tient pas compte des autres impacts environnementaux, notamment sur la ressource en eau, les sols et la biodiversité, qui seraient *a priori* nettement moindres pour les cultures énergétiques de seconde génération.

Dans ce contexte de fortes incertitudes sur les estimations des coûts d'abattement, **et en l'absence de démarcation d'une des technologies de réduction des émissions de GES envisagées pour le domaine des transports**, il paraît difficile de mettre en place un soutien public important privilégiant une technologie particulière. Dans l'objectif du développement d'une part de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports d'ici 2020, le soutien à la recherche est donc fondamental, afin de favoriser l'optimisation des différentes filières.



## LEXIQUE

**Démixtion** : séparation d'un mélange liquide en différentes phases non-miscibles.

**Gazéifieur**: réacteur dans lequel la matière carbonée est transformée en gaz combustible dans des conditions de haute température et de haute pression, en présence d'un mélange de vapeur d'eau et d'oxygène (ou d'air). Les technologies opérationnelles à l'heure actuelle sont :

- **les réacteurs à lit fixe** : la biomasse est grossièrement divisée (diamètre des particules compris entre 6 et 50 mm) et peu mobile, disposée en « lit fixe » sur une grille, traversée par le flux du mélange oxydant. La limite de ce type de réacteur vient de sa faible capacité, qui le rend peu adapté à une production industrielle de gazole de synthèse (100 tms/heure).
- **les réacteurs à lit fluidisé** : la biomasse est injectée dans un lit de matériau inerte (du sable le plus souvent), qui permet de mieux conduire la chaleur et de la fluidiser. Le réacteur est traversé par un courant ascendant de mélange de vapeur d'eau et d'oxygène qui met en mouvement le lit fluidisé formé des particules de biomasse (diamètre compris entre 1 – 10 mm) et le sable. Cette technologie a l'avantage d'accepter une biomasse hétérogène en entrée. Par contre, la présence de sable ne permet pas de monter à des températures et pressions supérieures à 1000°C et 40 bars, sans risquer d'entraîner la fusion du sable. Le gaz obtenu contient des polluants (goudrons, méthane...).
- **les réacteurs à flux entraîné** : la biomasse est pulvérisée dans le mélange de dioxygène et de vapeur d'eau pendant un temps très bref (entre 2 et 5 secondes). Pour cette raison, elle doit être réduite en particules très fines (diamètre <100 microns) afin de la rendre plus réactive et la gazéification a lieu à température et pression très élevées (environ 1500°C et 80 bar). L'intérêt de ce gazéifieur est qu'il permet d'obtenir un gaz très pur (pas de goudrons, peu de méthane...). Cependant, c'est une technologie très énergivore, et qui demande une biomasse très homogène en entrée (étape de prétraitement obligatoire).

**Méthodes d'allocation** : lors la production des biocarburants, certains coproduits sont également générés. S'ils sont valorisés, il paraît légitime qu'une part des impacts environnementaux (et des coûts de production) leur soit attribuée. Il existe différentes méthodes pour déterminer la part des impacts qui sera allouée aux coproduits. La méthode choisie influence fortement l'impact global de la filière de production du biocarburant. Les principales méthodes d'allocation sont les suivantes :

- **la méthode dite « de substitution »** : Si ces coproduits sont valorisés, on évalue les impacts environnementaux (et les coûts) de leurs filières classiques de production. Pour une quantité donnée de coproduit généré par la filière biocarburant, on définit la part d'impacts qui lui sera affectée à hauteur des impacts évités grâce à la moindre production d'une même quantité de coproduit par la filière classique. Même si cette méthode semble la plus proche de la réalité, elle est souvent difficile à appliquer car elle demande une très bonne connaissance des filières de valorisation alternatives.
- **les méthodes d'allocation au prorata** :
  - o **allocation massique** : affectation des impacts au prorata de la masse des différents coproduits. Par exemple, lors de la phase finale de distillation du bioéthanol de blé, on récupère 43 % (en masse) de bioéthanol et 57 % de vinasses qui peuvent être méthanisées (valorisation énergétique) (Sadones, 2006). Si on applique les règles de l'allocation massique, 57 % des impacts environnementaux de cette étape sont affectés aux vinasses, ce qui améliore nettement le bilan environnemental du bioéthanol, qui présente pourtant un contenu énergétique largement supérieur à celui des vinasses.
  - o **allocation économique** : affectation des impacts au prorata des prix de marché des différents coproduits. Cette méthode nécessite de connaître les prix de marché des coproduits et que ces derniers soient relativement stables dans le temps.
  - o **allocation énergétique** : affectation des impacts au prorata du contenu énergétique des différents coproduits. Cette méthode semble intéressante pour les filières de production de biocarburants puisque leur but est de générer des produits de contenu énergétique élevé.

**Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) :** c'est l'énergie libérée par la combustion complète d'une unité de masse d'un produit. L'énergie de vaporisation de l'eau n'est pas prise en compte. Le PCI est généralement exprimé en mégajoules par kilogramme (MJ/kg).

**Pyrolyse :** transformation de la biomasse en un intermédiaire énergétique plus dense. Sous l'action de la chaleur, la biomasse est décomposée en trois phases : solide (charbon végétal), liquide (huiles pyrolytiques) et gazeuse (gaz ...). Ce sont les paramètres de la réaction qui permettent d'obtenir une phase plutôt qu'une autre. Celle la pyrolyse rapide qui est la plus adaptée comme étape préalable à la gazéification. Elle est réalisée à 500°C (temps de séjour de quelques secondes) et permet d'obtenir des huiles pyrolytiques qui seront ensuite injectées dans le gazéifieur.

**Slurry :** intermédiaire énergétique obtenu après un prétraitement de la biomasse (pyrolyse), formé d'une huile visqueuse comprenant des particules solides en suspension.

**Tep, tonne équivalent pétrole :** unité énergétique correspondant au pouvoir calorifique d'une tonne de pétrole, soit 42 mégajoules environ.

**Torréfaction :** transformation de la biomasse en un intermédiaire énergétique plus dense, sous l'action de la chaleur (environ 250°C). Elle permet de transformer la biomasse en charbon végétal, sous l'action de la chaleur. Cette technologie est moins énergivore que la pyrolyse mais elle est moins avancée au niveau des recherches.

## BIBLIOGRAPHIE

**ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) (2010) « Analyses de cycle de vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France ».**

**AEE (Agence Européenne pour l'Environnement) (2004), « Biocarburants pour les transports: analyse des liens avec les secteurs de l'énergie et de l'agriculture ».**

**AGENCE FRANCE TRESOR (2008), « Programme de stabilité de la France 2009 – 2012 », programme pluriannuel des finances publiques.**

**AGRICE (Agriculture pour la Chimie et l'Energie), Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) (1998), « Les cultures ligno-cellulosiques et herbacées pour la production de biomasse à usage non alimentaire », Groupement d'Intérêt Scientifique, fondé en 1994 par les ministères chargés de l'Agriculture, de l'Environnement, de l'Industrie, de la Recherche avec la collaboration de l'ADEME, et qui regroupe différents partenaires (INRA, CEA, IFP, CNRS...).**

**AGROTRANSFERT Ressources et Territoires, ARVALIS Institut du Végétal, Région Picardie (2008), « Exporter des pailles sans risque pour l'état organique des sols - Guide de décision à la parcelle », document élaboré à l'issue du programme Cartopaille à la demande de la FRCA Picardie.**

**BABUSIAUX D. (1990), « Décision d'investissement et calcul économique dans l'entreprise ».**

**BALLERINI D. (2006), "Les biocarburants : état des lieux, perspectives et enjeux de développement", Institut Français du Pétrole.**

**BATAILLE C., BIRRAUX C. (2009), rapport sur l' « Évaluation de la stratégie nationale de recherche en matière d'énergie », Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques.**

**CARREZ G. (2009), « Examen de la première partie du projet de loi de finances pour 2009 », rapport général réalisé au nom de la commission des finances.**

**CLAUDET G., SEILER J.M. (2005), « Analyse comparative du potentiel national des filières de production de biocarburants », CEA Grenoble.**

**COMITE OPERATIONNEL N°10 du Grenelle (2008), « Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale », rapport du comité « Energies renouvelables ».**

**CORMEAU J. et GOSSE G. (2008), « Biocarburants de deuxième génération : semer aujourd'hui les carburants de demain », revue Club Déméter.**

**CRIQUI P. (2009), « La contribution climat énergie, enfin un prix pour le carbone ! », laboratoire d'économie de la production et de l'intégration internationale (LEPII), note de travail.**

**DUPONT C., CHATAING T., ROUGE S. (2008), « Thermo-conversion de matériaux carbonés pour produire des carburants de synthèse : cas de la biomasse », CEA Grenoble.**

**ECOBILAN (département développement durable du cabinet PricewaterhouseCoopers) (2002), « Bilans énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants en France », étude mandatée conjointement par l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) et la Direction des Ressources Énergétiques et Minérales (DIREM).**

**FAO (Organisation des Nations-Unies pour l'Alimentation et l'Agriculture) (2008), « La situation mondiale de l'alimentation et de l'agriculture – les biocarburants : perspectives, risques et opportunités ».**

**FARGIONE J., HILL J., TILMAN D. (2008), "Land clearing and the biofuel carbon debt", Science magazine.**

**GABRIELLE B. (2008), « Intérêts et limites des biocarburants de première génération », INRA.**

**GUESNERIE R. (2006), "Les économistes et l'effet de serre", article du magazine *Science et Devenir de l'Homme*.**

**HOHWILLER C., ROUGE S. (2009), "Electric grid regulation in a renewable energy supply - application to BtL process", Commissariat à l'Énergie Atomique.**

**IFN (Inventaire Forestier National), SOLAGRO (2004), "Évaluation du potentiel bois-énergie ", étude financée par l'ADEME.**

**JRC (Joint Research Center), CONCAWE, EUCAR** (2006-2008) “Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context” [<http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW>].

**JRC (Joint Research Center)** (2005), “Gis-based assessment of cereal straw energy resource in the European Union”.

**LEBEGUE D.** (2005), « Révision du taux d’actualisation des investissements publics », Commissariat général du Plan, rapport du groupe d’experts présidé par Daniel Lebègue.

**LEVESQUE C., VALLET P., GINISTY C.** (2007), « Biomasse forestière disponible pour de nouveaux débouchés énergétiques et industriels », CEMAGREF.

**LORNE D.** (2008), « Les unités pilotes de biocarburants de deuxième génération dans le monde », Institut Français du Pétrole.

**LORNE D.** (2007), « Potentiels de mobilisation de la biomasse pour la production de biocarburants à l’échelle du monde, de l’Europe et de la France », Institut Français du Pétrole.

**OCDE** (2008), « Evaluation économique des politiques de soutien aux biocarburants », Direction des Echanges et de l’Agriculture, résumé.

**OCDE [DOORNBOSCH R., STEENBLIK R.]** (2007), “Biofuels: is the cure worse than the disease? ».

**ONIGC (Office National Interprofessionnel des Grandes Cultures)** (2007), “ Biocarburants 2010 : Quelles utilisations des terres en France ? ».

**PREVOT H., HESPEL V., DUPRE J.Y., BARATIN F. et GAGEY D.** (2005), « L’optimisation du dispositif de soutien à la filière biocarburants », Rapport du Conseil Général des Mines, de l’Inspection générale des Finances et du Conseil général du Génie rural des eaux et forêts.

**QUINET A., BAUMSTARK L.** (2008), “La valeur tutélaire du carbone”, Centre d’Analyse Stratégique, rapport de la commission présidée par Alain Quinet,

**SADONES P.** (2006), « Les biocarburants : quel intérêt ? Quelles perspectives ? », association EDEN.

**SEARCHINGER T., HEIMLICH R., HOUGHTON R.A.** (2008), “Use of U.S. croplands for biofuels increases greenhouse gases through emissions from land-use change”, Science magazine.

**SEILER J.M., HOHWILLER C. & al** (2009), « Technical and economical evaluation of sustained carbon biomass to liquid fuel processes », Commissariat à l’Energie Atomique.

**SOURIE J.C., TREGUER D., ROZAKIS S.** (2005), « L’ambivalence des filières biocarburants », INRA.

**VOLKSWAGEN** (et 32 partenaires) (2006 – 2008), « RENEW (Renewable fuels for advanced powertrains) project » [<http://www.renew-fuel.com>].

**ZAH R. et al** (2007), « Ecobilan d’agents énergétiques : évaluation écologique de biocarburants », sur mandat de l’Office fédéral de l’énergie (OFEN), de l’Office fédéral de l’environnement (OFEV) et de l’Office fédéral de l’agriculture (OFAG) suisses.

**DIRECTIVE 2009/28/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL** (2009) relative à « la promotion de l’utilisation de l’énergie produite à partir de sources renouvelables ».

Rapport de la conférence des experts et de la table ronde sur la contribution Climat et Energie », présidées par Michel Rocard (2009).

## ANNEXE 1: Évaluation des gisements de résidus agricoles et forestiers

### • Gisement de résidus agricoles

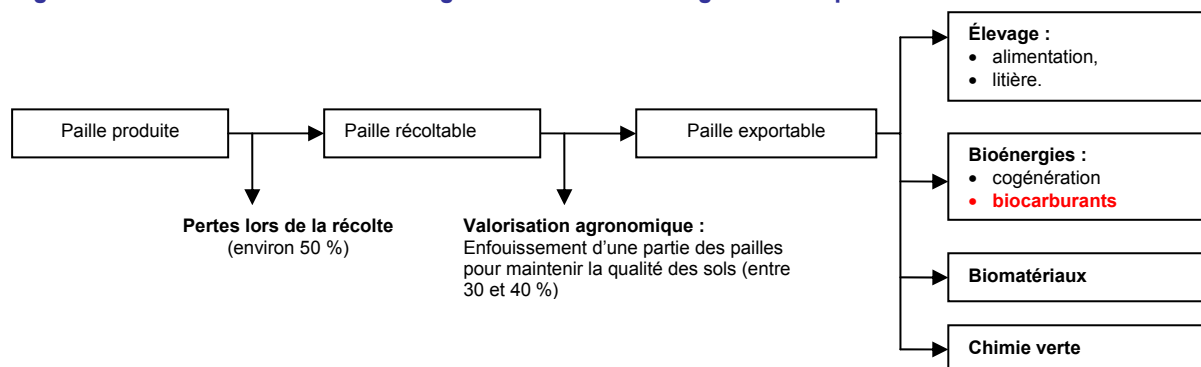
Les quantités de paille produites sont évaluées à partir des données du Ministère de l'Agriculture (statistiques Agreste 2009) indiquant les surfaces nationales cultivées en céréales et en oléagineux et à partir de données techniques sur la production de paille. La déduction des pertes lors de la récolte, principalement liées aux caractéristiques techniques du matériel agricole (hauteur de coupe minimale...) permet d'estimer la quantité de paille récoltable. Cependant, toute la paille récoltée ne sera pas exportée : une partie de la ressource est enfouie afin de maintenir la fertilité et la qualité structurale du sol.

La quantité de paille réellement disponible pour la production de biocarburants doit être évaluée en tenant compte des usages alternatifs. Actuellement, le débouché principal de la paille est l'élevage. Dans une moindre mesure, la paille est également utilisée par le secteur énergétique (chaleur et électricité). Cet usage est en plein développement, appuyé par la Commission de Régulation de l'Énergie qui a lancé 3 appels d'offres successifs depuis 2005, pour les projets de centrales de cogénération biomasse. D'autres usages plus marginaux, tels que la fabrication de biomatériaux et de produits chimiques à partir de pailles font encore l'objet de recherches. Cependant, comme la quantité de paille que ces secteurs mobiliseront est difficile à évaluer, on estimera le gisement disponible pour l'ensemble de ces nouveaux usages : cogénération, biocarburants, chimie verte, biomatériaux et papier.

La quantité de paille récoltable en tenant compte des contraintes décrites précédemment étant incertaine, on envisage trois scénarios différents, qui nous donnent des estimations - basse, moyenne et haute - du gisement disponible.

La méthode permettant d'estimer la quantité de pailles disponible pour la production de biocarburants est composée d'une série d'étapes, comme expliqué dans la figure 12.

Figure 12 : méthode d'évaluation du gisement de résidus agricoles disponible



#### ○ Paille produite

La quantité de paille produite est environ équivalente à la quantité de grains, soit en moyenne 8 t/ha.

#### ○ Paille récoltable

Une partie de la paille produite est perdue lors de la récolte : menue paille, chaume,... Par ailleurs, il existe une hauteur minimale de coupe qui dépend du matériel utilisé. D'après l'étude Agrice 1998, la moitié de la paille produite serait récoltable.

La quantité de paille de céréales récoltable est en général estimée à 3 tonnes de matière sèche (tms) par hectare (ha), l'humidité moyenne à la récolte des pailles de céréales étant de 12 % (excepté pour les cannes de maïs (plus de 70 %)) (AGRICE, 1994).

Pour les pailles de céréales, on prendra donc 3 estimations des quantités de pailles récoltables, afin d'avoir une estimation basse (2 tms/ha), moyenne (3 tms/ha) et haute (3.5 tms/ha) des quantités totales disponibles.

Dans le cas du colza, la paille récoltable est généralement estimée à 2 tms/ha (humidité à la récolte de 70 – 75 %). La production de tournesol étant faible (550 ha en 2008), la récolte des résidus n'est pas envisagée et n'est donc pas considérée ici.

- *Paille exportable, en tenant compte des besoins du maintien de la qualité du sol*

L'enfouissement d'une partie des pailles assure le maintien d'une bonne qualité des sols. Il participe à la stabilité structurale du sol, nécessaire notamment au passage des machines agricoles, et au maintien d'un taux de matière organique suffisant (fertilité des sols).

La quantité de paille exportable dépend principalement du type de sol (limoneux, sableux ou argileux) du système de culture et de l'apport ou non d'amendement organique.

Ces différents éléments vont conditionner la teneur en carbone et en matière organique du sol et donc la quantité de paille exportable. A l'issu du programme *Cartopailles* réalisé en région Picardie terminé en 2007, un document d'aide à l'évaluation la quantité de paille exportable selon les différentes situations possibles a été réalisé en 2008 par un groupe de travail réunissant différents partenaires, et notamment AGRO-TRANSFERT Ressources et Territoires, Arvalis et la région Picardie. Dans le cas de sols très fragiles avec peu de céréales dans les rotations, l'exportation des pailles est déconseillée. Dans le cas d'un sol riche en humus, on peut exporter entre 1 paille sur 4 à 2 pailles sur 3 selon les caractéristiques du sol et les des assolements. En moyenne, on peut retenir l'exportation d'une paille sur 3, sachant que ce ratio doit être revu au cas par cas.

On peut alors calculer la quantité de pailles exportable : les résultats sont donnés dans le **tableau 12**. On prend trois estimations de quantités de paille récoltable : 2,5 tms/ha (basse), 3 tms/ha (moyenne) et 3,5 tms/ha (haute). En ce qui concerne le colza, on parle souvent de moins de 2 tms/ha. On prendra donc comme estimations : 1 ; 1,5 et 2 tms/ha.

**Tableau 12 : productions annuelles et quantités exportables de pailles de céréales et d'oléagineux**

	Surface cultivée	Production récoltable de paille			Quantité exportable		
	en 2008*	(Mt de ms)			(1 paille sur 3) en Mtms		
		Fourchette basse	Moyenne	Fourchette haute	Fourchette basse	Moyenne	Fourchette haute
Blé tendre	5,0	12,6	15,1	17,6	4,2	5,0	5,9
Orge, esc.	1,8	4,4	5,3	6,1	1,5	1,8	2,0
Triticale	0,3	0,8	1,0	1,2	0,3	0,3	0,4
Blé dur	0,4	1,1	1,3	1,5	0,4	0,4	0,5
Mais grain	1,6	3,9	4,7	5,4	1,3	1,6	1,8
Colza	1,5	2,2	3,0	3,7	2,2	3,0	3,7
<b>TOTAL</b>		25,0	30,3	35,6	9,8	12,1	14,3

\* : source Eurostat, Agreste, mai 2008 ; données de 2008, en Mha.

- *Concurrence entre les différents usages*

Les calculs précédents permettent de connaître la quantité de pailles exportable du champ. Cependant, le gisement de paille récoltable est déjà en partie exploité par les éleveurs (litière et alimentation animale) et dans une moindre mesure pour l'énergie (biocombustible) et de manière aujourd'hui marginale, pour la production de biomatériaux. Une faible part des pailles récoltées sont commercialisées, la majorité étant destinée à l'autoconsommation.

### **Elevage**

Actuellement, la paille est majoritairement utilisée par l'élevage, qui la destine à deux usages :

- litière : c'est l'usage largement majoritaire (90- 95 %)
- alimentation animale : pendant les périodes de soudure, ou les années où la récolte de foin a été mauvaise,

La quantité de paille disponible est très variable selon la spécialisation agricole régionale. Ainsi, dans une zone d'élevage, la quasi-totalité de la paille exportable sera mobilisée pour les animaux.

D'après l'étude réalisée par le Groupement d'Intérêt Scientifique « Agriculture pour la Chimie et l'Energie » (AGRICE, 1998), pour une année moyenne de production de 24 millions de tonnes de pailles de céréales, 60 % sont utilisés pour l'élevage (litière à 90 %).



Une étude plus récente du JRC (JRC, 2005) d'évaluation des gisements européens de paille disponible pour la production d'énergie évalue la quantité de paille déjà mobilisée pour l'élevage par tête de bétail en fonction du type d'exploitation (caillebotis...), du climat (temps de séjour à l'intérieur...) et de la production de paille dans la région. En additionnant les données régionales, on trouve pour la France un résultat national de 60 % de pailles destinées à l'élevage.

### Chaleur et électricité (cogénération)

L'utilisation des pailles pour la chaleur et l'électricité (cogénération) est un débouché qui se développe de plus en plus.

Notamment, afin d'atteindre l'objectif 2020 du Grenelle de l'environnement pour la cogénération biomasse (3,84 Mtep d'énergie issue des centrales de cogénération biomasse contre 0,24 Mtep aujourd'hui), la Commission de Régulation de l'Énergie a lancé 3 appels d'offres successifs pour des projets de cogénération. Ainsi, 14 projets ont été sélectionnés en 2005 dans le cadre du premier appel d'offres (216 MW électriques au total) et 22 projets en 2008, dans le cadre du second (300 MW). Un troisième appel d'offres vient d'être lancé en novembre 2008 et a pour objectif la production de 250 MW électriques supplémentaires.

Même si les ressources principalement mobilisées par ces projets sont les principalement du bois (plaquettes forestières et résidus de l'industrie du bois) et des résidus de l'industrie papetière, 800 000 tonnes de pailles ont été mobilisées dans le cadre du 2<sup>ème</sup> appel d'offres, et le 3<sup>ème</sup> appel d'offres mobilisera probablement une quantité supérieure.

La plupart des projets de cogénération à partir de pailles se situent au niveau des deux gisements principaux de résidus agricoles :

- les régions Champagne- Ardennes et Picardie : pailles de céréales,
- la région Sud-Ouest (Poitou Charente principalement) : cannes de maïs

### Autres usages : biomatériaux, papier et chimie du végétal

Bien que l'utilisation de la paille dans la construction ou en matière première renouvelable dans l'industrie chimique (industries pharmaceutique, cosmétique, fabrication de plastiques, de peintures...) soit actuellement marginale, ces nouveaux débouchés sont actuellement en plein développement. A l'horizon 2015 – 2020, il est possible que les gisements exploités par ces nouveaux usages ne soient pas négligeables.

De même, la Compagnie Industrielle de la Matière Végétale (CIMV) a lancé un projet de papeterie approvisionnée en paille de blé, à Vitry-le-François (Marne). Cette usine mobiliserait 135 000 t de pailles par an (contractualisation avec la coopérative Champagne Céréales) afin de produire 60 000 t de pâte à papier et 50 000 t de lignine, dont la moitié serait destinée au secteur de la plasturgie et le reste à l'alimentation animale.

**Tableau 13 : estimations massiques et énergétiques du gisement disponible pour la production de biocarburants**

	Gisement disponible (Millions de tms)	Potentiel thermique (Mtep) <sup>1</sup>	Potentiel biocarburants <sup>2</sup> (Mtep)
Estimation basse	5,3	2,3	0,9
Estimation moyenne	6,6	2,8	1,1
Estimation haute	8,0	3,4	1,4

<sup>1</sup> Le gisement de pailles de colza, inexploité jusqu'ici, est envisagé dans sa totalité.

<sup>2</sup> D'après le CIVEPE, le **contenu énergétique moyen des résidus de culture serait de 0,43 tep/t m.s.** (CIVEPE, 2006).

<sup>2</sup> en faisant l'hypothèse d'un rendement énergétique de 40 %, ce qui est l'hypothèse moyenne généralement prise pour la seconde génération.

Ces sources d'information mènent à une estimation grossière du gisement de résidus agricoles compris entre 5 et 8 Millions de tms par an disponible pour des usages autres que l'élevage. Cet ordre de grandeur est cependant cohérent avec l'étude réalisée par Sourie (INRA, 2006), qui estime le gisement de pailles exploitable à 3,5 Millions de tms par an. L'écart s'explique principalement par des hypothèses divergentes :

- les cannes de maïs ne sont pas prises en compte,

- les pailles d'oléagineux (colza et tournesol) ne sont pas envisagées. En effet, selon cette étude, elles devraient être toutes enfouies afin de maintenir la qualité des sols.

Une étude réalisée par Lorne pour le compte de l'IFP (Lorne, 2007) donne une estimation du gisement de pailles disponible pour la production de biocarburants largement supérieure. En considérant que 60 % des pailles de céréales et 17 % des pailles d'oléagineux sont destinées au maintien de la qualité des sols et à l'élevage, il resterait 13 Millions de tonnes de pailles par an disponibles pour la production de biocarburants. Ce résultat est cohérent avec l'estimation d'un gisement mobilisable de 14 Millions de tms par an donné dans Ballerini (2006).

Ces différents résultats montrent les incertitudes actuelles quant au gisement de pailles disponible à l'horizon 2015 – 2020. Un gisement de 5 à 8 Millions de tonnes de résidus agricoles permettrait la production d'environ 1 Mtep de biocarburants, en supposant un rendement énergétique moyen de 40 %. Cependant, il faut bien rappeler que cette estimation ne tient compte ni des usages concurrents autres que l'élevage, ni des contraintes logistiques et économiques. En effet, les résidus agricoles sont une ressource géographiquement diffuse, de faible densité énergétique, plus ou moins mobilisable (taille et accessibilité des parcelles variables). Or, les usines de production envisagées nécessitent un approvisionnement très important (800 000 tms/an pour les procédés thermochimiques). Les coûts d'approvisionnement de cette ressource risquent donc d'être très élevés (collecte, transport, stockage).

- **Gisement de résidus forestiers**

Actuellement, l'évaluation la plus complète du gisement forestier disponible pour de nouveaux usages (énergétiques ou industriels), a été réalisée par le Cemagref en 2007<sup>31</sup>. Le but de cette étude était de recenser la quantité de biomasse forestière disponible pour de nouveaux usages industriels et énergétiques, sur la période 2006 – 2016. Le bois considéré comme « résiduel » (autre que bois œuvre) comprend les bois d'éclaircie et les houppiers (partie aérienne autre que le tronc).

Les parties des houppiers dont le diamètre est inférieur à 7 cm (petits bois, feuilles...) ne sont pas comptabilisées. D'après cette étude, il est préférable de la laisser sur le sol afin d'assurer une gestion durable de la forêt (maintien de la fertilité des sols et lutte contre leur tassement lors du passage des outils de récolte). Cette hypothèse est rarement prise dans les autres études, bien qu'il soit souvent souligné que laisser une partie des houppiers au sol est nécessaire.

Le volume de bois disponible est calculé à partir des données partiellement réactualisées de l'Inventaire Forestier National (datant de 1998), en tenant compte de l'accessibilité des parcelles. Ainsi, selon la difficulté d'accès, seul un pourcentage du volume disponible est considéré comme exploitable (de 0 % à 100% selon le degré d'accessibilité).

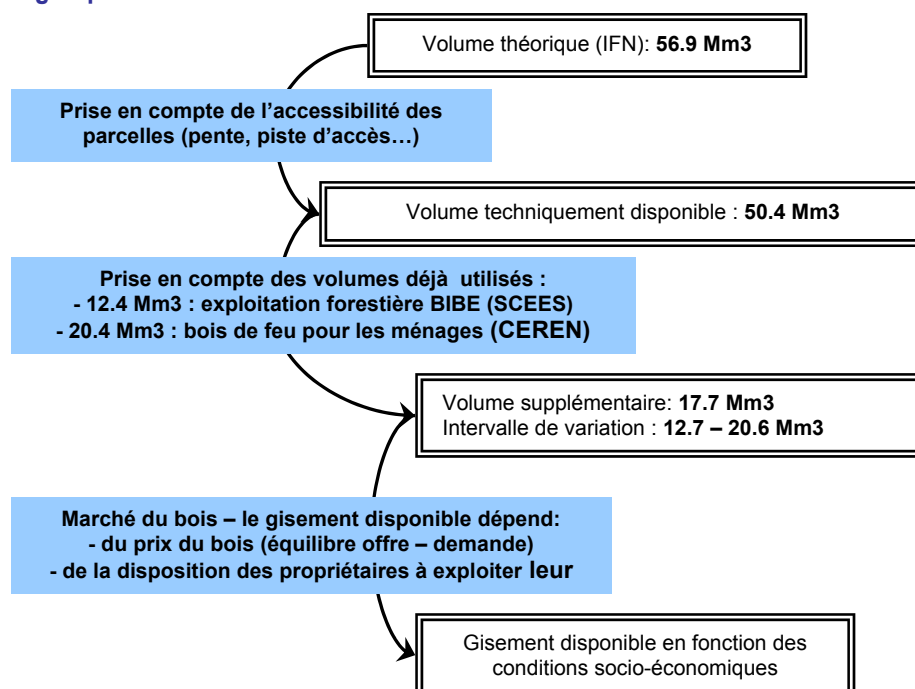
Les quantités de bois déjà consommées pour des usages industriels et énergétiques ont été calculées à partir de deux sources. Les volumes consommés par l'exploitation forestière proviennent des données statistiques du SCEES. Quant à la consommation de bois de feu par les ménages, les données sont issues d'une étude réalisée par le CEREN à partir de l'enquête logement 2001 – 2002 de l'INSEE.

Finalement, la quantité de bois disponible pour des nouveaux usages énergétiques et industriels évaluée par le Cemagref s'élève à **18 millions de m<sup>3</sup>**.

Cependant, l'étude souligne la variabilité des résultats selon l'origine des données pour le bois de feu (CEREN ou Observatoire de l'Energie) et de la proportion supposée de bois forestier dans le bois consommé par les ménages (70 % ici). Selon les hypothèses choisies, le volume disponible varie entre **12,7 et 20,6 millions de m<sup>3</sup>**. Les différentes étapes de calcul sont décrites dans la figure 13.

<sup>31</sup> « Biomasse forestière disponible pour de nouveaux débouchés industriels et énergétiques », Cemagref, 2007. Étude commanditée par le Ministère de l'Agriculture.

**Figure 13: méthode utilisée par le Cemagref pour évaluer le gisement disponible pour de nouveaux usages énergétiques et industriels et résultats obtenus**



Source : Cemagref, 2007

Cette étude présente cependant des limites, notamment :

- les données provenant de l'IFN, sur le volume de bois disponible, sont anciennes (avant la tempête de 1999), même si elles ont été en partie réactualisées ;
- il existe des incertitudes sur la quantité de bois de feu, d'origine forestière, consommée par les ménages ;
- les peupleraies n'ont pas été prises en compte ;
- les conséquences du morcellement de la forêt privée (coûts d'exploitation élevés des parcelles de petite taille...) n'ont pas été évaluées.

Cependant, il s'agit de l'enquête nationale la plus complète à l'heure actuelle, qui permet d'évaluer les gisements de résidus forestiers.

Les estimations présentées dans les autres études sont souvent plus optimistes. Ainsi, une étude datant de 2004, financée par l'ADEME et réalisée conjointement par l'IFN et Solagro, donne des estimations beaucoup plus importantes. Elle évalue à 30 Mm<sup>3</sup> le gisement provenant de l'exploitation forestière actuelle, et à 20 Mm<sup>3</sup> supplémentaires si on intensifie cette exploitation. Le gisement disponible total s'élèverait alors à 4 Mtep actuellement, avec un gisement supplémentaire de 7 Mtep si on fait l'hypothèse d'une récolte accrue.

## ANNEXE 2 : Analyses de Cycles de vie - présentation des études sources

### ❖ Etude Well-to-Wheels – JRC/EUCAR/CONCAWE

L'étude européenne *Well-to-Wheels* (« du puits à la roue») a été réalisée conjointement par le Centre Commun de Recherche de la Commission Européenne (*Joint Research Center (JRC)*), l'EUCAR (branche R&D de l'Association Européenne des Constructeurs d'Automobiles) et le CONCAWE (Association des compagnies pétrolières européennes traitant des questions environnementales et sanitaires)<sup>32</sup>. La première version a été publiée en décembre 2003 et a ensuite été actualisée à plusieurs reprises. Les différentes versions de l'étude sont disponibles sur le site du JRC<sup>33</sup>.

L'évaluation porte sur les consommations énergétiques et les émissions de GES lors des étapes de production des biocarburants (de première et seconde générations), qui sont directement comparées au « scénario de référence », c'est-à-dire la production exclusive des équivalents fossiles. Cette étude réalise également une évaluation économique des différentes filières, dont les conclusions seront utilisées pour vérifier la cohérence des résultats trouvés dans ce mémoire, ainsi que pour comparer les coûts de production des biocarburants de première et de seconde génération.

C'est une des études de référence pour l'évaluation des impacts environnementaux des biocarburants. Il semble donc légitime de se fier à ses résultats. En outre, la dernière directive sur la promotion des énergies renouvelables (2009/28/CE), adoptée le 26 mars 2009, utilise les données de cette étude pour définir les réductions d'émissions de référence des différentes voies de production de biocarburants, ce qui lui confère un caractère « officiel ».

Les procédés évalués dans l'étude **JRC** particulièrement pertinents pour cette analyse sont la production de:

- gazole de synthèse à partir de TTCR de peuplier (procédé auto-thermique),
- gazole de synthèse à partir de résidus forestiers (procédé auto-thermique),
- bioéthanol à partir de paille de blé, de TTCR de peuplier et de résidus forestiers,
- bioéthanol de blé, de betterave et de canne à sucre,
- biodiesel de colza et de tournesol.

Une seule technologie de production est étudiée pour la voie thermo-chimique, ce qui ne permet pas de comparer les différents procédés de production au sein de cette filière. Il est donc nécessaire de se référer à une autre étude pour la comparaison des trois procédés de production de gazole de synthèse retenus : H<sub>2</sub> – BIOM, H<sub>2</sub> – ELEC et H<sub>2</sub> – GAZ.

### ❖ Étude RENEW - Volkswagen

L'étude *RENEW*<sup>34</sup> (*Renewable Fuels for Advanced Powertrains*), coordonnée par Volkswagen, a été réalisée par un consortium de 32 partenaires provenant de 9 pays européens. Plus de la moitié des partenaires (18) sont des industriels dont l'activité est concernée, de près ou de loin, par les biocarburants (industrie automobile, raffinage et distribution des carburants, production de biocarburants, construction des usines...). Les 14 partenaires restants sont des centres de recherche et développement travaillant sur la seconde génération et impliqués notamment dans les travaux sur les usines pilotes. Ce projet a été cofinancé par la Commission Européenne, dans le cadre du 6<sup>ème</sup> Programme Cadre de la Commission Européenne pour la recherche et le développement technologique (2002 – 2006). Il a débuté en 2004 et s'est achevé en 2008.

Cette étude réalise une évaluation comparée, du point de vue environnemental et économique, des différentes technologies de production de biocarburants de seconde génération obtenus par la voie thermo-chimique. L'évaluation environnementale est réalisée au moyen de la méthode des ACV et porte sur plusieurs catégories d'impacts, et notamment l'impact sur l'effet de serre, les consommations de ressources renouvelables et non-renouvelables, la photo-oxydation, l'acidification, l'eutrophisation...).

Dans l'étude **RENEW**, les procédés pertinents pour cette analyse portent sur la production de gazole de synthèse, à savoir :

<sup>32</sup> Cette source est citée à de nombreuses reprises dans le cadre de cette étude sous la référence (JRC, 2007).

<sup>33</sup> <http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW.html>

<sup>34</sup> Cette source est citée à de nombreuses reprises dans le cadre de cette étude sous la référence (RENEW, 2006).  
<http://www.renew-fuel.com/>

- le procédé auto-thermique : le dihydrogène supplémentaire est obtenu à partir de la combustion de la biomasse. C'est la voie de production qui correspond au procédé H<sub>2</sub> – BIOM,
- le procédé allo-thermique : le dihydrogène est obtenu à partir d'électricité décarbonée (éolien). C'est la filière la plus proche du procédé H<sub>2</sub> – ELEC, en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>, puisque la production d'électricité en France est majoritairement décarbonée (78 % nucléaire et 13 % hydraulique).

Les technologies utilisées par ces deux filières sont les mêmes que celles des trois procédés retenus précédemment (H<sub>2</sub> – BIOM, H<sub>2</sub> – ELEC et H<sub>2</sub> – GAZ). En particulier, le prétraitement de la biomasse est réalisé par *pyrolyse* et le *gazéifieur* choisi est en *flux entraîné*. Le premier procédé étant comparable au procédé H<sub>2</sub> – BIOM et le second au procédé H<sub>2</sub> – ELEC, il semble donc justifié d'appliquer les résultats obtenus dans l'étude en termes d'impact sur l'effet de serre à ces deux procédés. Cependant, aucune des filières examinées par l'étude RENEW, suppose l'utilisation de gaz naturel comme source d'énergie externe. Pour le procédé H<sub>2</sub> – GAZ, une adaptation de ces résultats sera donc nécessaire.

#### ❖ Hypothèses retenues par les deux études

Les principales similarités et divergences concernant les choix méthodologiques adoptés par les deux études sont présentées brièvement dans le tableau 14.

**Tableau 14 : principaux points communs et différences entre les méthodologies adoptées par les études RENEW et JRC/EUCAR/CONCAWE**

	Points communs	Différences
<b>Périmètre des études</b> <i>Etapas considérées</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- culture de la biomasse</li> <li>- transport</li> <li>- transformation à l'usine</li> <li>- distribution</li> </ul>	Biomasse envisagée : <ul style="list-style-type: none"> <li>- JRC : TTCR de peuplier</li> <li>- RENEW : TTCR de saule</li> </ul> Prise en compte d'un stockage de 6 mois de la biomasse par l'étude RENEW.  Technologie de gazéifieur : <ul style="list-style-type: none"> <li>- JRC : lit fluidisé</li> <li>- RENEW : flux entraîné</li> </ul>
<i>Horizon géographique</i>	Union Européenne à 25.	RENEW : Suisse incluse.
<i>Horizon temporel</i>	2015 – 2020 (horizon de maturité des technologies de seconde génération)	-
<i>Unité fonctionnelle</i>	Masse de produit final contenant un mégajoule, composé de 70 % de gazole de synthèse, et de 30 % de naphta.	-
<i>Allocation des émissions entre les produits finaux</i>	Allocation des émissions de GES entre le naphta et le gazole de synthèse en fonction du contenu énergétique, presque identique.	-
<i>Gaz considérés</i>	Dioxyde de carbone, méthane, protoxyde d'azote	-
<b>Émissions de CO<sub>2</sub> liées au changement d'utilisation des terres</b>	-	RENEW - pas prises en compte, JRC - conversion de prairies non-fertilisées (référence) : émissions de 3,7 tCO <sub>2</sub> /ha/an pendant 20 ans (DG-ENV, 2003).
<b>Émissions de N<sub>2</sub>O liées à l'apport d'engrais azoté</b>	-	Emissions liées à la production des engrais et à leur utilisation : modèles différents, établis à partir de données expérimentales,  Emissions liées au lessivage des nitrates : - RENEW : modèle expérimental - JRC : valeurs du GIEC
<b>Limites de l'étude</b>	N'ont pas été considérés dans l'étude : - construction et démantèlement des installations - phase d'utilisation – différences selon les technologies de moteurs - stockage potentiel de carbone dans le sol grâce aux cultures pérennes	-
<b>Sources d'incertitude</b>	Emissions de CO <sub>2</sub> liées au changement d'utilisation des terres, Emissions de N <sub>2</sub> O provenant de l'usage d'engrais azotés, Valorisation du naphta.	-

## ANNEXE 3 : Analyses de sensibilité

Pour chacune des analyses de sensibilité, les hypothèses retenues sont celles du scénario central.

### Prix de la biomasse

Tableau 15 : analyse de sensibilité des résultats au prix de la biomasse

Procédés	H2 – BIOM	H2 – ELEC	H2 – GAZ
<b>SCENARIO BAS : prix de la biomasse : 3 €/GJ</b>			
Coût de production (€/GJ de diesel-FT)	21,57	23,91	20,32
<i>Coût de production (€/litre de diesel-FT)</i>	0,74	0,82	0,70
Surcoût de production (€/GJ)	8,47	10,81	7,22
Coût de la tonne de CO <sub>2</sub> éq évitée (€/tCO <sub>2</sub> éq)	156 (RENEW) 110 (JRC)	165 (RENEW)	201
<b>SCENARIO CENTRAL : prix de la biomasse : 5,5 €/GJ</b>			
<b>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</b>	<b>26,03</b>	<b>26,97</b>	<b>23,38</b>
<i>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</i>	0,89	0,93	0,80
Surcoût de production (€/GJ)	12,93	13,87	10,28
<b>Coût de la tonne de CO<sub>2</sub>éq évitée (€/tCO<sub>2</sub>éq)</b>	<b>239 (RENEW) 168 (JRC)</b>	<b>212 (RENEW)</b>	<b>278</b>
<b>SCENARIO HAUT : prix de la biomasse : 8 €/GJ</b>			
Coût de production (€/GJ de diesel-FT)	30,49	30,03	26,44
<i>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</i>	1,05	1,03	0,91
Surcoût de production (€/GJ)	17,39	16,93	13,34
Coût de la tonne de CO <sub>2</sub> éq évitée (€/tCO <sub>2</sub> éq)	321 (RENEW) 226 (JRC)	RENEW : 258	372

### Prix du pétrole

Tableau 16 : analyse de sensibilité des résultats au prix du pétrole

Procédés	H2 – BIOM	H2 – ELEC	H2 – GAZ
<b>SCENARIO BAS : prix du pétrole brut : 30 €/bl</b>			
Coût de production (€/GJ de diesel-FT)	24,73	25,99	20,89
<i>Coût de production (€/litre de diesel-FT)</i>	0,85	0,89	0,72
Surcoût de production (€/GJ)	17,63	18,89	13,79
Coût de la tonne de CO <sub>2</sub> éq évitée (€/tCO <sub>2</sub> éq)	325 (RENEW) 229 (JRC)	288 (RENEW)	374
<b>SCENARIO CENTRAL : prix du pétrole brut : 55 €/bl</b>			
<b>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</b>	<b>26,03</b>	<b>26,97</b>	<b>23,38</b>
<i>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</i>	0,89	0,93	0,80
Surcoût de production (€/GJ)	12,93	13,87	10,28
<b>Coût de la tonne de CO<sub>2</sub>éq évitée (€/tCO<sub>2</sub>éq)</b>	<b>239 (RENEW) 168 (JRC)</b>	<b>212 (RENEW)</b>	<b>278</b>
<b>SCENARIO HAUT : prix du pétrole brut : 85 €/bl</b>			
Coût de production (€/GJ de diesel-FT)	27,63	28,17	26,45
<i>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</i>	0,95	0,97	0,91
Surcoût de production (€/GJ)	7,43	7,97	6,25
Coût de la tonne de CO <sub>2</sub> éq évitée (€/tCO <sub>2</sub> éq)	137 (RENEW) 97 (JRC)	RENEW : 122	169



## Prix de l'électricité

Tableau 17: analyse de sensibilité des résultats au prix de l'électricité

Procédés	H2 – BIOM	H2 – ELEC	H2 – GAZ
<b>SCENARIO CENTRAL : prix de l'électricité réglementés (entre 43 et 47 €/MWh)</b>			
<b>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</b>	<b>26,03</b>	<b>26,97</b>	<b>23,38</b>
<i>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</i>	0,89	0,93	0,80
Surcoût de production (€/GJ)	12,93	13,87	10,28
<b>Coût de la tonne de CO<sub>2</sub>éq évitée (€/tCO<sub>2</sub>éq)</b>	<b>239 (RENEW) 168 (JRC)</b>	<b>212 (RENEW)</b>	<b>278</b>
<b>SCENARIO HAUT : libéralisation du marché, prix de l'électricité = 84 €/MWh</b>			
Coût de production (€/GJ de diesel-FT)	27,16	34,49	24,10
<i>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</i>	0,93	1,18	0,83
Surcoût de production (€/GJ)	14,06	21,39	11,00
Coût de la tonne de CO <sub>2</sub> éq évitée (€/tCO <sub>2</sub> éq)	259 (RENEW) 183 (JRC)	RENEW : 327	298

## Prise en compte du naphta

Tableau 18: analyse de sensibilité des résultats à la valorisation du naphta

Procédés	H2 – BIOM	H2 – ELEC	H2 – GAZ
<b>SCENARIO CENTRAL : allocation d'une partie des coûts de production au naphta</b>			
<b>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</b>	<b>26,03</b>	<b>26,97</b>	<b>23,38</b>
<i>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</i>	0,89	0,93	0,80
Surcoût de production (€/GJ)	12,93	13,87	10,28
<b>Coût de la tonne de CO<sub>2</sub>éq évitée (€/tCO<sub>2</sub>éq)</b>	<b>239 (RENEW) 168 (JRC)</b>	<b>212 (RENEW)</b>	<b>278</b>
<b>SCENARIO HAUT : coûts de production portés exclusivement par le gazole de synthèse</b>			
Coût de production (€/GJ de diesel-FT)	36,68	38,02	32,90
<i>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</i>	1,26	1,30	1,13
Surcoût de production (€/GJ)	23,58	24,92	19,80
Coût de la tonne de CO <sub>2</sub> éq évitée (€/tCO <sub>2</sub> éq)	435 (RENEW) 307 (JRC)	RENEW : 380	537

## Taux d'actualisation

Tableau 19: analyse de sensibilité des résultats au taux d'actualisation choisi

Procédés	H2 – BIOM	H2 – ELEC	H2 – GAZ
<b>SCENARIO CENTRAL : taux d'actualisation de 4%</b>			
<b>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</b>	<b>26,03</b>	<b>26,97</b>	<b>23,38</b>
<i>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</i>	0,89	0,93	0,80
Surcoût de production (€/GJ)	12,93	13,87	10,28
<b>Coût de la tonne de CO<sub>2</sub>éq évitée (€/tCO<sub>2</sub>éq)</b>	<b>239 (RENEW) 168 (JRC)</b>	<b>212 (RENEW)</b>	<b>278</b>
<b>SCENARIO HAUT : taux d'actualisation de 8%</b>			
Coût de production (€/GJ de diesel-FT)	28,21	28,81	25,22
<i>Coût de production (€/GJ de diesel-FT)</i>	0,97	0,99	0,87
Surcoût de production (€/GJ)	15,11	15,71	12,12
Coût de la tonne de CO <sub>2</sub> éq évitée (€/tCO <sub>2</sub> éq)	279 (RENEW) 196 (JRC)	RENEW : 240	329