

## **Le secteur bioénergie français Technologies et ressources pour répondre à la demande en 2050**

Paul Hugues, Julien Rousseau, Edi Assoumou

*En France en 2020, les bioénergies devront fournir plus de 20 Mtep d'énergie finale, mais aucun cap n'a été fixé pour la suite. De nombreuses incertitudes persistent : la disponibilité effective de biomasse renouvelable nationale, la hiérarchisation en termes de concurrence de ses usages et le gain environnemental des biocarburants issus de l'agriculture. D'autant plus que de nombreuses technologies prometteuses sont actuellement en cours de développement.*

*Pour explorer les futurs possibles, des scénarios de demande et de disponibilité des ressources agricoles et forestières sont envisagés. En 2050, dans le cas d'un scénario tendanciel de mobilisation des ressources, le secteur bioénergie français pourrait fournir 23 Mtep d'énergie finale et 30 Mtep avec un recours modéré aux importations.*

*La mise en place d'un plafond d'incorporation des biocarburants de première génération permettrait d'accélérer le déploiement des technologies avancées : pyrolyse rapide, gazéification et production d'huile par des micro-algues. Mais il en résulterait des tensions sur la biomasse ligno-cellulosique. Enfin, il existe des marges de manœuvre, étant données les ressources disponibles pour favoriser le développement de la biochaleur, de la bioélectricité ou des biocarburants. La réflexion stratégique doit donc continuer d'être menée sur l'ensemble des filières bioénergie afin d'offrir un cadre réglementaire adapté, clair et stable, indispensable à la prise de décision des acteurs économiques.*

Le secteur des bioénergies, qui concerne à la fois la production de chaleur et d'électricité par combustion de biomasse solide ou de biogaz et les biocarburants liquides et gazeux, s'est fortement développé depuis le début des années 2000. Les principaux arguments en sa faveur sont la création d'emplois durables, locaux et ruraux, et la contribution escomptée à l'atteinte des objectifs de la politique énergétique française, c'est-à-dire la réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'accroissement de l'indépendance énergétique

et la sécurisation de l'approvisionnement. C'est aussi le seul secteur qui permette de fournir des carburants liquides renouvelables compatibles avec les moteurs thermiques actuels.

Cependant, la compétition des usages sur les sols et les ressources soulève des questions. Les biocarburants de première génération ont été vivement critiqués en 2008 lorsqu'ils ont été tenus en partie responsables de la hausse des prix des denrées alimentaires [1]. D'importants efforts de recherche ont alors été consentis pour démontrer la faisabilité des

technologies transformant la biomasse ligno-cellulosique et optimiser leurs rendements massiques et énergétiques. En France, trois projets-phares – Futurol, Gaya et BioTfuel – ont ainsi été initiés, avec pour but de combler respectivement le retard sur la production d'éthanol ligno-cellulosique, de biométhane et de biogazole de synthèse. Mais, là encore, en 2010, les producteurs de panneaux ainsi que les associations de défense de l'environnement rappelaient que le bois est une matière première renouvelable, mais pas inépuisable.

De plus, un effort international est porté sur le développement de technologies de production de biocarburants avancés. D'après l'*Energy Technology Perspective 2010* de l'AIE [2], le secteur des biocarburants devrait consentir des investissements de 100 milliards de dollars pour respecter le scénario de référence et près de 1 400 milliards de dollars dans le scénario *Blue Map*, sur la période 2005-2050. Parmi l'éventail de technologies développées en laboratoire, seul un petit nombre atteindront cependant le stade de développement industriel.

Ce sont ces questions que l'exercice prospectif présenté dans cet article cherche à analyser. L'enjeu est d'étudier d'un point de vue technologique, le développement du secteur français des bioénergies au cours des quatre prochaines décennies.

Pour cela, l'analyse repose sur une approche prospective déployée au Centre de mathématiques appliquées (CMA) de Mines ParisTech et basée sur des modèles d'optimisation de la famille MarkAl/TIMES. Il actualise en particulier la structure, l'ensemble des procédés et les hypothèses d'un module biomasse développé au cours du projet Valerbio, financé par le fonds Enerbio, auquel ont participé outre le CMA, l'institut technique FCBA (Forêt cellulose bois-construction ameublement), l'IFP Energies Nouvelles (Institut français du pétrole et des énergies nouvelles), l'INRA (Institut national de la recherche agronomique) [3]. Ces réflexions sont aussi alimentées par Sofiprotéol, l'organisme industriel et financier des filières oléagineuses et protéagineuses, partenaire de cette recherche. Pour rendre compte de la pluralité des futurs possibles, différents scénarios de demande et de disponibilité des ressources sont

envisagés. Enfin, l'impact du plafonnement du taux d'incorporation des biocarburants de première génération est étudié.

Les ressources biomasse concernées sont les produits et les coproduits agricoles, les produits de la filière forestière ainsi que la part fermentescible des industries agroalimentaires. Les déchets industriels banals et municipaux n'ont pas été pris en compte.

La première partie s'attache à décrire le contexte du secteur des bioénergies, ainsi que les enjeux auquel il est confronté. Nous décrirons sa place dans le bouquet énergétique français et le cadre législatif communautaire et français.

Dans un deuxième temps, nous décrivons le modèle développé. Nous reviendrons succinctement sur les bases théoriques qui sous-tendent son fonctionnement, puis présenterons les technologies et les différents scénarios de ressources et de demandes retenus.

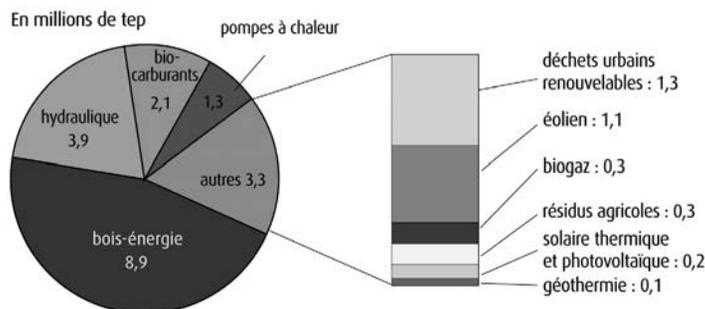
Enfin, la discussion portera d'une part sur la disponibilité des ressources en fonction du scénario de demande retenues et l'importance du recours aux importations, d'autre part sur les conséquences d'une limitation du taux d'incorporation des biocarburants de première génération sur le bouquet énergétique.

## 1. Contexte et enjeux

### A) Un développement porté par un cadre réglementaire favorable

En 2011, les bioénergies sont la première source d'énergies renouvelables en France, avec 11,8 Mtep pour une production de 19,5 Mtep renouvelables, comme le montre la figure 1. La chaleur et l'électricité à partir de bois et de résidus agricoles, les biocarburants et le biogaz représentent 8,5% de la production d'énergie primaire et 4,4% de la consommation d'énergie primaire en France [4]. En 2001, la production primaire de bioénergies était de 9,1 Mtep.

Cet accroissement de près de 30% en 10 ans est principalement dû à la mise en place d'un cadre législatif favorable, en particulier concernant les biocarburants. Les bioénergies ont connu un regain d'intérêt dans la politique



**Figure 1. Production primaire par filières d'énergies renouvelables en 2011 [4]**

énergétique européenne dès le début des années 2000. Les publications du livre vert *Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique* et du livre blanc sur *La politique européenne des transports à l'horizon 2010 : l'heure des choix* par la Commission européenne attestent de cette volonté. Le secteur permet en effet de maintenir et de créer des emplois locaux et ruraux en offrant de nouveaux débouchés aux filières agricoles et forestières, tout en accroissant l'indépendance et la sécurité énergétique et en diminuant les émissions de gaz à effet de serre. Ces stratégies se sont traduites par trois directives encadrant ce développement :

- 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité ;
- 2003/30/CE visant à promouvoir l'utilisation des biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports ;
- 2003/96/CE restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité.

En 2007, la « feuille de route » *Les sources d'énergie renouvelables au XXI<sup>e</sup> siècle : construire un avenir plus durable* de la Commission européenne révisé ces objectifs et préconise une part de 20% de l'énergie provenant de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale et une part de 10% de carburants renouvelables dans les transports. Les objectifs ci-dessus sont repris dans la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. De plus, la directive impose

aux biocarburants de respecter des critères de durabilité : obligation de réduction d'émissions de gaz à effet de serre, bonnes pratiques environnementales et respect de la biodiversité et des terrains à haute teneur en carbone (tourbières, forêts).

Initialement, le livre blanc préconisait la substitution de 20% des carburants classiques par des combustibles alternatifs à l'horizon 2020. Après consultation de l'ensemble des parties prenantes, ce taux a été ramené à 10% dans la directive 2003/30/CE. Un taux de 2% pour 2005 et de 5,75% pour 2010 y est de plus fixé.

En France, l'accélération du développement a eu lieu dès 2005 : les bioénergies sont vues comme un secteur clé pour augmenter la part des énergies renouvelables en France. Cette accélération du développement est particulièrement vraie pour les biocarburants, comme le montre la figure 2. La vision sectorielle de son développement à l'horizon 2020 a été donnée suite au Grenelle de l'environnement dans le *Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale* de 2007 (COMOP 10) et les programmations pluriannuelles d'investissement (PPI) « chaleur » et « électricité » de 2009. Les énergies renouvelables devront fournir 20 Mtep supplémentaires à l'horizon 2020. Les bioénergies contribueront pour plus de la moitié à cette augmentation, en passant de 9,8 Mtep en 2006 à 21 Mtep en 2020 [6]. Cela correspond à une croissance linéaire moyenne de 8% par an. Pour comparaison, elle est de 3% par an sur la période 2001-2011.

Pour le sous-secteur biochaleur/bioélectricité, les objectifs ont été confirmés et précisés par les programmations pluriannuelles d'invest-

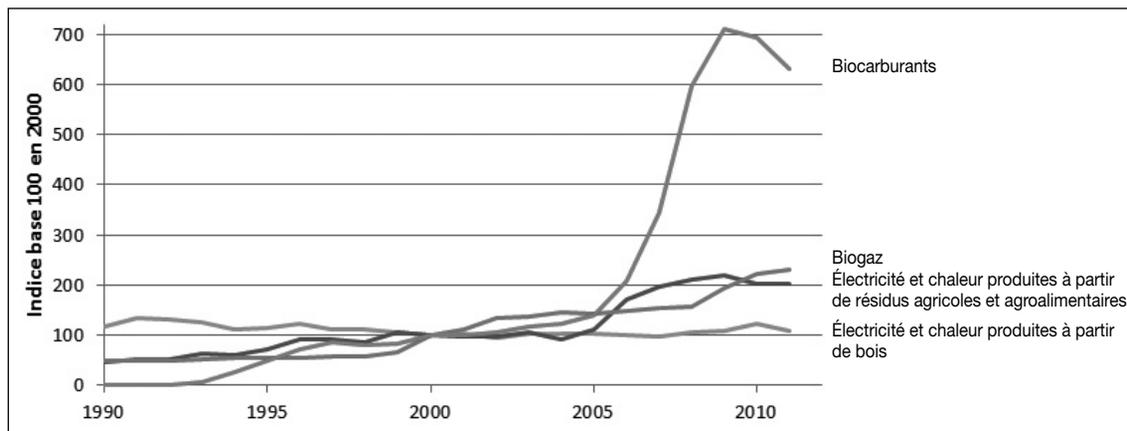


Figure 2. Évolution de la production française d'énergie primaire issue de la biomasse (adapté de SOEs [5])

tissement (PPI) « électricité » et « chaleur » de 2009. Différents mécanismes d'incitation ont par ailleurs été mis en place pour accompagner les projets biomasse selon le vecteur énergétique et la taille de l'installation :

- Le Fonds chaleur, géré par l'Ademe, dispose de deux outils en fonction de la capacité de production de l'unité. Pour les installations produisant entre 100 et 1000 tep/an de chaleur, il garantit un coût de l'énergie issue de la biomasse inférieur au coût de la chaleur fossile. Pour les installations industrielles, agricoles et du tertiaire privé produisant plus de 1 Mtep de chaleur par an, les installations retenues par les appels à projet BCIAT (biomasse, chaleur, industrie, agriculture et tertiaire) bénéficient d'une subvention par quantité d'énergie produite.
- Le tarif d'achat fixé par l'État pour les installations de puissance électrique inférieure à 12 MW.
- Les appels d'offres « CRE » pour les centrales productrices d'électricité biomasse, dont l'objectif est donné par le ministre chargé de l'énergie et les conditions établies par la CRE.

Dans le secteur français des transports, des objectifs d'incorporation – plus ambitieux que dans les autres pays d'Europe – ont été mis en place dès 2005, le taux était de 3,5%<sub>PCI</sub> en 2007 et de 7,0%<sub>PCI</sub> en 2010. La loi n'a pas fixé d'objectifs ultérieurs, le taux 2010 est

donc toujours en vigueur [7]. L'utilisation de biocarburants est incitée :

- D'une part par une exonération partielle de la taxe intérieure de consommation, accordée aux biocarburants produits par les unités ayant reçu un agrément. Pour 2012 et 2013, elle s'élève à 14 €/hl d'éthanol et 8 €/hl d'ester méthylique d'huiles végétales (EMHV).
- D'autre part, les distributeurs de carburant ne respectant pas les objectifs d'incorporation doivent payer une taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) plus élevée. Ainsi, tant que le taux objectif n'est pas atteint, ils auront intérêt à incorporer des biocarburants, si leurs prix restent inférieurs au prix du carburant fossile, additionné du montant de la défiscalisation et du montant de la réduction de TGAP.

De plus, la politique sur les biocarburants est en train d'évoluer. Les objectifs d'incorporation de biocarburants issus de la transformation des produits de l'agriculture, dits de première génération, pourraient être revus à la baisse. En effet, une proposition de directive préconise le plafonnement à 5 % de ces derniers dans l'objectif global de 10 % dans les transports, la prise en compte d'un facteur « changement d'affectation des sols indirects » et le multi-comptage (double ou quadruple) de coproduits de l'agriculture, déchets des industries du bois et agroalimentaires [8]. Le gouvernement français avait devancé cette proposition en envisageant de

plafonner leur taux d'incorporation à 7% en 2020 et de ne plus renouveler les agréments dès 2016 [9].

### B) Les multiples enjeux

Au-delà du contexte économique difficile, le secteur des bioénergies devra faire face à des enjeux spécifiques – concurrence sur les ressources, développement des filières, respect de l'environnement – pour continuer son développement. Les objectifs fixés par le COMOP 10 sont présentés dans la figure 3. La consommation de bois individuel reste constante, mais l'efficacité énergétique des logements devra permettre de chauffer 9 millions de logements en 2020, contre 5,75 millions en 2010. En adéquation avec la hiérarchisation des usages, les objectifs du COMOP 10 prévoient une diminution de la croissance annuelle de la demande biocarburants sur la période 2012-2020 par rapport à 2006-2012.

En effet, le rapport de la mission interministérielle (MEDDE - MAAF - MRP) sur *les usages non alimentaires de la biomasse* rappelle la nécessité de prendre en compte la hiérarchisation des usages proposée par le Grenelle de l'environnement. La priorité est donnée à l'alimentaire (aliments puis bio-fertilisants) puis aux matériaux puis à la chimie verte et enfin à l'énergie (carburants liquides puis gaz puis chaleur et électricité) [12].

C'est pourquoi les politiques incitatives doivent être pilotées finement et être propres à chaque filière pour respecter leurs spécificités.

Les politiques doivent aussi prendre en compte la nécessité d'une bonne adéquation entre les ressources et les demandes, en fonction des technologies retenues. Pour pouvoir mener à bien ce travail, une bonne connaissance des filières amont et de leur fonctionnement est indispensable. Dans notre étude, un état des lieux est réalisé sur les trois filières amont : agricole, forestière et déchets de l'industrie agro-alimentaire (IAA). Son but est de prendre en compte les ressources mobilisées pour l'énergie en 2010 et d'évaluer les gisements disponibles. Pour cela, diverses études émanant de l'INRA, des instituts forestiers (Inventaire forestier national, FCBA), de l'observatoire de la biomasse France AgriMer et des rapports des Conseils généraux ont été utilisés. Les sources sur lesquelles notre analyse s'est appuyée sont précisées dans chacun des tableaux.

Premièrement, la filière agricole doit trouver un équilibre entre la production destinée à l'alimentation et celle vouée à l'énergie. Son importance est capitale car elle est actuellement la seule à fournir à la fois des matières premières pour la production de biocarburants et des biocombustibles ligno-cellulosiques. De plus, la déprise agricole, sans augmentation de rendement des récoltes, va être responsable d'une diminution de la disponibilité. Enfin, d'importants changements d'affectation des sols, dont les conséquences en termes d'émissions de GES et de biodiversité sont encore mal connues, menaceraient le gain environnemental espéré. En 2010, les ressources agricoles mobilisées pour la production d'énergie

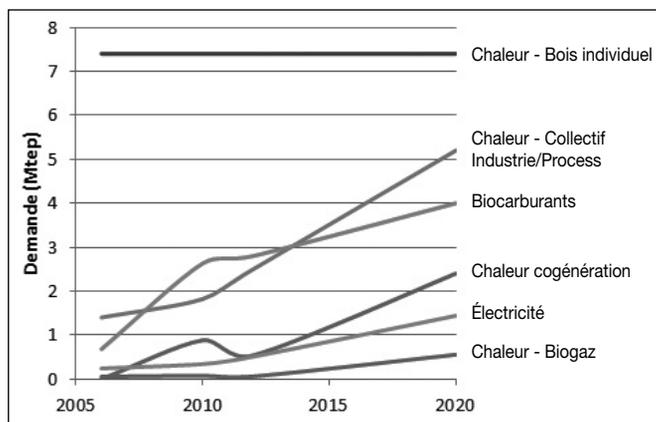


Figure 3. Évolution des demandes du secteur bioénergie décrite par le COMOP 10 [6]

et leurs coûts de production en France sont récapitulées dans le tableau 1.

Tableau 1			
Disponibilité pour l'énergie et coût des ressources agricoles en 2010			
	Disponibilité	Coût (€ <sub>2010</sub> /t)	Source
<b>Betterave</b>	9,0 Mt	22	[13]
<b>Blé</b>	2,5 Mt	167	[13]
<b>Triticale</b>	0 Mt	127	[14]
<b>Maïs</b>	0,3 Mt	152	[13]
<b>Colza</b>	1,8 Mt	253	[15]
<b>Tournesol</b>	70 kt	420	[15]
<b>Miscanthus</b>	40 kt	28	[16]

Deuxièmement, le potentiel de biomasse forestière disponible pour l'énergie a fait l'objet d'études de plus en plus approfondies depuis le lancement du programme bois énergie 2000/2006, soutenu par l'Ademe [17-20]. D'après la dernière étude en date, l'accroissement annuel total de la forêt française – ou disponibilité brute – a été évalué à 122,1 millions de m<sup>3</sup> [20]. Une fois la consommation de bois d'œuvre et le volume non accessible physiquement retirés, la disponibilité technique de bois industrie bois énergie (BIBE) est de 60,2 millions de m<sup>3</sup>. Les prélèvements actuels pour l'industrie sont évalués à 12,2 millions de m<sup>3</sup> [21]. Ce qui représente une disponibilité totale potentiellement valorisable en énergie de 48 millions de m<sup>3</sup>, soit 24,9 MtMS. Le menu bois, non valorisé actuellement, pourrait représenter une ressource supplémentaire de 4,2 MtMS [20]. Les usages concurrents – panneaux bois, papèterie

– doivent là encore être pris en compte dans les dispositifs de soutien à la filière.

La compétitivité économique de la filière est aussi un enjeu majeur, l'objectif étant de s'assurer que l'essentiel de la valeur ajoutée soit produite en France. Le prix de revient bord de route varie selon les conditions d'exploitation, le groupe d'essence, le produit et la localisation géographique. Après transformation en plaquettes forestières, il est compris entre 90 et 200 €<sub>2010</sub>/tMS [22, 23], soit un coût énergétique compris entre 5 €<sub>2010</sub>/GJ et 11 €<sub>2010</sub>/GJ. À titre de comparaison, le prix *marker* du charbon, défini par IHS McCloskey, sur le marché européen en 2010 était de 3 €<sub>2010</sub>/GJ [24].

Enfin, le secteur des IAA pourrait valoriser une partie de ses coproduits et de ses déchets sous forme énergétique. La connaissance des volumes potentiellement valorisables en énergie est encore partielle. Le tableau 2 récapitule les coproduits des IAA recensés par France AgriMer.

## 2. Méthodologie

### A) Conception du modèle biomasse

Le secteur bioénergie est modélisé suivant l'approche TIMES, *The Integrated Markal-EFOM System*. C'est une version évolutionnaire du générateur de modèles MARKAL (MARKet ALlocation). Il est développé et utilisé par les équipes de recherche impliquées dans l'*Energy Technology System Analysis Program* (ETSAP), dont fait partie le Centre de mathématiques appliquées des Mines ParisTech. Ce programme qui est un « accord de mise en œuvre » de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) porte

Tableau 2			
Disponibilité pour une valorisation énergétique des coproduits des IAA			
Catégorie d'IAA	Ressource	Volume potentiellement disponible pour l'énergie (ktMS/an)	Coût (€ <sub>2010</sub> /tMS)
Industrie des viandes	Graisses	15	152
Industrie laitière	Lactosérum	44	0,2
Industrie fruits et légumes	Mesures de retrait	3 840	8,6

sur l'analyse d'initiatives relatives aux technologies énergétiques – qui s'intéressent à la sécurité énergétique, à la croissance économique et/ou à la protection environnementale – impliquant le secteur public et/ou privé des pays membres de l'AIE.

L'approche TIMES consiste à modéliser tout ou partie du secteur énergétique, à une échelle géographique choisie, à l'aide d'une représentation dite *bottom-up*, ou « riche en technologies » [25, 26]. Cette même approche est utilisée pour la production des scénarios présentés dans les publications *Energy Technology Perspectives* de l'AIE.

La modélisation fine du secteur français des bioénergies par une approche TIMES est la base de cet article. Les paragraphes suivants en présentent les caractéristiques principales. Le modèle biomasse, schématisé aux figures 4 et 5, est articulé en quatre sous-secteurs pour faire le lien entre les demandes du secteur bioénergie et les différentes ressources disponibles. Les prix et les quantités des commodités pour

la production de bioénergie sont implémentées dans le module « ressource ». Le module « logistique » permet de prendre en compte l'acheminement et le conditionnement des ressources depuis leur lieu de production jusqu'à l'entrée des unités de transformation. Un panel de technologies permettant de valoriser énergétiquement les matières premières est ensuite modélisé dans le sous-secteur « transformation ». Enfin, le module « demande » comprend les huit demandes bioénergies qui sont fixées de façon exogène en fonction des scénarios.

Le problème d'optimisation consiste alors à minimiser le coût total – c'est-à-dire sur tout l'horizon prospectif – actualisé de l'ensemble de la chaîne technologique permettant de répondre aux demandes. Cette optimisation inter-temporelle se fait sous l'hypothèse d'anticipation parfaite : l'ensemble des données sont connues *a priori*.

La structure du modèle assure ainsi un équilibre physique du secteur des bioénergies tenant compte des caractéristiques des différents

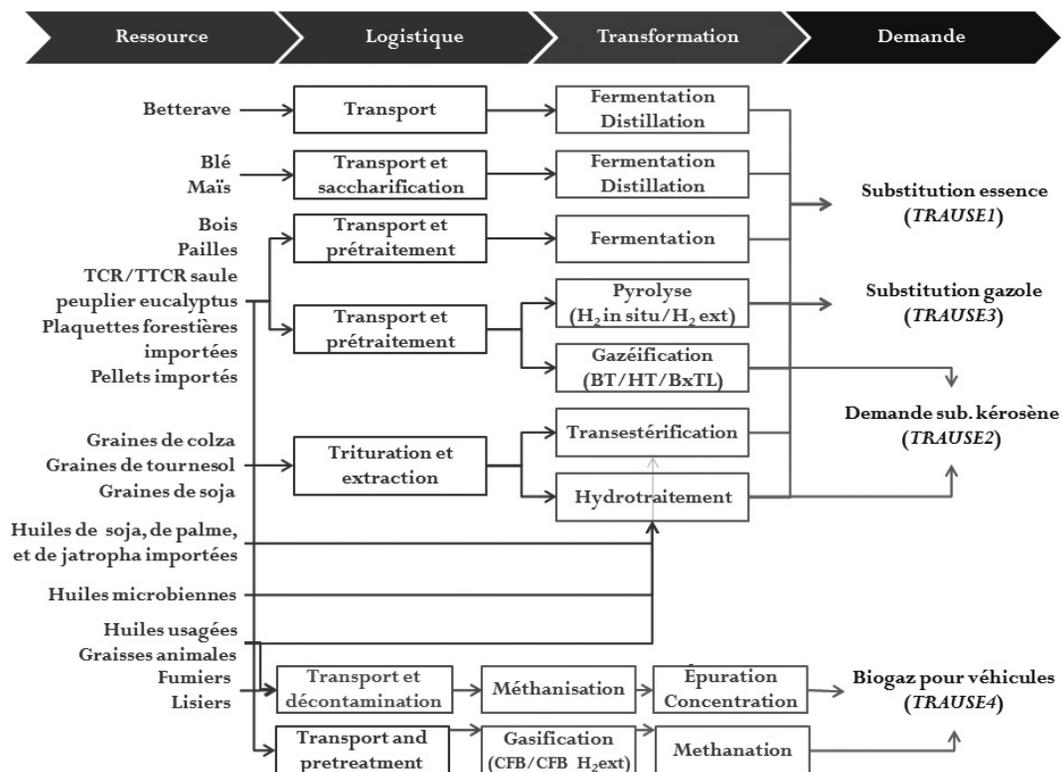


Figure 4. Représentation du secteur biocarburants

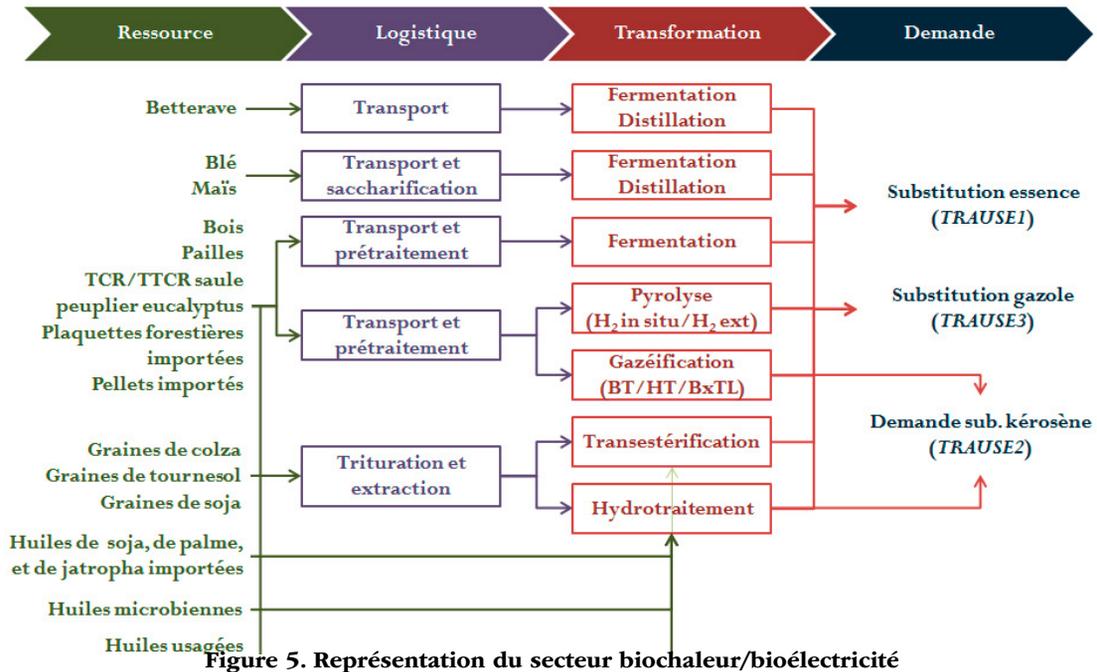


Figure 5. Représentation du secteur biochaleur/bioélectricité

procédés disponibles. D'un point de vue économique, il s'agit d'un modèle d'équilibre partiel du secteur bioénergie français. Sans contraintes utilisateurs spécifiques, les technologies sont sélectionnées dans un cadre de concurrence et de connaissance parfaites, par ordre de coûts croissants. À chaque pas de temps, le modèle calcule donc la courbe d'offre optimale. La demande potentielle est une donnée exogène du problème, ajustable de manière endogène par le biais d'élasticités-prix. Dans le cadre de cet exercice prospectif, la demande en bioénergie est pilotée par les objectifs politiques. Son élasticité-prix est dès lors prise nulle.

Enfin, l'année de référence est 2010 et l'horizon de modélisation est 2050. Le pas de temps est de 5 ans. Le taux d'actualisation est de 8%, un compromis entre les valeurs retenues par les acteurs économiques publics (4% pour l'évaluation des investissements [27]) et privés (entre 10 et 15% selon le risque du projet). Les projections du prix des hydrocarbures sont celles du scénario *Current Policies* du World Energy Outlook 2010 de l'AIE. Parmi les scénarios prospectifs proposés par l'AIE, il s'agit de celui qui prévoit l'augmentation la plus importante du prix du pétrole (184 \$<sub>2010</sub>/bbl en

2035). Il est cohérent avec l'augmentation des coûts d'extraction du pétrole, de plus en plus difficile d'accès, l'appétit énergétique croissant des pays émergents et les difficultés de mise en place d'une politique environnementale cohérente au niveau mondial.

**B) Technologies de valorisation**

Les technologies de valorisation permettent de relier les demandes bioénergie et l'éventail des ressources disponibles. L'intérêt d'une approche *bottom-up* est de décrire chaque étape de transformation de manière explicite et à partir de paramètres technico-économiques :

- commodités d'entrée (réactifs) et de sorties (produits et coproduits) ;
- consommation de commodités énergétiques et catalyseurs ;
- rendements massique et énergétique ;
- coûts d'investissement, coûts opératoires fixes et variables ;
- année de disponibilité, temps de construction et durée de vie.



Dans l'exercice proposé, la capacité des unités de production n'est pas prise en compte. En effet, contrairement à la réalité, l'accroissement de capacité est effectué linéairement. Ce choix a été fait car il y a une grande incertitude sur les capacités optimales des futures unités de valorisation de biomasse, du fait des difficultés d'approvisionnement et la nature de ces capacités optimales à l'horizon 2050. De plus, cela présente l'avantage de ne pas transformer le problème d'optimisation linéaire en problème d'optimisation linéaire mixte, pour lequel les capacités ne pourraient prendre que des valeurs discrètes. Ce qui augmenterait la complexité numérique sans accroître le pouvoir explicatif.

### ● **Production de biocarburants**

Le tableau 3 reporte l'ensemble des procédés utilisables ainsi que les sources des données techniques et économiques utilisées pour leur caractérisation.

Quatre procédés de production de biocarburants de 1<sup>ère</sup> génération sont modélisés : deux de production d'éthanol, l'un à partir des sucres de betterave, l'autre à partir de l'amidon de blé, maïs et triticale, le procédé de transestérification permettant la production d'EMHV – incorporable au gazole – et le procédé d'hydrotraitement des huiles végétales, disponible à partir de 2015. Il permet la production d'un biogazole de synthèse (HEFA pour *Hydroprocessed Esters and Fatty Acids*) d'excellente qualité du fait de son pouvoir calorifique (44,1 MJ/kg), de son indice de cétane élevé et de l'absence de soufre et d'aromatiques. Son rendement massique est néanmoins 15% inférieur au procédé de transestérification. Ce procédé permet aussi la production de bio-carburacteur, moyennant une étape de craquage hydro-isomérisant plus poussée. Lors des étapes de préparation des produits agricoles, des ressources riches en protéines végétales sont coproduites. Il s'agit de pulpes de betterave, de drèches de céréales et de tourteaux de colza qui servent à l'alimentation animale.

Pour la production de biocarburants avancés, on distingue généralement les procédés thermochimiques, qui reposent sur une décomposition de la biomasse à température élevée, et les procédés biochimiques, qui utilisent des

enzymes ou des organismes vivants pour la transformer. Les premiers présentent l'avantage d'être reproductibles, mais sont gourmands en énergie (température et pression élevées). Les seconds s'effectuent généralement à température et pression ambiante, mais impliquent toutes les difficultés de la manipulation du vivant : stabilités génotypique et phénotypique des organismes, avantage compétitif par rapport aux organismes similaires, résistance aux contaminations, et enfin acceptabilité sociale si ce sont des organismes génétiquement modifiés...

Trois types de procédés thermochimiques qui diffèrent par leurs conditions opératoires (conditionnement préalable de la biomasse, température, gradient de température, pression, temps de rétention, catalyse, taux d'oxygène de l'atmosphère réactionnel...) ont été identifiés en fonction de la nature physique de la phase obtenue majoritairement en sortie de réacteur. Il s'agit de la torréfaction (phase solide), de la pyrolyse rapide ou « flash » (phase liquide) et de la gazéification.

La biomasse **torréfiée**, qui présente l'avantage d'être énergétiquement plus dense et plus facilement broyable, peut être gazéifiée ou brûlée.

La **pyrolyse rapide** permet d'obtenir une bio-huile qui doit subir un hydrotraitement poussé afin de présenter des propriétés comparables aux carburants conventionnels. Un premier procédé où l'hydrogène nécessaire à l'hydrotraitement est produit à partir de la biomasse par une étape de reformage en phase aqueuse et un second avec apport d'hydrogène extérieur – produit par vapores-formage de gaz naturel – sont modélisés.

Le gaz de synthèse, mélange de CO et H<sub>2</sub> obtenu après **gazéification** de la biomasse, doit être purifié et son rapport stœchiométrique H<sub>2</sub>:CO doit être ajusté. La réaction de synthèse Fischer-Tropsch permet ensuite de produire des chaînes carbonées aliphatiques à partir de ce gaz de synthèse. Selon la longueur de ces chaînes, ce carburant de synthèse peut se substituer à l'essence (C<sub>5</sub>-C<sub>9</sub>), au carburacteur (C<sub>10</sub>-C<sub>14</sub>) ou au gazole (C<sub>14</sub>-C<sub>18</sub>). Il présente un pouvoir calorifique élevé, mais son indice d'octane faible dans le cas d'une valorisation essence est

**Tableau 3**

**Procédés de production de biocarburants retenus pour la modélisation**

Voie	Technologie	Produit	Source	
Chimique 1G	Transestérification des huiles végétales	EMHV (sub. gazole)	Sofiprotéol, [29]	
Chimique 1G	Hydrotraitement des huiles végétales	HEFA (sub. carburéacteur et gazole)	[30-32]	
Biochimique 1G	Hydrolyse amidon puis fermentation enzymatique	Éthanol (sub. essence)	[33]	
Biochimique 1G	Fermentation éthanolique du sucre de betterave	Éthanol (sub. essence)	[33]	
Voie	Technologie	Procédé	Produit	Source
Thermochimique 2G	Torréfaction	Réacteur à lit mobile	Biocharbon	ECN [34]
Thermochimique 2G	Pyrolyse + HT	Autotherme sans apport H <sub>2</sub>	Essence ou gazole de synthèse	[35-37]
Thermochimique 2G	Pyrolyse + HT	Autotherme avec apport H <sub>2</sub>	Essence ou gazole de synthèse	[35-37]
Thermochimique 2G	Gazéification + FT + HT	Réacteur à lit fluidisé (870°C)	Essence et gazole de synthèse	[36, 38]
Thermochimique 2G	Gazéification + FT + HT	Réacteur à flux entraîné (1300°C)	Essence et gazole de synthèse	[36, 38]
Thermochimique 2G	Gazéification + FT	Réacteur à flux entraîné (1400°C) et co-processing de petcoke/charbon	Gazole de synthèse	Sofiprotéol, IFPEN, Total, TK-UHDE, CEA, Bionext
Biochimique 2G	Fermentation enzymatique de sucres ligno-cellulosiques	Hydrolyse acide	Éthanol (sub. essence)	[39-41]
Biochimique 2G	Fermentation enzymatique de sucres ligno-cellulosiques	Explosion à la vapeur	Éthanol (sub. essence)	[39-41]
Biochimique 3G	Production d'huiles fermentaires à partir de sucres conventionnels ou ligno-cellulosiques	Voie hétérotrophe	EMHV ou HEFA (sub. carburéacteur et gazole)	Sofiprotéol, [42, 43]
Biochimique 3G	Production d'huiles algales	Autotrophe	EMHV ou HEFA (sub. carburéacteur et gazole)	[44]
Biophysique 2G	Méthanisation, épuration et concentration du biogaz	Absorption	BioGNV	[45]

EMHV : Esters méthyliques d'huiles végétales

HEFA : Esters et acides gras hydrotraités

FT : Synthèse Fischer-Tropsch

HT : Hydrotraitement catalytique

LIPS : Procédé de liquéfaction sous solvant pressurisé développé par le DOE à Albany, Oregon

un inconvénient. Trois procédés ont été retenus, qui diffèrent par l'architecture du réacteur retenu et la charge en entrée : pour le premier, la gazéification se fait sur lit fluidisé. Pour les deux suivants, elle se fait dans un réacteur à flux entraîné. Parmi ces deux procédés, l'un permet de co-brûler de la biomasse torréfiée et du *petcoke* et/ou du charbon. Le tableau 4 présente les avantages et les inconvénients des deux types de gazéifieur employés.

Concernant la voie biochimique, deux procédés de production d'éthanol ligno-cellulosique ont été pris en compte. Ils diffèrent par le prétraitement de la biomasse qui permet la séparation de la cellulose, de l'hémicellulose et de la lignine. Le premier est un procédé d'hydrolyse acide et le second un procédé d'éclatement à la vapeur. Une étape de saccharification suivie d'une fermentation enzymatique permet de produire l'éthanol.

Deux procédés de production d'huile microbienne sont de plus modélisés. Le premier procédé utilise des sucres comme substrat. Il s'agit de la voie hétérotrophe. Ces sucres peuvent être issus de la betterave ou de l'amidon des céréales. Un procédé d'explosion à la vapeur est de plus modélisé. Il permet de déconstruire la matrice ligno-cellulosique en cellulose, hémicellulose et lignine. Une hydrolyse ultérieure permet la production des sucres digérables à partir de la cellulose (glucose) et d'hémicellulose (glucose et xylose). Ils sont alors métabolisés dans des photo-bioréacteurs fermés par des micro-organismes (champignons, levures ou algues) pour produire de l'huile « microbienne » qui peut alors être transformée par transestérification ou hydrotraitement. Les procédés inno-

vants qui permettent de produire des alcanes à partir de sucres, comme les procédés Chematur, LS9 ou Amyris, n'ont pas été modélisés par manque de données économiques.

Dans le second procédé, la source de carbone est le dioxyde de carbone. La voie autotrophe s'appuie donc sur la photosynthèse des micro-algues. Deux architectures ont été modélisées, la culture peut se faire soit dans un bassin ouvert, soit dans des photo-bioréacteurs fermés. À partir de 2020, l'hypothèse d'une division des coûts par 2 en trente ans est retenue. Elle est contrainte de façon à prendre en compte le temps de déploiement de cette technologie, qui présente encore de multiples verrous – stabilité et résistance des micro-algues, extraction du composé d'intérêt, passage à l'échelle industrielle, réduction du coût de production. Sans cette limitation, les scénarios les plus contraints mobiliseraient des quantités supérieures à 1 Mt d'huile microbienne produite par voie autotrophe dès 2025. Le tableau 5 explicite cette limitation exogène.

#### ● Valorisation chaleur et électricité

Pour la valorisation chaleur, le chauffage domestique a été représenté par un procédé standard permettant de produire 6,6 Mtep à partir de 32,1 millions de m<sup>3</sup> de bois [12], soit un rendement de 66 %. Deux technologies pour le chauffage collectif et industriel ont été retenues : une chaudière à grille de 85% de rendement et un lit fluidisé bouillonnant dont le rendement croît de 85 à 90% de 2010 à 2030.

La cogénération de chaleur et d'électricité peut être réalisée soit dans un ensemble chaudière « porte vibrante » soit dans une

**Tableau 4**

#### Comparaison des deux technologies de gazéifieur retenues

	Avantages	Inconvénients
<b>Lit fluidisé bouillonnant</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Technologie éprouvée</li> <li>→ Compatible grandes échelles (15 t/h)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Broyage relativement fin de la biomasse : <math>\varphi &lt; 6</math> mm</li> <li>→ Taux de goudron moyen : 10 g/Nm<sup>3</sup></li> </ul>
<b>Réacteur à flux entraîné</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Pas de matériau de fluidisation</li> <li>→ Températures élevées (1 300-2 000°C) qui maximisent la production de CO et H<sub>2</sub></li> <li>→ Pas de CH<sub>4</sub> ni de goudron</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Prétraitement lourd : torréfaction + broyage fin : <math>\varphi &lt; 100</math> <math>\mu</math>m</li> <li>→ Températures très élevées qui requièrent des matériaux résistants</li> </ul>

**Tableau 5**

<b>Déploiement des unités de production d'huile algale</b>							
		<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>Bassin ouvert</b>	Nombre d'unités	1	1	4	10	20	40
	Disponibilité (kt)	35	35	140	350	700	1400
	Surface requise (kha)	18	18	72	180	360	720
<b>Photo-bioréacteur</b>	Nombre d'unités	1	1	4	10	12	20
	Disponibilité (kt)	35	35	140	350	420	700
	Surface requise (kha)	12	12	48	120	144	240

turbine à vapeur soit dans un cycle combiné à gazéification intégrée soit dans un cycle combiné fonctionnant au biogaz. Cette première technologie présente l'avantage d'être une technologie mature pour la production d'électricité à partir de résidus du bois, mais elle n'a qu'un rendement électrique de 31% pour un rendement total de 65%. La seconde est en cours de développement et ne devrait être disponible qu'à partir de 2020. Elle présente un rendement de cogénération de 80% et un rendement électrique de 36% [28].

**C) Scénarios de demande bioénergie**

Le modèle développé doit répondre à huit demandes, qui peuvent être classées en trois catégories, cohérentes avec l'approche du « Grenelle » : chaleur, électricité et carburant.

- 1) chaleur « seule » produite à partir de biomasse solide (HETUSE1) ;
- 2) chaleur « cogénération » produite à partir de biomasse solide ou de biogaz (HETUSE2) ;
- 3) chaleur « seule » produite à partir de biogaz (HETUSE3) ;
- 4) électricité « cogénération » produite à partir de biomasse solide ou de biogaz (ELCUSE) ;
- 5) biocarburants se substituant à l'essence (TRAUSE1) ;
- 6) biocarburants se substituant au carburéacteur (TRAUSE2) ;
- 7) biocarburants se substituant au gazole (TRAUSE3) ;
- 8) biogaz pour les véhicules roulant au gaz naturel (TRAUSE4).

Le tableau 6 permet de faire le lien entre les objectifs du COMOP et les demandes définies dans le modèle.

**Tableau 6**

<b>Table de correspondance demandes COMOP - modèle</b>	
<b>Consommations décrites par le COMOP</b>	<b>Demandes du modèle</b>
Chaleur – Bois individuel	HETUSE1
Chaleur – Collectif et Industrie/ Process	
Chaleur cogénération - Biomasse	HETUSE2
Chaleur - Biogaz	HETUSE3
Électricité – Biomasse et biogaz	ELCUSE
Biocarburants	TRAUSE1
	TRAUSE2
	TRAUSE3
	TRAUSE4

Avant 2020, les objectifs de demandes sont celles préconisées par le COMOP. Après 2020, trois scénarios ont été envisagés :

- 1) Un scénario COMOP *for ever*, pour lequel les demandes en bioénergie restent constantes après 2020.
- 2) Un scénario COMOP +100%, où la demande de bioénergies en 2050 est deux fois celle de 2020 (soit 42 Mtep) et dont la répartition tient compte des orientations souhaitées par le COMOP 10, c'est-à-dire un développement des réseaux de chaleur, des cogénérations biomasse, de la méthanisation et des biocarburants, et une stagnation de la consommation de bois individuel. Les demandes sont prolongées suivant la tendance des années 2010-2020.

3) Un scénario COMOP +50%, où la demande de bioénergies en 2050 est une fois et demie supérieure à la demande 2020, soit 31,5 Mtep, et dont la répartition tient compte des orientations voulues par le COMOP 10. Les

demandes sont calculées à partir du scénario précédent, en considérant un accroissement deux fois moins important de chacune des demandes.

La demande totale est illustrée sur la figure 6.

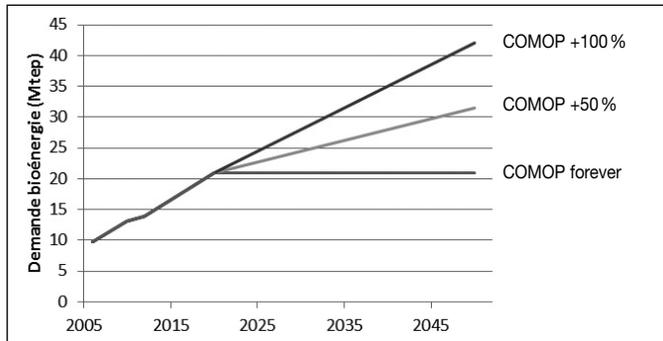
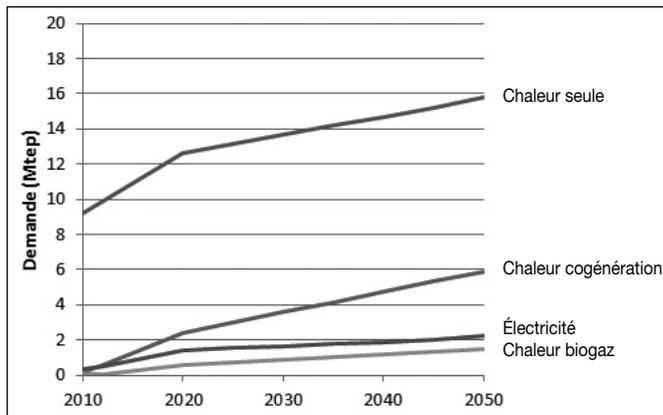


Figure 6 : Demande totale bioénergie par type de scénario

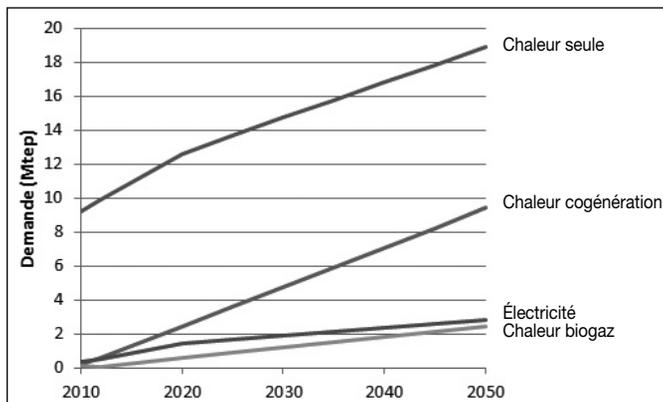
● **Répartition entre les différentes demandes biochaleur/bioélectricité**

(figures 7 et 8)

Scénario  
COMOP +50 %



Scénario  
COMOP +100 %



Figures 7 et 8 : Demandes biochaleur/bioélectricité

● **Répartition entre les différentes demandes biocarburants** (figures 9 et 10)

En 2010, le rapport énergétique d'éthanol et d'ester méthylique d'huile végétale (EMHV) incorporés était de 0,25 [46]. Il est maintenu constant jusqu'en 2020 alors que les demandes en bio-carburéacteur et biogaz pour véhicules restent nulles.

En 2020, la demande en bio-carburéacteur considérée est de 0,24 Mtep (0,23 Mt). Cela correspond à la masse de bio-carburéacteur prévue par l'*European Biofuel Flightpath Initiative* (2 Mt) multipliée par le ratio 2010 de la consommation française (6 Mt) sur la consommation européenne (53 Mt). Pour les années suivantes, on considère que la consommation de carburéacteur suit la tendance constatée sur les années 2000-2010 (croissance linéaire de 1,1% par an). Le tableau 7 présente le taux d'incorporation de bio-carburéacteur retenu par scénario.

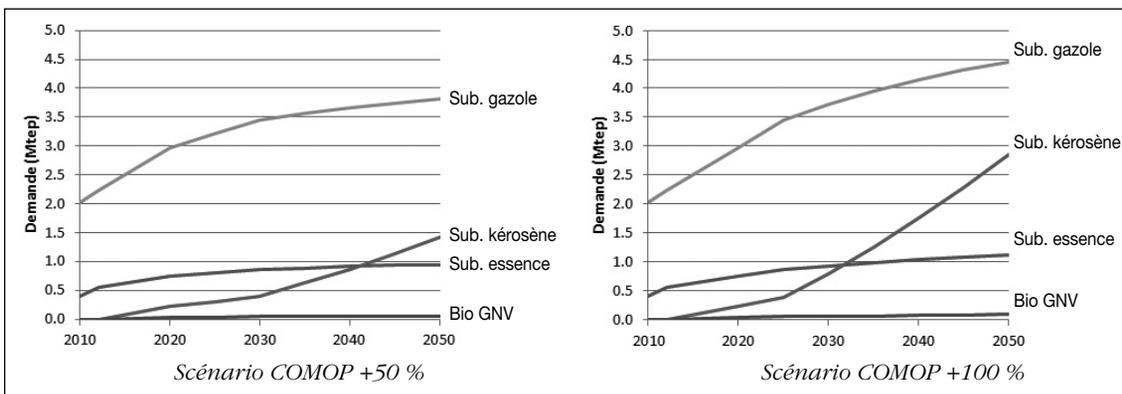
Par ailleurs, le biogaz, une fois purifié, pourra être utilisé pour alimenter les véhicules fonctionnant au gaz naturel, ou bioGNV. D'après le Bureau d'information et de prévisions économiques (BIPE), les véhicules

roulant au gaz naturel ne devraient pas représenter plus de 1,5% du parc automobile français en 2020. L'hypothèse retenue est que la demande de biogaz carburant représentera 1% de la demande totale en biocarburants à partir de 2020.

Une fois les demandes de bio-carburéacteur et de bioGNV retranchées de la demande totale en biocarburants calculées, 20% de celle-ci sont attribués à la substitution essence et 80% à la substitution gazole. Il s'agit du ratio de consommation énergétique bioéthanol/bio-diesel constaté sur les dix dernières années. L'hypothèse sous-jacente est que le mix de consommation essence/gazole sera maintenu constant. À court terme, il s'explique par l'inertie du changement des technologies – renouvellement du parc automobile, développement de nouvelles motorisations par les constructeurs automobiles.

**D) Ressources disponibles pour l'énergie**

Les filières agricoles, forestières et l'industrie agro-alimentaire (IAA) françaises sont les principaux fournisseurs de biomasse susceptible d'être valorisée énergétiquement. Les importa-



Figures 9 et 10. Demandes en biocarburant

Tableau 7							
Taux d'incorporation de biocarburant dans le carburéacteur							
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Scénario COMOP +0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Scénario COMOP +50 %	1,66 %	2,5 %	5 %	7,5 %	10 %	12,5 %	15 %
Scénario COMOP +100 %	1,66 %	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %

tions de fèves de soja, d'huiles de palme, de soja et de jatropha, de plaquettes forestières et de pellets sont autorisées dans le modèle.

### ● Les ressources agricoles

L'agriculture a pour vocation première l'alimentation humaine et animale. Ce secteur fournit aussi de nombreux produits et coproduits susceptibles d'être valorisés énergétiquement.

#### - Produits de l'agriculture

Le modèle peut faire appel à un grand nombre de produits de l'agriculture, qu'ils soient importés ou non :

- betterave sucrière ;
- céréales : blé tendre, maïs et triticales ;
- oléagineux : colza, tournesol et soja ;
- graminées : *switchgrass* et *miscanthus*.

Les surfaces allouées à la valorisation énergétique sont exogènes et font l'objet de deux scénarios : un **scénario tendanciel** sur les années 2000-2010 et un **scénario de réorientation** de l'offre biomasse dans lequel les surfaces allouées aux produits agricoles pour l'énergie sont divisés par deux en 2050 par rapport à celle de 2010. En effet, les prises de position récentes sur les biocarburants de première génération [8, 9] laissent à penser que leur disponibilité pour l'énergie progressera lentement jusqu'en 2020 puis diminuera par la suite.

Les quantités disponibles pour l'énergie sont ensuite calculées en considérant les surfaces allouées multipliées par le rendement surfacique. L'évolution des rendements de la betterave, des céréales et des oléagineux est extrapolée linéairement sur la base des rendements constatés sur les années 1989-2007. Pour le *miscanthus* et le *switchgrass*, ils sont estimés à

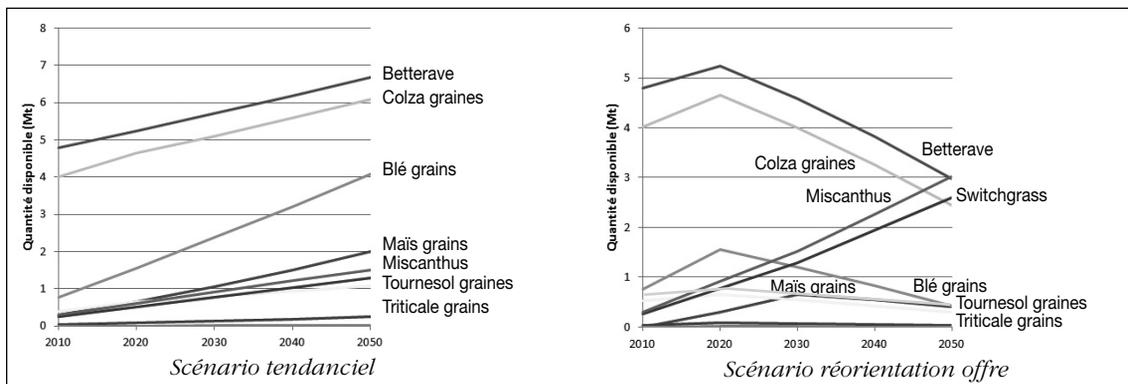
dire d'experts. Les figures 11 et 12 récapitulent les quantités de commodités agricoles disponibles pour une valorisation énergétique pour chacun des deux scénarios retenus.

#### - Coproduits de l'agriculture

D'après France AgriMer, la moitié des pailles de céréales et des cannes de maïs récoltables doit être retournée au sol afin de maintenir le potentiel agronomique du sol. De plus, 55% des pailles de céréales et d'oléagineux servent de litière. Il reste donc un potentiel pour l'énergie de 7,5 MtMS de pailles de céréales, 1,2 MtMS de pailles d'oléagineux et 2,9 MtMS de cannes de maïs en 2010 [21]. Les quantités de paille mobilisables dépendent aussi de la propension de l'agriculteur à les mettre à disposition. On suppose que leur mobilisation devrait être amorcée par la demande en biocarburants de seconde génération, à partir de 2020. L'hypothèse est donc que leur disponibilité restera constante jusqu'en 2020 à 20% du potentiel pour l'énergie, puis augmentera linéairement pour atteindre 90% du potentiel pour l'énergie en 2050 [49]. Elles possèdent l'avantage d'avoir un taux d'humidité relativement faible, de 15% base humide – celui-ci est défini comme le rapport de la masse d'eau sur la masse totale. En 2010, la production de chaleur à partir de déchets agricoles et agroalimentaires était de 472 ktep [5].

#### - Cultures dédiées

Les taillis à courte rotation (TCR) de peuplier et d'eucalyptus sont pris en compte dans l'étude. En 2010, leur production était de 0,013 MtMS [21]. Dans le cadre du projet ECOBIOM, la disponibilité brute en TCR a été évaluée



Figures 11 et 12 : Évolution des quantités de ressources agricoles disponibles pour l'énergie

en considérant que la surface potentielle des peupleraies serait une fois et demi plus élevée qu'actuellement et que l'eucalyptus serait cultivé sur des terres non cultivées et une partie des anciennes jachères dont les conditions pédoclimatiques sont compatibles avec son développement (sensibilité à la chlorose et au gel). Ces hypothèses reposent sur un contexte de développement des TCR serait fortement encouragé auprès des acteurs [50]. La disponibilité potentielle totale des TCR serait de 5,5 MtMS [51].

Pour rattacher ces résultats à notre étude, deux scénarios de développement des TCR sont considérés. D'une part, le premier scénario suit les estimations effectuées dans le cadre du projet ECOBIOM : la disponibilité en TCR croîtrait linéairement pour atteindre la valeur de 5,5 MtMS en 2050. D'autre part, un scénario, moins volontariste, avec une disponibilité en 2050 inférieure de 30% est considéré. Le premier scénario est rattaché au scénario de **réorientation de l'offre agricole**. Le second est rattaché au scénario agricole **tendanciel**. Si l'on considère une productivité robuste de 8 tMS/ha/an, le premier scénario implique la mobilisation de 0,69 Mha et le second scénario requiert 0,48 Mha de terres soit un développement limité aux zones marginales.

#### - Importations

Le modèle du secteur bioénergie français a la possibilité d'importer des ressources agricoles. Les prix, bien que volatils, sont maintenus constants sur l'horizon de modélisation du fait du manque d'information en quantité suffisante et à notre disposition pour établir avec une rigueur suffisante une prospective sur leur évolution future à l'horizon 2050. La culture de

jatropa, qui présenterait l'avantage d'occuper des terres marginales, fait encore l'objet de nombreux verrous. Un important travail de sélection variétale doit être effectué afin que les fruits mûrissent à la même période, rendant alors possible la mécanisation de la récolte. De même, rendre le coproduit de trituration comestible pourrait permettre d'accroître l'attrait nutritif et économique de sa culture.

Le tableau 8 récapitule les quantités disponibles et les prix des oléagineux disponibles à l'importation.

#### ● **Les ressources forestières, populicoles et bocagères**

##### - Description des scénarios

Deux scénarios sont envisagés pour la disponibilité en biomasse forestière :

- Scénario de référence : la courbe d'offre est identique sur tout l'horizon de modélisation.
- Scénario volontariste : la filière bois énergie est soutenue et développée, permettant de doubler la disponibilité supplémentaire, qui serait donc de 14 MtMS pour une disponibilité totale de 36,1 MtMS.

Si l'on fait l'hypothèse que l'accroissement naturel reste constant sur l'horizon de modélisation ainsi que les prélèvements pour le bois industrie et le bois énergie, le potentiel disponible nécessitera un taux de prélèvement de 74% dans le cadre du scénario tendanciel et de 85% pour le scénario volontariste, comme présenté dans le tableau 9.

Le taux d'humidité base humide avant conditionnement du bois bord de route est de 25%, ce qui correspond à un temps de séchage de 3-4 mois [56].

Tableau 8

#### Disponibilité et prix des commodités importées

	Quantité disponible en 2010 (Mt)	Quantité disponible en 2050 (Mt)	Prix en 2010 (€ <sub>2010</sub> /t)	Source
<b>Fèves de soja</b>	0,4	0,4	420	[52]
<b>Huile de soja</b>	0,5	0,5	800	[47, 53]
<b>Huile de palme</b>	0,03	0,66	660	adapté de [54]
<b>Huile de jatropa</b>	0	0,2	740	adapté de [55]

Tableau 9					
Bilan des ressources forestières mobilisables (en millions de m <sup>3</sup> )					
		Scénario tendanciel		Scénario volontariste	
		2010	2050	2010	2050
<b>Accroissement naturel</b>		122,1	122,1	122,1	122,1
<b>Taux de prélèvement forêt</b>		48%	74%	48%	85%
<b>Bois d'œuvre</b>		22	22	22	22
<b>Bois industrie</b>		12,2	12,2	12,2	12,2
<b>Bois énergie</b>	<b>Mobilisé</b>	24,4		24,4	
	<b>Potentiel</b>	56,1	56,1	56,1	69,6
<b>Total prélevé</b>		58,6		58,6	

#### - Importations

La biomasse forestière échangée internationalement pour l'énergie se trouve sous la forme de plaquettes forestières ou de pellets. D'après l'IEA Bioenergy Task 40, moins de 10% de la quantité de plaquettes forestières échangées au niveau mondial est valorisée énergétiquement. La majorité est destinée à l'industrie papetière ou pour l'utilisation de fibres et de panneaux en aggloméré. Le marché européen est essentiellement approvisionné par le Canada et les États-Unis. De plus, le Brésil, compte tenu de ses importantes surfaces disponibles, pourrait à terme devenir un exportateur de biomasse [57, 58].

En 2010, la France produisait plus de plaquettes forestières et de pellets qu'elle n'en consommait, mais le développement des bioénergies pourrait inverser la tendance [57, 58]. Le tableau 10 montre le potentiel disponible à l'importation, qui est donc pris en compte à partir de 2015. La disponibilité en plaquettes forestières serait multipliée par 10 entre 2015 et 2050 et celle de pellets de bois serait multipliée par 20.

#### ● Les ressources issues des IAA

Les étapes de transformations des produits agricoles génèrent des coproduits et des déchets : pulpes et vinasses issues de l'industrie de la betterave, de silos, graisses animales, huiles usagées, tourteaux, boues et effluents. La majorité d'entre eux a déjà des débouchés. Certains peuvent servir d'amendements organiques et d'autres de compléments alimentaires pour animaux.

Dans le cadre de l'étude, les vinasses, les graisses animales, les fruits ayant fait l'objet d'une mesure de retrait et les boues et effluents sont pris en compte. Ils peuvent tous être méthanisés et les graisses animales peuvent être transestérifiées ou hydrotraitées pour produire des biocarburants.

L'hypothèse d'une mobilisation croissante de ces ressources est retenue. Le potentiel théorique retenu est celui calculé par France AgriMer [21]. Leur disponibilité passe de 20 à 100% du potentiel 2010 entre 2010 et 2050. Aucun échange international n'est pris en compte dans le modèle puisqu'il n'existe pas de marché standardisé pour ces coproduits.

Tableau 10					
Disponibilité et prix des commodités forestières importées					
	Potentiel 2015 (Mt)	Potentiel 2050 (Mt)	Source	Prix (€/2010/t)	Source
<b>Plaquettes forestières</b>	2	20	[57]	61	[59]
<b>Pellets de bois</b>	0,25	5	[58]	125	[59]

● **Importations de biocarburants**

Le marché des biocarburants est un marché mondial, de plus en plus concurrentiel, avec des spécificités réglementaires pour chacun des types de commodités échangées. Le modèle peut donc importer de l'éthanol, des esters méthyliques d'huiles végétales (EMHV), des esters méthyliques d'huiles usagées et de graisses animales (EMHU/EMGA) et des esters d'acides gras hydrotraités (HEFA) afin de satisfaire à la demande bioénergie française. Il n'y a, par contre, pas de module d'exportation. Les quantités et les prix des carburants disponibles à l'exportation sont mentionnés dans le tableau 11.

- *Le bioéthanol*

Pour remplir les objectifs d'incorporation de bioéthanol, de nombreux pays européens ont recours à l'importation depuis le Brésil et les États-Unis. Ainsi, les importations de bioéthanol américain se sont élevées à plus d'1,1 milliard de litres (0,56 Mtep) en 2011 contre 13 millions de litres (6,6 ktep) en 2009. Elles ont bénéficiées d'une faille douanière, qui classifiait comme « produits chimiques » (soumis à un droit de douane réduit à 6,5%) les mélanges de carburant contenant au moins 70% d'éthanol [60].

La France, premier producteur européen de bioéthanol carburant (534 ktep en 2010, 512 ktep en 2011 [60]) n'a pas encore eu besoin d'importer pour répondre à ses besoins d'incorporation. De l'éthanol importé est néanmoins disponible dès 2015 afin de traduire l'offre croissante des pays tropicaux. D'après ICIS Chemical Business, l'éthanol carburant se négociait à 570 €<sub>2010</sub>/m<sup>3</sup> en 2010.

- *Les EMHV*

Le marché européen du biodiesel est un marché convoité : les acteurs américains ont profité des subventions à l'exportation du B99 (crédit d'impôt fédéral de 1 \$/gal) jusqu'en août 2010 en faisant transiter le biodiesel par des pays tiers comme le Canada. L'Union européenne a rééquilibré la concurrence en mettant en place des taxes antidumping sur le B99, mais aussi sur les mélanges (B19, B7...) de production américaine. L'Argentine est maintenant le premier pays exportateur de biogazole vers l'Europe. Le biodiesel de soja argentin profite de droits de douane préférentiels (6,5%) et d'un différentiel important de taxe à l'exportation entre l'huile de soja et le biodiesel en faveur de ce dernier. Le biodiesel de palme malais et indonésien bénéficie aussi d'une fiscalité avantageuse. L'European Biodiesel Board a déposé plainte contre cette situation de concurrence déloyale. La Commission européenne réfléchit donc à retirer l'Argentine et la Malaisie (pas encore l'Indonésie) de la liste des pays bénéficiant du système de préférence généralisées de l'Union [60, 61].

D'après Eurobserv'ER, l'Europe des 27 importait 2,6 Mt de biodiesel en 2011 contre 1,9 Mt en 2010 et 1,8 Mt en 2009. Il provient essentiellement d'Argentine, d'Indonésie et de Malaisie.

D'après l'*Energy Statistics Database* des Nations Unies, la France a importé au total 0,33 Mt de biogazole en 2009. Nous considérerons donc une quantité de 0,18 Mt (0,16 Mtep), qui correspond aux importations totales moins les importations de biogazole d'huiles usagées et de graisses animales, disponible à l'importation

**Tableau 11**

<b>Disponibilité et prix des biocarburants importés</b>						
<b>Biocarburant importé</b>	<b>Disponibilité (Mtep)</b>				<b>Prix (€<sub>2010</sub>/t)</b>	<b>Source</b>
	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>		
<b>Bioéthanol</b>	0	0,04	0,1	0,2	453	ICIS
<b>EMHV</b>	0,16	0,45	0,16	0	810	ICIS
<b>EMHU/EMGA</b>	0,13	0,11	0,27	0,27	810	Idem EMHV
<b>HEFA</b>	0,038	0,12	0,25	0,25	1390	ICIS

en 2010 puis 0,5 Mt (0,45 Mtep) en 2020 et un retour à 0,18 Mt en 2030. La disponibilité en 2050 est supposée nulle. D'après ICIS, en 2011, le biogazole – essentiellement issu du soja – argentin se négociait en moyenne à 1 200 \$/t.

- Les EMHU/EMGA

En 2010, la quantité d'EMHU/EMGA importés en France était de 150 kt [11, 62]. Si nous faisons l'hypothèse que la totalité des EMHU/EMGA incorporés est achetée sur les marchés internationaux, et compte tenu de la limitation du taux d'incorporation à  $0,35\%_{\text{PCI}}$  (voir enca-

dré), la quantité disponible serait de 125 kt (0,11 Mtep). Elle est maintenue jusqu'en 2020. Cette quantité est doublée en 2030 puis maintenue constante ultérieurement. Son prix a été considéré identique à celui des EMHV importés.

- Les HEFA

Neste Oil, raffineur finlandais, s'est positionné sur le marché des biocarburants en proposant son NExBTL™, un biogazole iso-paraffinique sans soufre ni aromatique, directement incorporable, issu de l'hydrotraitement de différents types d'huiles végétales (HEFA pour

### Le comptage multiple des biocarburants

L'article 21 de la directive 2009/28/CE sur la promotion des énergies renouvelables stipule que « la contribution apportée par les biocarburants produits à partir de déchets, de résidus, de matière cellulosique d'origine non alimentaire et de matières lignocellulosiques est considérée comme équivalant à deux fois celle des autres biocarburants ». Il a pour but de promouvoir le développement des biocarburants de deuxième génération. L'opérateur profitera donc d'un montant doublé de défiscalisation, à énergie incorporée constante [10]. La compétitivité des biocarburants « avancés » s'en trouve accrue, comme le montre la figure 13.

Ce double comptage a par ailleurs créé la polémique. Depuis 2009, les distributeurs de produits pétroliers peuvent incorporer des esters méthyliques d'huiles usagées (EMHU) et de graisses animales (EMGA) importés qui comptent double aux objectifs d'incorporation et sont donc plus compétitifs. La loi de finances précise que, dès 2012, leur taux d'incorporation est limité à  $0,35\%_{\text{PCI}}$  de la consommation de gazole (arrêté du 17.1.2012, pris en application du décret n° 2011-1468), soit environ 125 000 tonnes d'EMHU/EMGA. Le législateur a fait le choix de préserver la filière de production nationale tant que la filière française de valorisation des huiles usagées et des graisses animales n'est pas développée et de ne pas anéantir les autres voies de valorisation, comme leur valorisation chimique.

Néanmoins, la Cour des comptes souligne que le double comptage est un moyen de respecter l'objectif d'incorporation de  $7\%_{\text{PCI}}$ , qui n'est pas possible à l'heure actuelle du fait des limitations de l'incorporation d'éthanol à 10% volume (E10) et de biogazole à 7% volume (B7) et à des flottes flexfuel (E85) et B30 trop peu nombreuses. Dans le cas du biogazole, l'introduction de 0,54% volume d'EMHU/EMGA compté double à la place d'EMHV suffirait à la réalisation sans contournement des textes par une réglementation qui ajoute dans les volumes incorporés de biodiesel, le B30 SNCF à partir de 2010 puis, à partir de 2011, le biodiesel non routier sans ajouter au dénominateur les carburants SNCF et non routiers [11]. Le biocarburéacteur incorporé serait aussi comptabilisé et participerait donc à l'objectif d'incorporation sans que la totalité du carburéacteur consommée en France ne participe au dénominateur.

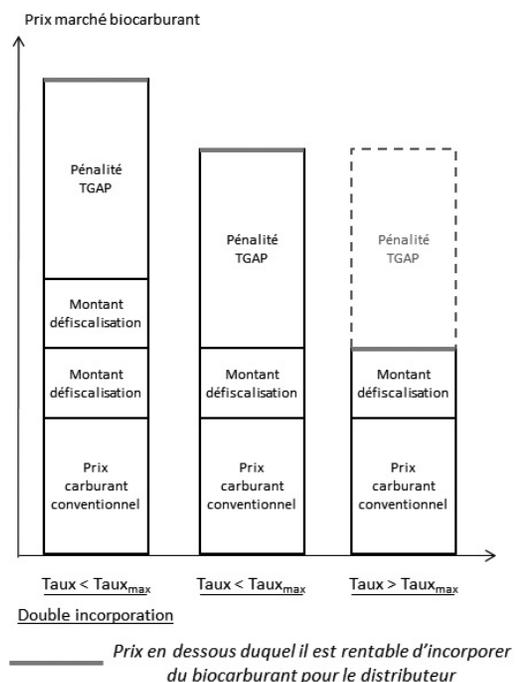


Figure 13. Compétitivité des biocarburants

*Hydroprocessed Esters and Fatty Acids*). Les capacités de production de NExBTL de Neste Oil sont de 380 kt/an à Porvoo et de 800 kt/an à Rotterdam [32].

Nous estimons la quantité disponible pour le marché français à 10% des capacités de production actuelles de Neste Oil pour les années 2010 et 2020, et un doublement pour les années 2030 et 2050. Le prix des HEFA est directement lié au prix de l'huile de palme. Celle-ci a vu son prix atteindre un maximum en janvier 2011 à 927 €/t et un minimum en décembre 2012 à 545 €/t [53]. Nous considérerons néanmoins un prix constant de 1 390 €/t d'HEFA, basé sur un prix de l'huile de palme de 850 €/t.

### 3. Résultats

#### A) Disponibilité de la ressource biomasse pour l'énergie

La question de la demande que peut satisfaire le secteur des bioénergies sans concurrencer les autres usages est fondamentale pour mettre en place les objectifs post-2020. Pour y répondre, les trois scénarios de demande présentés plus haut sont évalués avec les hypothèses d'évolution de disponibilité **tendancielle** des ressources agricoles et forestières déjà présentées.

Le résultat de cette évaluation globale de l'adéquation de la ressource aux objectifs se présente sous la forme de la quantité manquante par type de ressources. La figure 14 présente l'évolution de ce déficit ramenée à son contenu en énergie primaire, pour les trois scénarios.

Avec les hypothèses retenues, il manque les ressources nécessaires pour produire 0,13 Mtep d'éthanol dès 2015 afin de pouvoir répondre à la demande de substitution à l'essence et l'équivalent de 0,5 Mtep de biomasse ligno-cellulosique (LC) en 2015. En 2020, ce déficit de biomasse ligno-cellulosique s'élève à 3 Mtep. Les objectifs du COMOP 10 seraient donc trop ambitieux puisque le secteur ne fournirait que 18 Mtep au lieu des 21 Mtep préconisés.

Dans cette étude, la disponibilité croît linéairement entre les valeurs constatées en 2010 et le potentiel 2020. Le déficit constaté en 2015 montre donc les limites d'une évolution de la mobilisation de la ressource au rythme actuel. Un développement plus rapide de la production de ressources que celui constaté sur les années 2000-2010, qui se traduirait par une accélération à court terme, se traduirait par une croissance concave de la disponibilité et permettrait néanmoins d'éviter ce déficit tout en répondant aux objectifs. Une meilleure structuration des filières et des mécanismes

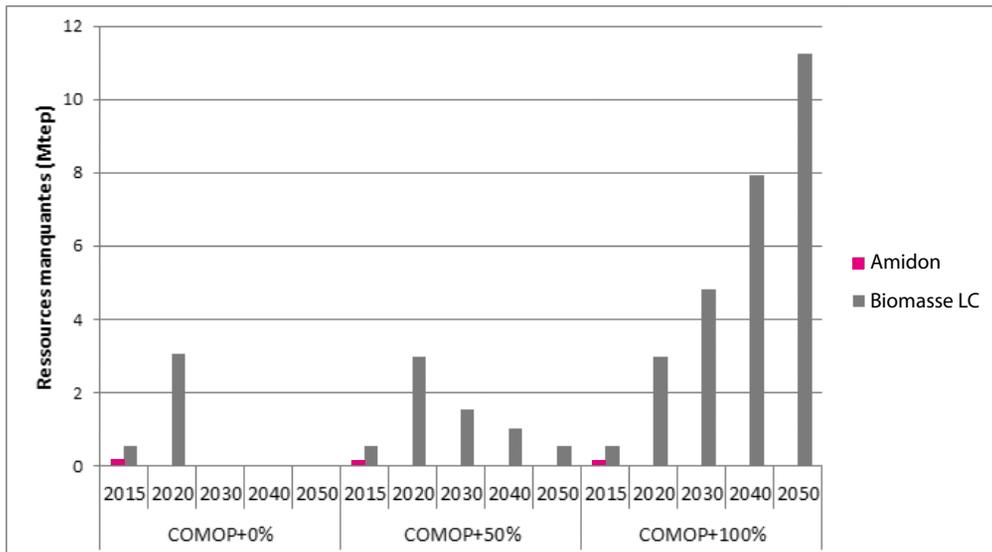


Figure 14. Déficit de ressources (équivalent énergie primaire) par scénario de demande - Disponibilité tendancielle

d'incitation adaptés paraît donc indispensable pour atteindre le jalon 2020.

Après 2020, on constate sur la figure 14 que les ressources biomasses sont suffisantes pour le scénario de demande constante COMOP +0 %. Ce qui confirme le caractère conjoncturel du déficit. Les ressources restent néanmoins légèrement déficitaires dans le scénario de développement modéré COMOP +50 % ; le déficit passe de 3 Mtep (soit 13,3 millions de m<sup>3</sup>) en 2020 à 0,6 Mtep (2,7 millions de m<sup>3</sup>) en 2050. Par contre, le déficit croît fortement et l'amélioration des rendements de cultures et les progrès technologiques ne permettent pas de répondre au développement volontariste du scénario COMOP +100 %. Ce déficit porte sur la ressource ligno-cellulosique permettant de répondre aux demandes chaleur et électricité. Il atteint 11,3 Mtep – ce qui correspond à 51 millions de m<sup>3</sup> de plaquettes forestières ! – pour une demande bioénergies globale de 42 Mtep. Ainsi, sous les hypothèses de typologie et d'évolution tendancielle de disponibilités des ressources retenues, le secteur bioénergie pourrait fournir au plus 31 Mtep en 2050, dont 7,9 Mtep d'énergie finale issue de biomasse importée.

#### ● **La contrainte de la ressource ligno-cellulosique**

Ces premiers résultats confirment que la contrainte pour une autosuffisance dans le secteur des bioénergies se situerait au niveau de la ressource ligno-cellulosique. Pour tenter de détendre cette contrainte, une seconde vision serait de proposer un scénario avec une augmentation de la disponibilité forestière. Si l'on considère que les incitations financières pour les bioénergies sont constantes, l'enveloppe allouée aux produits agricoles diminuerait, puisqu'elle serait allouée au développement de la filière forestière et cela se traduirait par une baisse de l'offre agricole. Le scénario de **réorientation de l'offre biomasse** est donc retenu.

Sur la figure 15, on constate qu'il n'y a plus de déficit de ressources pour le scénario COMOP +50 % après 2020. La multiplication par deux de la disponibilité supplémentaire de biomasse forestière permet de répondre à la demande biochaleur/bioélectricité. Ce n'est pas le cas

pour le scénario volontariste COMOP +100 %, dont le déficit en biomasse ligno-cellulosique (LC) 2050 atteint 6,6 Mtep (soit 29,6 millions de m<sup>3</sup> de plaquettes forestières). De plus, sous ces hypothèses de diminution de disponibilité de biomasse agricole pour l'énergie, la contrainte se manifeste aussi sur le secteur des huiles dans le scénario le plus volontariste, avec un déficit qui croît pour atteindre 2,5 Mtep, soit l'équivalent de 2,8 millions de tonnes d'huiles végétales à l'horizon 2050. Si l'on envisage d'y répondre avec du colza, cela nécessiterait de cultiver 1,7 Mha supplémentaire, alors qu'on en cultivait 1,6 Mha en France en 2012. Il en est de même pour l'amidon dont le déficit maximal de 0,3 Mtep serait atteint en 2030. Si l'on souhaitait les produire, il faudrait cultiver 40 000 ha de blé.

#### ● **Recours accru aux importations**

Ce déficit hypothétique de ressources pourrait être comblé par un recours plus important aux importations, d'autant plus que les marchés des biomasses-énergie se structurent. Mais cela se ferait au détriment de l'accroissement de l'indépendance énergétique, qui est un des arguments en faveur des bioénergies. Néanmoins, la sécurité d'approvisionnement ne serait pas forcément menacée puisque les fournisseurs de biomasse ligno-cellulosique sont les États-Unis, le Canada et le Brésil essentiellement. Un recours accru aux importations ferait ainsi passer le taux d'indépendance de la filière bioénergie de 81 % à 67 % en 2050. Et l'importation de plaquettes forestières et de pellets de bois déséquilibrerait encore la balance commerciale de la filière bois, déjà fortement déficitaire (-6,4 Mds€ en 2010 [63]).

Un autre axe d'analyse important concerne le détail des procédés de transformation parce qu'il permet d'envisager et de discuter l'évolution comparée des filières en compétition. Le secteur des biocarburants reposerait sur les importations de bioéthanol, d'huile ou d'ester méthylique de soja, de palme et de jatropha. En effet, pour les secteurs du bio-carburacteur et du biogazole, sans aucune contrainte réglementaire, les technologies de première génération (transestérification et hydrotraitement des huiles végétales) continueraient à se développer, leurs coûts restant plus compétitifs

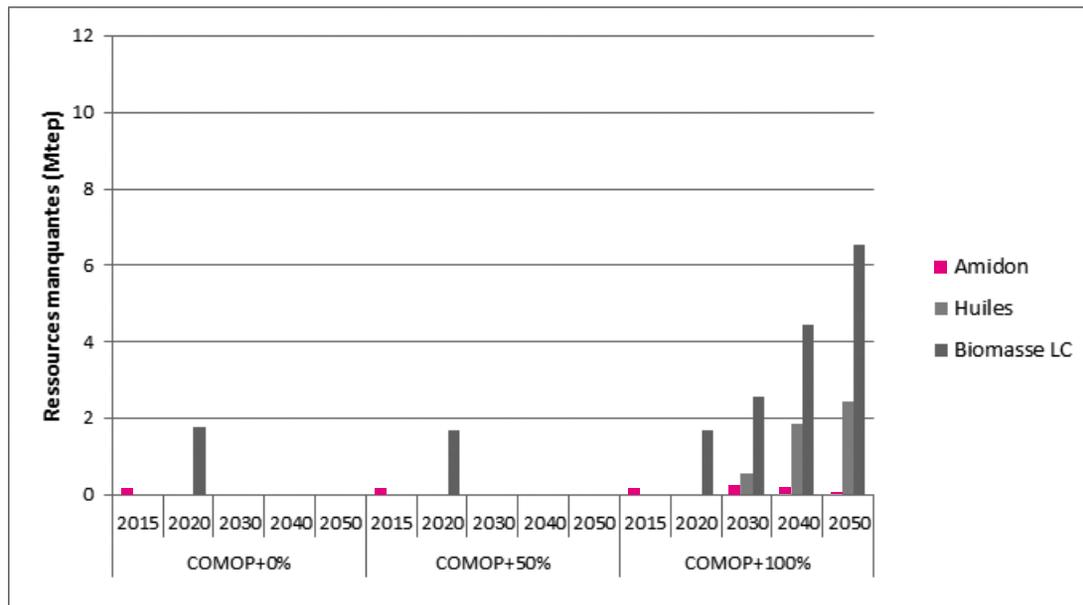


Figure 15. Déficit de ressources (équivalent énergie primaire) par scénario de demande - Réorientation de l'offre

du fait de leur arrivée plus tôt à maturité et de leur relative simplicité. La figure 16 présente les quantités d'huiles mobilisées selon les trois scénarios de demande dans les hypothèses d'un développement **tendanciel** des secteurs agricole et forestier pour l'énergie.

La totalité du colza potentiellement disponible pour l'usage énergétique est transformée en biocarburant. En effet, son coût de production à partir de la graine est inférieur au prix à l'import des huiles de soja, palme et jatropha. C'est l'inverse pour le tournesol qui disparaît du bouquet d'huiles à partir de 2020. Cette prise en compte différente du coût de production pour les huiles métropolitaines et du prix CIF rendu Rouen pour les huiles importées est une limite importante du modèle. Elle a tendance à favoriser fortement la production métropolitaine puisque les marges ne sont pas répercutées. Les récentes évolutions du prix de l'huile de palme laissent à penser que sa part dans le bouquet d'huiles pour l'énergie pourrait être beaucoup plus importante que celle obtenue dans cet exercice prospectif ; même si son accroissement est limité du fait de la contrainte d'incorporation d'esters méthyliques d'huile de palme dans le

biogazole afin de respecter les spécifications de tenue à froid de la norme EN 590.

On constate de plus que l'huile de soja joue le rôle de tampon et sert à combler les fortes demandes en biocarburants. L'huile algale produite par voie autotrophe prend ensuite le relais à partir de 2045 dans le scénario COMOP+50% et dès 2030 dans le scénario COMOP+100%.

Dans le cas d'un scénario volontariste, où les obstacles à la mobilisation seraient levés et la production d'énergie serait incitée à la fois pour les secteurs agricoles et forestiers, il n'y aurait plus de déficit de ressources oléagineuses, même dans le scénario le plus contraint. D'après la figure 17, la biomasse forestière continuerait néanmoins à manquer à hauteur de 6,5 Mtep, soit 29,2 millions de m<sup>3</sup> de plaquettes forestières. Sous ces hypothèses, le secteur bioénergie pourrait répondre à une demande de 36,3 Mtep, et les ressources nationales pourraient fournir 28,4 Mtep d'énergie finale.

Il existe d'autres scénarios encore plus volontaristes, qui envisagent la mobilisation de 5 Mha de TCR pour produire 40 MtMS de biomasse ligno-cellulosique pour l'énergie [64].

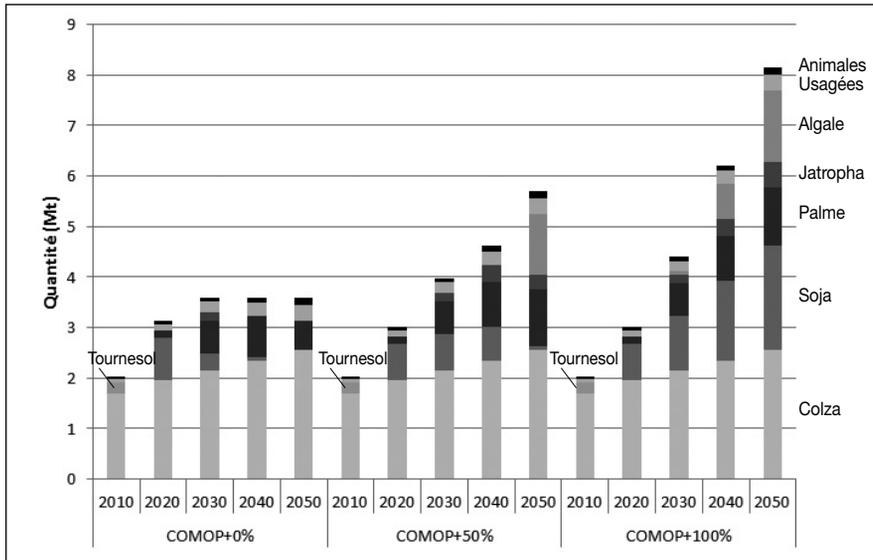


Figure 16. Évolution du bouquet d'huiles mobilisées selon la demande - Disponibilité tendancielle

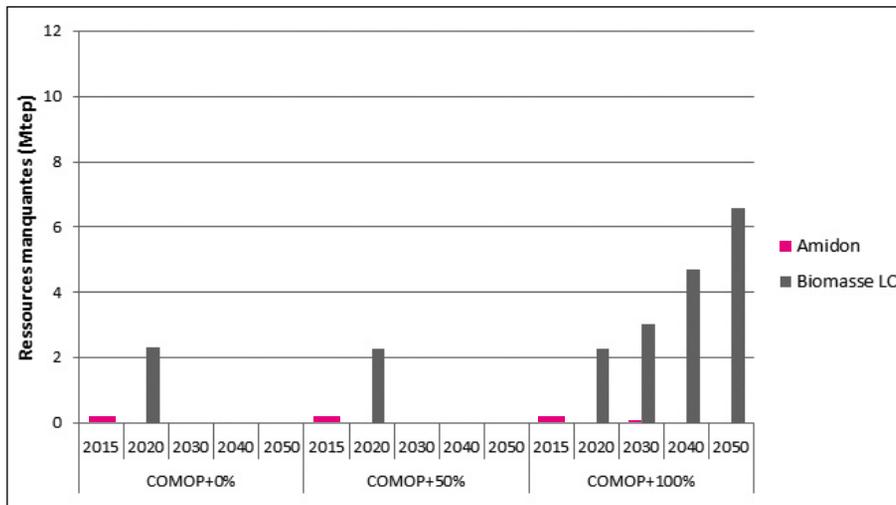


Figure 17. Déficit de ressources (équivalent énergie primaire) par scénario de demande - Scénario volontariste

### B) Influence de la mise en place d'un plafond du taux d'incorporation des biocarburants de première génération

La seconde question à laquelle cet article tente d'apporter une contribution est celle de l'influence que pourrait avoir la décision politique de limiter le taux d'incorporation des biocarburants de première génération. Deux projets de mise en place d'un tel plafond sont en cours d'évaluation :

- Au niveau français, le gouvernement envisage « de plafonner le taux d'incorporation à 7% et d'atteindre les objectifs communautaires avec des biocarburants de seconde génération », comme l'a mentionné le Premier ministre lors de son discours de clôture de la Conférence environnementale en septembre dernier [9] ;
- Au niveau européen, une proposition de directive prévoit que « la part d'énergie des biocarburants produits à partir

de céréales et d'autres plantes riches en amidon, sucrières ou oléagineuses ne soit pas supérieure à 5% de la consommation finale d'énergie dans les transports en 2020 ». La contribution – ou comptage multiple – à l'objectif des biocarburants avancés a aussi été modifiée [8].

Les hypothèses retenues sur les ressources sont le **scénario de réorientation de l'offre biomasse**. La logique de cette orientation politique est le développement de la mobilisation des ressources ligno-cellulosiques et une diminution de la part de produits agricoles voués à l'énergie. Le scénario de demande est celui d'un développement modéré du secteur (COMOP +50 %) afin qu'il n'y ait pas de déficit de ressources dans le scénario de référence. Enfin le comptage multiple, introduit pour permettre l'émergence des filières de production avancées, est maintenu jusqu'en 2020 inclus.

Outre le scénario de référence (COMOP +50 %), deux scénarios, correspondant aux propositions de modification de politique biocarburant, sont donc envisagés.

Le premier, appelé COMOP +50 % - Plafond 7 %, correspond à la vision du gouvernement français. Il consiste, pour chacun des pools carburants – substitution essence et substitution gazole –, à la mise en place d'un plafond d'incorporation limitant à 7% la part de biocarburants de première génération dans la consommation énergétique des transports routiers. L'hypothèse d'une consommation constante de 7,24 Mtep d'essence et substitués et de 33,6 Mtep de gazole et substitués par le secteur des transports routiers, constatée en 2010, est retenue sur l'horizon de modélisation [65]. Le plafond d'incorporation

de biocarburants de première génération est donc de 0,5 Mtep pour le pool essence et de 2,4 Mtep pour le pool gazole. Le comptage multiple préconisé dans la directive 2009/28/CE est maintenu.

Le second, appelé COMOP +50 % - Plafond 5 %, correspond à la vision de la Commission européenne. L'hypothèse de consommation du secteur des transports routiers est la même que dans le scénario précédent. Le plafond d'incorporation de biocarburants de première génération est donc de 0,4 Mtep pour le pool essence et de 1,7 Mtep pour le pool gazole, et le comptage multiple est celui explicité dans le tableau 12.

Dans les deux scénarios, le plafond d'incorporation est mis en place dès 2015 et court sur tout l'horizon de modélisation.

Les figures 18 et 19 présentent l'évolution des mix technologiques de production associés aux pools bio-carburacteur et biogazole d'une part, et bioessence d'autre part, pour chacun des trois scénarios. Les agréments (Ag.) correspondent aux unités existantes.

Premièrement, concernant les biocarburants se substituant au carburacteur et au gazole, ceux produits à partir d'huiles (EMHV, EMHU/EMAG et HEFA) resteraient majoritaires malgré la mise en place d'un plafond d'incorporation de biocarburants de première génération. Ils demeureraient plus compétitifs économiquement sur tout l'horizon de modélisation, comme le prouve le scénario de référence COMOP +50 %. Ceci s'explique d'une part par le fait qu'il s'agit de technologies de production matures, relativement aisées à mettre en œuvre et peu capitalistes comparativement aux procédés thermo-chimiques de deuxième généra-

Tableau 12

## Comptage multiple préconisé par la nouvelle proposition de directive [8]

Matières premières dont la contribution à l'objectif est <b>quatre</b> fois leur contenu énergétique	Matières premières dont la contribution à l'objectif est <b>deux</b> fois leur contenu énergétique
Algues	Huiles de cuisson usagées
Paille	Graisses animales
Fumier et boues d'épuration	Matières cellulosiques d'origine non alimentaire
Écorces, branches, feuilles, sciure de bois et éclats de coupe	Autres matières ligno-cellulosiques (hors grumes de sciage et placage)
Coques, balles et râpes	

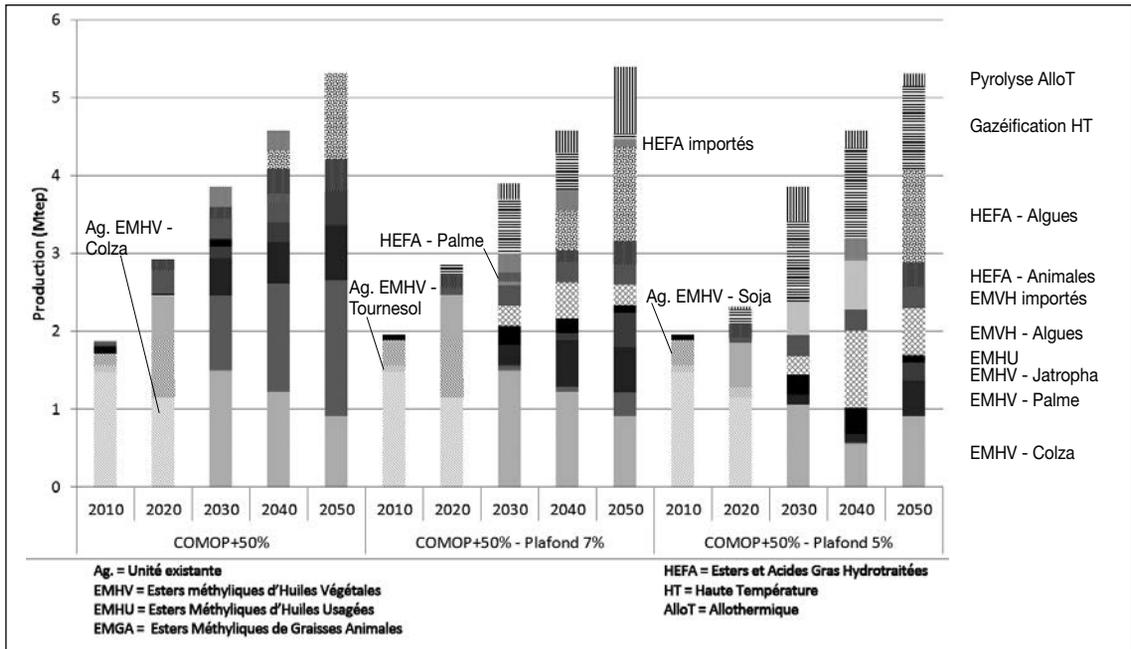


Figure 18. Bouquet technologique selon le plafond d'incorporation - Substitution carburéacteur et gazole

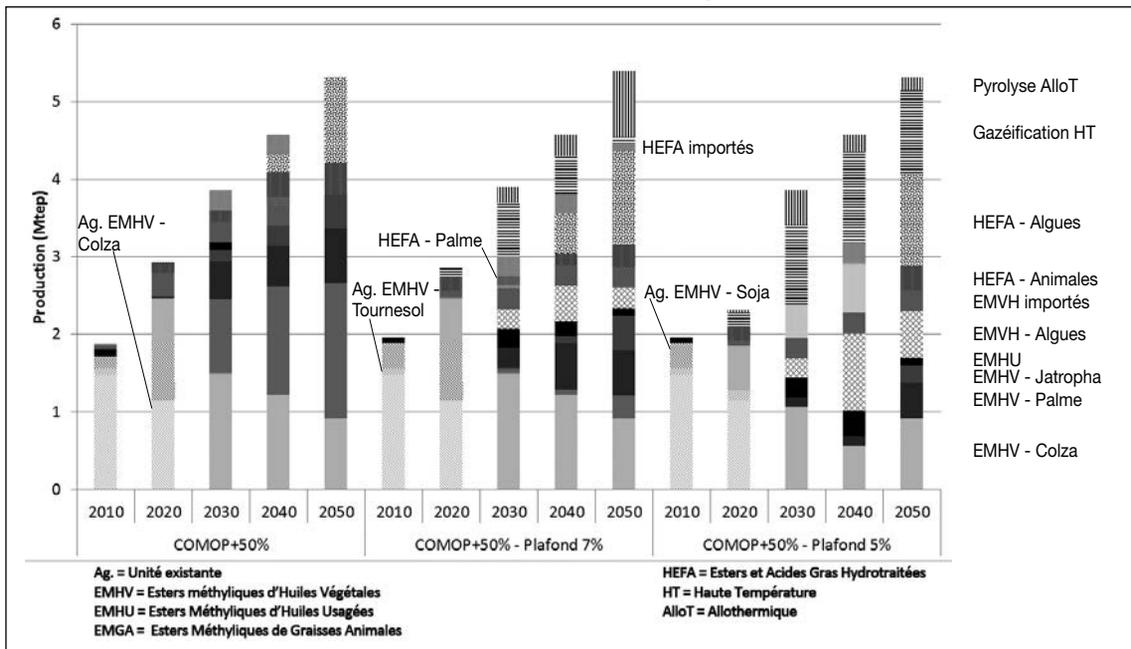


Figure 19. Bouquet technologique selon le plafond d'incorporation - Substitution essence

tion. D'autre part, le prix de la matière première correspond aux coûts de production des graines et fruits oléagineux et ils sont maintenus constants sur tout l'horizon de modélisation. Cette non-prise en compte du prix de

marché favorise les oléagineux au détriment de la biomasse ligno-cellulosique : il s'agit d'une limite forte de cette évaluation prospective.

La diminution de l'utilisation d'huiles de colza et de tournesol est due à l'hypothèse de

désengagement agricole pour l'énergie. Dans le scénario de référence, les importations de graines et d'huile de soja permettent de faire le tampon avant l'avènement des huiles algales produites par voie autotrophe, dites de troisième génération (3G). Le coût de production d'esters méthyliques d'huiles algales est néanmoins cinq fois supérieur en 2030 et trois fois supérieur en 2050 à l'EMHV de colza.

La mise en place d'un plafond d'incorporation permettrait en revanche de développer les technologies de deuxième génération (2G), pyrolyse ou gazéification de la biomasse. Elles présentent l'avantage d'être disponibles plus tôt que les huiles algales produites par voie autotrophe et moins onéreuses que la production d'huile fermentaire issus de sucres ligno-cellulosiques. La production d'huiles fermentaires à partir de sucres de betterave ou de canne ou issus d'amidon est, en toute logique, concernées par le plafond d'incorporation.

Du fait de la tension sur la ressource ligno-cellulosique, les technologies aux rendements massiques les plus élevés, c'est-à-dire pyrolyse allothermique avec apport extérieur d'hydrogène et gazéification en réacteur à flux entraîné, seraient privilégiées. Dans le scénario COMOP +50 % - Plafond 5 %, il résulterait néanmoins un déficit de biomasse ligno-cellulosique de 7 Mt en 2030 et de 0,7 Mt en 2050.

L'arbitrage entre pyrolyse et gazéification dépend de la demande du pool essence. Le procédé de gazéification permet en effet de produire de l'essence par craquage hydro-isomérisant du naphta Fischer-Tropsch. Si la demande en bio-essence est élevée, ce qui est le cas dans le scénario COMOP +50 % - Plafond 5 %, cette voie sera favorisée.

Le tableau 13 met en évidence que les biocarburants de troisième génération prendront à

terme le pas sur la seconde génération, mais que la mise en place d'un plafond d'incorporation bas tendrait à favoriser l'essor des technologies de seconde génération à moyen terme.

Néanmoins, si le plafond d'incorporation était mis en place dès 2015, une partie de la demande ne serait pas satisfaite, malgré le comptage multiple, dans la mesure où il n'existe pas de technologies alternatives développées à l'échelle industrielle. Lorsque le plafond est de 7%, la demande non satisfaite s'élèverait à 0,05 Mtep de bioessence (soit 100 ML d'éthanol), et lorsqu'il est de 5%, cela correspondrait à 0,23 Mtep de bioessence (soit 450 ML d'éthanol, soit un quart de la production française en 2010) et 0,17 Mtep de biogazole (équivalent à 260 000 tonnes d'EMHV, soit 14% de la production française en 2010).

Pour la demande biocarburants en substitution à l'essence, dans le cadre du scénario de référence, le comptage multiple ne suffirait pas à rendre compétitif l'éthanol ligno-cellulosique en 2020. Pour pallier la diminution de la disponibilité des ressources agricoles françaises, l'éthanol de canne serait importé à hauteur du plafond que nous avons fixé. Il resterait en effet extrêmement compétitif. On constate que l'éthanol produit par fermentation enzymatique des sucres issus de la cellulose et de l'hémicellulose, moins coûteuse mais dont le rendement massique est plus faible, prendrait la place de la bio-essence produite par pyrolyse au fur et à mesure que la tension sur la biomasse ligno-cellulosique se détendrait.

Là encore, du fait de la tension sur la biomasse ligno-cellulosique, la mise en place d'un plafond d'incorporation privilégierait la production de bio-essence par gazéification puisqu'elle présente le rendement massique le plus élevé.

**Tableau 13**

**Part des biocarburants 2G et 3G dans le mix bio-carburéacteur/biogazole**

Scénarios	COMOP +50 %		COMOP +50 % Plafond 7 %		COMOP +50 % Plafond 5 %	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
<b>Part 2G</b>	0%	0%	22%	18%	39%	24%
<b>Part 3G</b>	0%	21%	6%	27%	6%	34%

### C) Évaluation des maxima de production de chaleur, d'électricité et de biocarburants au-delà de 2020

Est-il possible d'aller plus loin en terme de contribution des bioénergies à la consommation d'énergie finale en adoptant une répartition par filière différente de celle proposée par le COMOP ? Dans un but exploratoire et en complément de l'analyse sur la disponibilité de la ressource, nous avons calculé les quantités maximales de chaleur, d'électricité et de biocarburants susceptibles d'être produites en fonction des deux scénarios présentés précédemment – scénario de mobilisation tendanciel et scénario de mobilisation de biomasse ligno-cellulosique. Pour cela, nous avons regroupé les huit demandes en trois « vecteurs » : chaleur, électricité et biocarburants. Deux des trois vecteurs ont été maintenus constants, à la valeur « objectif de 2020 » préconisée par le COMOP. Et la demande pour le troisième vecteur a été incrémentée jusqu'à ce qu'une défaillance sur la ressource soit identifiée. Chaque demande agrégée est déclinée entre les demandes décrite dans le tableau 6 en respectant les proportions du scénario COMOP +50 %. Cette évaluation permet d'estimer les marges de développement de chacun de ces vecteurs énergétiques après 2020, si le choix était fait de n'en développer qu'un. Elle a été effectuée pour les deux scénarios : scénario **tendanciel** et scénario de **réorientation de l'offre**.

La figure 20 représente les quantités de chaleur, d'électricité et de biocarburants en 2050 selon que le choix ait été fait d'optimiser la production de chaleur, d'électricité ou de biocarburants en fonction des deux scénarios. Les objectifs 2020 du COMOP sont matérialisés par le triangle noir central sur lequel s'appuient les scénarios de maximisation, en noir, sont aussi indiqués.

Dans le scénario tendanciel de mobilisation, si le choix était fait de maximiser la production de chaleur, celle-ci pourrait atteindre 22,8 Mtep d'énergie finale en 2050, contre 15,6 Mtep en 2020. La production d'électricité, couplée à la production de chaleur pourrait, en étant prioritaire, atteindre 4,9 Mtep contre 1,44 Mtep en 2020. Elle s'accompagnerait d'une augmentation de la production de chaleur de 3,6 Mtep. La production maximale de biocarburants serait de 14,3 Mtep.

Dans le cadre d'une réorientation de l'offre biomasse, la production de chaleur pourrait atteindre 26,3 Mtep en 2050. La production d'électricité pourrait s'élever à 6,3 Mtep et la production de biocarburants à 14,8 Mtep.

Le tableau 14 récapitule l'accroissement de production de bioénergies selon le scénario et le vecteur énergétique optimisé.

La différence d'accroissement entre les vecteurs chaleur et électricité lorsqu'on les optimise s'explique par le meilleur rendement de la production de chaleur seule. Cependant, avec

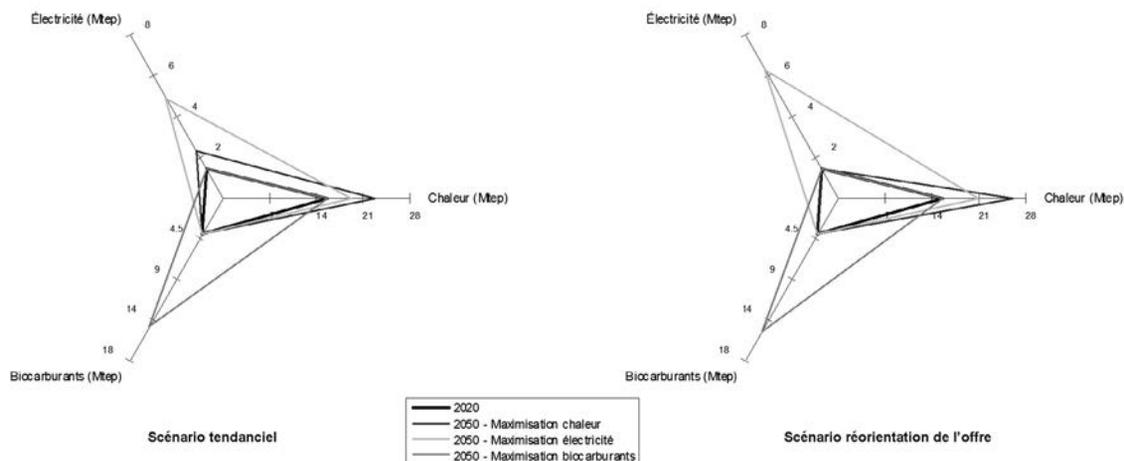


Tableau 14

## Résultats de la maximisation des trois vecteurs bioénergie selon le scénario

Scénario d'offre biomasse	Accroissement 2020 - 2050	Priorité chaleur	Priorité électricité	Priorité biocarburants
Tendanciel	Absolu	7,3 Mtep	7,1 Mtep	10,3 Mtep
Réorientation de l'offre	Absolu	10,8 Mtep	10,2 Mtep	10,8 Mtep

un scénario d'offre tendanciel, l'accroissement le plus élevé en quantité d'énergie finale produite est observé pour la priorité à la production de biocarburant. Ce résultat, à première vue contre-intuitif du fait d'un meilleur rendement matière de la production de chaleur, s'explique par les différences de typologie dans la ressource biomasse disponible pour l'énergie. Les ressources agricoles étant ici affectées exclusivement à la production de biocarburant, la maximisation exclusive de la production de chaleur conduit à une augmentation du volume global de 7,3 Mtep.

Cette différence n'est plus flagrante dans le scénario de réorientation de l'offre, puisque la disponibilité en biomasse ligno-cellulosique est plus importante et celle en produits agricoles moindre. Il y a donc plus de matière première pour la production de chaleur et d'électricité. Il est aussi possible de produire des biocarburants avec ce surplus de biomasse, mais l'accroissement n'est pas aussi important que pour les deux autres vecteurs car les rendements massiques des technologies biocarburants ligno-cellulosiques sont nettement inférieurs à ceux de la combustion directe. L'augmentation relative entre les deux scénarios d'offre est alors plus faible avec une priorité biocarburants.

#### 4. Conclusions

Le premier enseignement de cette étude est que, dans le cadre d'une évolution tendancielle de la disponibilité des ressources, le secteur bioénergie pourrait répondre à une demande finale de 30 Mtep à l'horizon 2050. Cela constituerait un ralentissement du rythme de développement, par rapport à celui préconisé par le COMOP sur la période 2010-2020, mais correspondrait toutefois à une augmentation de

50%, par rapport à 2020, de la contribution des bioénergies en 2050. La contrainte se situe en majorité sur les ressources ligno-cellulosiques car elles permettent de répondre aux demandes chaleur et électricité. Une multiplication par 2 de la disponibilité supplémentaire en biomasse forestière et le développement des cultures énergétiques dédiées pourrait permettre de répondre à 33 Mtep en 2050. Si la consommation énergétique française restait constante, cela représenterait 12% de la consommation totale d'énergie primaire [4].

#### A) Les conditions pour un essor ambitieux

Si la France souhaite poursuivre des objectifs plus ambitieux, tout en respectant la hiérarchisation des usages préconisée actuellement (alimentaire, matériaux puis énergie), l'effort devra porter sur la structuration de la filière bois, la valorisation systématique des coproduits agricoles et le développement de cultures dédiées en adéquation avec les technologies retenues. Il sera tout aussi important de réfléchir à l'utilisation optimale du contenu énergétique de la biomasse. La valeur nourricière des différentes filières n'a, par exemple, pas été prise en considération dans cette étude. Un recours plus important aux importations ne pourra se faire que dans le cadre d'un marché mondial, étant donné les volumes mis en jeu et le potentiel européen limité.

Concernant les biocarburants se substituant à l'essence, les technologies de première génération gardent leur avantage compétitif, hormis le bioéthanol issu de l'amidon, qui serait économiquement moins performant que l'éthanol ligno-cellulosique à partir de 2040.

Concernant les biocarburants se substituant au carburacteur et au gazole, les technologies de transformation des huiles devancent les

biocarburants ligno-cellulosiques dans tous les cas de figure. L'émergence d'une filière de production d'huile par des microorganismes permettrait d'accroître les ressources potentiellement disponibles puisque la production française d'huiles végétales conventionnelles pour l'énergie ne devrait pas dépasser 3 Mt, contre 2,3 Mt en 2010.

Deuxièmement, l'efficacité de la mise en place d'un plafond sur le taux d'incorporation de biocarburants de première génération est source d'interrogations. Pour être effectif, il ne devra être mis en place que lorsque les technologies de production de biocarburants avancés existeront. Or, pour que les acteurs développent ces technologies à l'échelle industrielle, des incitations et un échéancier clairs devront être fixés. Si un tel plafond est mis en place, sous le jeu d'hypothèses effectuées, le modèle ferait appel aux technologies de pyrolyse et de gazéification à moyen terme et à la production autotrophe d'huiles algales à long terme.

Enfin, il est indispensable de continuer à mener une réflexion stratégique sur l'ensemble des filières bioénergie étant donné l'influence de la réglementation et les conséquences d'éventuels effets d'aubaine qu'elle pourrait induire.

### B) D'autres interrogations à venir

Nous nous sommes uniquement attachés à l'évaluation d'objectifs donnés et les questions environnementales, bien qu'inspirant ces objectifs, n'ont pas été directement traitées dans cet article. Elles pourraient avoir une importance capitale pour hiérarchiser les différentes technologies. De même, la prise en compte et la valeur du facteur d'émissions du changement d'affectation des sols indirect pourrait fortement dégrader le bilan environnemental des technologies valorisant des produits agricoles. Enfin, du fait du nombre de travaux restreints, nous n'avons pas considéré dans les limites de cet exercice une prospective conjointe du prix des ressources agricoles sur le très long terme. Ces interrogations font l'objet d'un débat au niveau communautaire à l'heure actuelle et sont autant de pistes de réflexion pour des travaux ultérieurs.

## Bibliographie

- [1] FAO, "The state of food and agriculture", *Biofuels: prospects, risks and opportunities* (2008).
- [2] IEA, *Energy Technology Perspective* (2010).
- [3] G. Guerassimoff, E. Assoumou, N. Maïzi, in (Rio de Janeiro, 2010).
- [4] Commissariat général au développement durable, *Chiffres clés de l'énergie - Édition 2012* (SOeS, 2012).
- [5] Service de l'observation et des statistiques, Base de données Pégase [www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-ligne/r/pegase.html](http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-ligne/r/pegase.html).
- [6] Jean-Claude Lenoir, Alain Liébard, *Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale - COMOP 10* (2007).
- [7] MEDDE, *Les biocarburants*, ministère du Développement durable (2012) ([www.developpement-durable.gouv.fr/-Les-biocarburants-.html](http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Les-biocarburants-.html)).
- [8] Commission européenne, proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la directive 98/70/CE et la directive 2009/28/CE (2012).
- [9] J.-M. Ayrault, discours de clôture de la Conférence environnementale (2012).
- [10] Conseil général des Mines, Inspection générale des Finances, Conseil général du génie rural des eaux et forêts, *L'optimisation du dispositif de soutien à la filière biocarburants* (2005).
- [11] Cour des comptes, *La politique d'aide aux biocarburants* (2012).
- [12] Sylvie Alexandre, Jean Gault, André-Jean Guérin, Etienne Lefebvre, Catherine de Menthère, Pierre Rathouis, Pierre-Henri Texier, Henri-Luc Thibault, Xavier Toussaint, Christophe Attali, *Les usages non alimentaires de la biomasse t. 1* (MEDDE, MAAF, MRP, 2012).
- [13] Agreste, GraphAgri, *Résultats économiques de l'agriculture* (2010).
- [14] Nathalie Sabatté, *Variabilité des coûts de production dans les élevages laitiers*.
- [15] Dominique Desbois, Bernard Legris, *Prix et coûts de production de six grandes cultures : blé, maïs, colza, tournesol, betterave et pomme de terre* (2005).
- [16] G. Bocquého, F. Jacquet, *The adoption of switchgrass and miscanthus by farmers: Impact of liquidity constraints and risk preferences* (2010).
- [17] Ademe, *Gisement de bois énergie en forêt* (2005) ([www.boisenergie.ifn.fr](http://www.boisenergie.ifn.fr)).
- [18] DGFAR, Cemagref, *Biomasse forestière disponible pour de nouveaux débouchés énergétiques et industriels* (ministère de l'Agriculture et de la Pêche, 2007).
- [19] Cemagref, DGFAR, *Évaluation des volumes de bois mobilisables à partir des données de l'IFN "nouvelle méthode"* (ministère de l'Agriculture, de l'Alimentaire et de la Pêche, 2009).
- [20] Ademe, *Biomasse forestière, populiicole et bocagère disponible pour l'énergie à l'horizon 2020* (2009).
- [21] France AgriMer, *Évaluation des ressources disponibles en France* (2011).
- [22] BASIC pour Ademe, *Enquête sur le prix des combustibles bois en 2010 et 2011* (Ademe, 2011).
- [23] Nicolas Nguyen The, Alain Thivolle Cazat, Christophe Ginet, Alain Berthelot, *Synthèse sur la disponibilité de matière ex-bois en France, y compris TCR* (FCBA, 2010).

- [24] BP, *BP Statistical Review of World Energy* (2011).
- [25] N. Maïzi, E. Assoumou, *Modélisation prospective et spécificités de la politique énergétique française*, J3eA 6, 2-2 (2007).
- [26] N. Forsell, G. Guerassimoff, D. Athanassiadis, E. Assoumou, in (Rio de Janeiro, 2010).
- [27] Daniel Lebègue, *Révision du taux d'actualisation des investissements publics* (Commissariat général du plan, 2005).
- [28] Paul Lako, *Biomass for Heat and Power*, Technology Brief E05 (2010).
- [29] A.A. Apostolou, I.K. Kookos, C. Marazioti, K. C. Angelopoulos, *Techno-economic analysis of a biodiesel production process from vegetable oils*, pp. 1023-1031 (2009).
- [30] G.W. Huber, P. O'Connor, A. Corma, *Processing biomass in conventional oil refineries: Production of high quality diesel by hydrotreating vegetable oils in heavy vacuum oil mixtures*, pp. 120-129 (2007).
- [31] G. Reinhardt, S. Gärtner, H. Helms, N. Rettenmaier, *An Assessment of Energy and Greenhouse Gases of NExBTL*, Institute for Energy and Environmental Research GmbH by order of the Neste Oil Corporation, Porvoo, Finland, Heidelberg (2006).
- [32] Neste Oil, Q&A (2012) (<http://www.nesteoil.com/default.asp?path=1,41,11991,12243,12325>).
- [33] D. Ballerini, *Les biocarburants : état des lieux, perspectives et enjeux du développement* (Éditions Technip, 2006).
- [34] M.J.C. van der Stelt, H. Gerhauser, J.H.A. Kiel, K.J. Ptasiński, "Biomass upgrading by torrefaction for the production of biofuels: A review", *Biomass and Bioenergy* 35, pp. 3748-3762 (2011).
- [35] A.V. Bridgwater, *Life cycle and techno-economic assessment of the Northeast Biomass To Liquids project* (2009) (<http://www.copeltid.co.uk/>).
- [36] R.C. Brown, C. Stevens, *Thermochemical processing of biomass: Conversion into fuels, chemicals and power* (Wiley, 2011).
- [37] M.M. Wright, D.E. Daugaard, J.A. Satrio, R.C. Brown, "Techno-economic analysis of biomass fast pyrolysis to transportation fuels", *Fuel* 89, pp. 2-10 (2010).
- [38] R.M. Swanson, A. Planton, J.A. Satrio, R.C. Brown, "Techno-economic analysis of biomass-to-liquids production based on gasification", *Fuel* 89, pp. 11-19 (2010).
- [39] P. Sassner, M. Galbe, G. Zacchi, "Techno-economic evaluation of bioethanol production from three different ligno-cellulosic materials", *Biomass and Bioenergy* 32, pp. 422-430 (2008).
- [40] E. Gnansounou, A. Dauriat, "Techno-economic analysis of ligno-cellulosic ethanol: A review", *Bioresource Technology* 101, pp. 4980-4991 (2010).
- [41] F.K. Kazi *et al.*, "Techno-economic comparison of process technologies for biochemical ethanol production from corn stover", pp. 20-28 (2010).
- [42] P. Rattanapoltee, W. Chulalaksananukul, A.E. James, P. Kaewkannetra, "Comparison of autotrophic and heterotrophic cultivations of microalgae as a raw material for biodiesel production", *Journal of Biotechnology* 136 (2008).
- [43] X. Miao, Q. Wu, *Biodiesel production from heterotrophic microalgal oil*, pp. 841-846 (2006).
- [44] R. Davis, A. Aden, P. T. Pienkos, "Techno-economic analysis of autotrophic microalgae for fuel production", *Applied Energy* 88, pp. 3524-3531 (2011).
- [45] C. Plombin, B. Hugosson, *Biogas as vehicle fuel - An European overview*.
- [46] SOeS, Service de l'observation et des statistiques (2011) (<http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/accueil.html>).
- [47] Food and Agriculture Organization of the United Nations, FAOSTAT (2011) (<http://faostat3.fao.org/home/index.html#HOME>).
- [48] Philippe Pointereau, Frédéric Coulon, "Abandon et artificialisation des terres agricoles", *Courrier de l'environnement de l'INRA* (2009).
- [49] ADEME-INRA, *Une approche économique, énergétique et environnementale du gisement et de la collecte des pailles et une utilisation pour les filières éthanol* (2006).
- [50] FCBA, GIE ARVALIS/ONIDOL, méthodologie ECOBIOM (2009).
- [51] FCBA *et al.*, Disponibilité en cultures dédiées - Projet ECOBIOM (2009) ([www.fcba.fr/ecobiom/Carte\\_DispoDedie/ Carte\\_Dispo\\_Dedieel.htm](http://www.fcba.fr/ecobiom/Carte_DispoDedie/ Carte_Dispo_Dedieel.htm)).
- [52] INSEE, Cours des matières premières importées : fèves de soja (Chicago) (2012) (<http://www.insee.fr/fr/bases-de-donnees/bsweb/serie.asp?idbank=000495559>).
- [53] World Bank, World DataBankdatabank.worldbank.org (2012).
- [54] INSEE, Cours des matières premières importées : huiles de palme (Rotterdam) (2012) (<http://www.insee.fr/fr/bases-de-donnees/bsweb/serie.asp?idbank=000810678>).
- [55] G. Reinhardt, S. Gärtner, N. Rettenmaier, J. Münch, E. Falkenstein, *Screening life cycle assessment of Jatropha Biodiesel*, Heidelberg: Institute for Energy and Environmental Research (2007).
- [56] ADEME, *Guide technique de mise en œuvre des plateformes et hangars de stockage de bois énergie* (2012).
- [57] IEA Bioenergy Task 40, *Global wood chip trade for energy* (2012).
- [58] IEA Bioenergy Task 40, *Global wood pellet industry market and trade study* (2011).
- [59] Argus, Argus Biomass Markets (2011), [www.argusmedia.com](http://www.argusmedia.com).
- [60] Eurobserv'ER, *Baromètre biocarburants* (2012).
- [61] Europolitique, "European Biodiesel Board satisfait des mesures antidumping" (<http://preprod.europolitique.abccom.cyberscope.fr/politiques-externes/european-biodiesel-board-satisfait-des-mesures-antidumping-art304073-37.html>).
- [62] La Dépêche, "Les esters à base d'huiles usagées et animales plombent le marché français" (<http://www.depeche.fr/les-esters-base-d-huiles-usag-es-et-animales-plombent-le-march-fran-ais-art322480-43.html>).
- [63] Agreste, *Conjoncture - Bois et dérivés* (2011).
- [64] Jean-Marie Bourgau, *La forêt française en 2050-2100* (2008).
- [65] UFIP et CPDP, Répartition de la consommation de carburants - France (2011) ([www.ufip.fr/?rubrique=1&ss\\_rubrique=317&inner=348&ss\\_iner=497&id=d\\_43#](http://www.ufip.fr/?rubrique=1&ss_rubrique=317&inner=348&ss_iner=497&id=d_43#)).