



HAL
open science

Stratégies technologique et réglementaire de déploiement des filières bioénergies françaises

Paul Hugues

► **To cite this version:**

Paul Hugues. Stratégies technologique et réglementaire de déploiement des filières bioénergies françaises. Ingénierie de l'environnement. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2015. Français. NNT : 2015ENMP0003 . tel-01144445

HAL Id: tel-01144445

<https://pastel.hal.science/tel-01144445>

Submitted on 21 Apr 2015

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

École doctorale n° 84 : Sciences et Technologies
de l'Information et de la Communication

Doctorat ParisTech

T H È S E

pour obtenir le grade de docteur délivré par

l'École nationale supérieure des mines de Paris

Spécialité “ Contrôle, Optimisation, Prospective ”

présentée et soutenue publiquement par

Paul HUGUES

le 10 mars 2015

**Stratégies technologique et réglementaire de déploiement
des filières bioénergies françaises**

Directeur de thèse : **Mme Nadia MAÏZI**

Maître de thèse : **M. Edi ASSOUMOU**

Co-encadrement de la thèse : **MM. Julien ROUSSEAU et Jean-François ROUS**

Jury

M. Bruno JARRY, Professeur, Commission Biotechnologie, Académie des Technologies

M. Frédéric LANTZ, Professeur, Centre Économie et Gestion, IFP School

Mme. Nadia MAÏZI, Professeur, Centre de Mathématiques Appliquées, MINES ParisTech

M. Edi ASSOUMOU, Docteur, Centre de Mathématiques Appliquées, MINES ParisTech

M. Julien ROUSSEAU, Ingénieur, Direction Innovation et Prospective, Avril

M. Jean-François ROUS, Directeur, Direction Innovation et Prospective, Avril

Président

Rapporteur

Examineur

Examineur

Examineur

Examineur

**T
H
È
S
E**

MINES ParisTech

Centre de Mathématiques Appliquées

CS10207 – 1 Rue Claude Daunesse F-06904 Sophia Antipolis Cedex

À mon grand-père Jean, ma famille et mes amis,

À Delphine,

Remerciements

Je remercie tout d'abord les membres du jury qui m'ont fait l'honneur d'évaluer mon travail de thèse et ont accepté de faire le déplacement jusqu'à Sophia Antipolis pour assister à ma soutenance. Je remercie donc M. Frédéric Lantz et M. Bruno Jarry pour le temps qu'ils ont consacré à la lecture de mon manuscrit et à la rédaction de leurs rapports éclairés.

Je remercie chaleureusement Julien Rousseau de m'avoir ouvert les portes du monde des biocarburants lors de mon stage de Mastère Spécialisé en Optimisation des Systèmes Énergétiques. Loin d'avoir fait le tour de ce vaste sujet en six mois, je remercie à nouveau Julien mais aussi Jean-François Rous, Edi Assoumou et Nadia Maïzi de m'avoir fait confiance en me proposant ce sujet de thèse sur mesure dans lequel j'ai pu élargir mon champ de recherche et eu l'occasion d'explorer les problématiques transdisciplinaires et multisectorielles des bioénergies. J'ai eu grand plaisir à interagir avec le monde industriel et académique pour tâcher de porter les outils de pointe développés au Centre de Mathématiques Appliquées pour apporter des réponses aux questions stratégiques et prospectives d'Avril.

Edi, merci beaucoup pour tes conseils et ta clairvoyance qui m'ont permis d'éviter de nombreux écueils et de mener à bien ce travail unique qu'est une thèse de doctorat. Je te remercie aussi de m'avoir partagé ton savoir et ton expérience dans l'utilisation des modèles TIMES, qui peuvent vite s'avérer inextricables pour le béotien que j'étais. Je te remercie enfin pour ta patience lorsque les livrables écrits mettaient du temps à arriver. J'ai toujours préféré les chiffres aux lettres.

À tout le CMA, un immense merci pour votre accueil ! Je souhaite commencer par Catherine qui, au-delà de régler à la vitesse de l'éclair les petits tracas administratifs, a toujours eu une oreille attentive et a su me donner de très bons conseils. Un grand merci Valérie, pour ta relecture minutieuse de mon manuscrit et pour les bons moments passés lors de cette improbable croisière-conférence sur le développement durable. Un grand merci Gilles de m'avoir conseillé de faire cette thèse au sortir du mastère et pour ton aide pour régler les problèmes informatiques et mécaniques que j'ai rencontré. Merci Sandrine pour ton immense gentillesse au quotidien et ton sens de l'organisation hors pair. Merci aux experts de la programmation Sébastien, Evariste, Damien et Jean-Paul qui m'ont permis de développer l'analyse Monte Carlo pour mon modèle de prospective. Merci Sophie de m'avoir partagé ton art de la concision dans la conception des slides de présentation. Travailler avec toi sur le projet « co-combustion » a été un vrai bonheur. Merci Amel pour ta gentillesse et d'avoir fermé les yeux lorsque je dépassais le quota journalier de bonbons. Je tiens aussi adresser une pensée à Marc Bordier, qui est parti trop tôt, et dont les longues discussions passionnées me manquent. Aux doctorantes du passé, Mathilde et Stéphanie, merci de m'avoir transmis votre dextérité à manier VEDA-FE, VEDA-BE, ainsi que les tableaux croisés dynamiques. Aux docteurs du futur, Elena, Seungwoo, Jérôme et Gratien, je vous souhaite du courage et de profiter un maximum de ce joli coin de France. Enfin, aux gais lurons du bureau E209, Francesc, Seb et Vincent, sachez que vous allez bien bien me manquer même si je ne regretterai pas le fumet musqué de fin d'après-midi (et rien à voir avec le fait que je sois blond vénitien) ! Avec qui est-ce que je vais bien pouvoir refaire le monde ? Force et honneur pour vos fins de thèse, restez frais et bien formés, funs et bigarrés !

Je pense aussi à mes collègues chez Sofiprotéol, qui est depuis devenu le groupe Avril. Merci à Francis, l'encyclopédie de la biomasse, à Raphaël, docteur ès économie en crise et à Julien, le roi du

CASI et lobbyiste en chef pour les salades Mongoo. Merci pour tous ces bons moments passés en votre compagnie. J'ai eu l'honneur et le plaisir de partager mon bureau avec Philomène, puis Virginie, et enfin Luc. Merci de m'avoir expliqué vos métiers et merci pour les échanges que nous avons eu au quotidien.

Comment ne pas remercier mon cher Romdu ? Ta bonne humeur permanente à la coloc de Gigi City Bitch m'ont permis de supporter avec le sourire les déboires récurrents du RER A + RER B. Les innombrables parties de Seven Wonders à toute heure du jour et de la nuit sur notre tapis moumouté rouge resteront un souvenir inoubliable. À tous mes autres potes de PC – Cam, Mac, AC, Clemdu, Tom, Fab, Renaud – un grand merci pour votre soutien moral. À tous mes potes d'Aix, Louito qui m'a en plus fait le plaisir de venir à ma soutenance, Poloy, Vinc, Max, Axoul et Alex, un grand merci de m'avoir permis de prendre du recul sur mon travail. À tous les potes du mastère, Bartek, Fabien, Miguel, Matthieu, PJ et Teddy, un grand merci de m'avoir aéré l'esprit par des voyages à travers l'Europe et par l'ascension des cols les plus redoutables. À Ali, Massiel, Ghina et Gab, un grand merci pour les chouettes moments passés sur la Côte d'Azur et un énorme merci à tous les habitants de la Maison du Bonheur passés et actuels. Que de belles soirées et de superbes sorties dans l'arrière-pays resteront dans ma mémoire. Il ne manque que des poules !

Je tiens également à remercier mes parents qui ont toujours cru en moi, et aux discussions passionnantes sur mon sujet de thèse, ou pas, avec mes sœurs Marion, Anne et Alix et mon frère Rémi. Merci aussi à mes grands-parents pour leurs attentions.

Enfin, je remercie mille fois Delphine, qui a été mon rayon de soleil depuis deux ans et deux mois, et qui m'a donné le courage de mener à bien cet exercice si particulier qu'est la thèse.

Table des matières

TABLE DES MATIERES	6
TABLE DES FIGURES	10
TABLE DES ENCADRES	13
TABLE DES TABLEAUX	13
NOMENCLATURE	15
BIBLIOGRAPHIE DE LA NOMENCLATURE	16
INTRODUCTION	17
1. STRUCTURE DU DOCUMENT	19
2. CONTRIBUTIONS	20
BIBLIOGRAPHIE DE L'INTRODUCTION	20
CHAPITRE 1 : LES BIOENERGIES EN FRANCE ET LEURS ENJEUX – FILIERES D'AUJOURD'HUI ET SYSTEMES TECHNIQUES DE DEMAIN	21
SOMMAIRE	21
INTRODUCTION	22
1. LES FILIERES BIOMASSE POUR L'ENERGIE AUJOURD'HUI	23
1.1 LA BIOMASSE DANS LE MIX ENERGETIQUE FRANÇAIS	23
1.2 CADRE LEGISLATIF ET MECANISMES INCITATIFS EN FRANCE	25
1.3 LA FILIERE BOIS	30
1.4 LA FILIERE BIOCARBURANT	35
1.5 LA FILIERE BIOGAZ	44
2. LES SYSTEMES TECHNIQUES DE DEMAIN	46
2.1 LES POINTS DE CONTROVERSE ACTUELS	46
2.2 SYSTEMES DE CONVERSION EN CHALEUR ET EN ELECTRICITE	50
2.3 SYSTEMES DE CONVERSION EN BIOCARBURANTS LIQUIDES	51
2.4 SYSTEMES DE CONVERSION EN BIOCARBURANTS GAZEUX	61
CONCLUSIONS	63
BIBLIOGRAPHIE DU CHAPITRE 1	65
CHAPITRE 2 : MODELISATION PROSPECTIVE DU SECTEUR BIOENERGIES FRANÇAIS	71
SOMMAIRE	71
INTRODUCTION	72
1. CHOIX ET PRESENTATION DE L'APPROCHE PROSPECTIVE	73
1.1 QUELLE APPROCHE RETENIR ?	73

1.2	L'APPROCHE TIMES	74
2.	DESCRIPTION DU MODELE BIOENERGIE FRANÇAIS	81
2.1	PERIMETRES DU MODELE ET SYSTEME ENERGETIQUE DE REFERENCE	81
2.2	LES RESSOURCES BIOMASSE, LEURS COUTS ET LEURS DISPONIBILITE	82
2.3	TECHNOLOGIES DE PRODUCTION DE BIOENERGIES	99
2.4	LES IMPORTATIONS DE BIOCARBURANTS	117
2.5	MODELISATION DE LA DEMANDE	119
	CONCLUSIONS	121
	BIBLIOGRAPHIE DU CHAPITRE 2	123

CHAPITRE 3 : QUELLES RESSOURCES ET QUELLES TECHNOLOGIES POUR REpondre A QUEL NIVEAU DE DEMANDE ? ANALYSE DE SCENARIOS CONTRASTES **128**

	SOMMAIRE	128
	INTRODUCTION	129
1.	SCENARIOS D'EVOLUTION DES DEMANDES	130
2.	SCENARIOS D'EVOLUTION DE LA DISPONIBILITE DES RESSOURCES	132
2.1	RESSOURCES AGRICOLES METROPOLITAINES	132
2.2	RESSOURCES FORESTIERES METROPOLITAINES	134
3.	PRODUCTION DE BIOENERGIES EN FONCTION DES RESSOURCES METROPOLITAINES DISPONIBLES	134
3.1	INFLUENCE DE LA DISPONIBILITE DES RESSOURCES AGRICOLES ET FORESTIERES METROPOLITAINES	134
3.2	MAXIMISATION SUCCESSIVE DE LA PRODUCTION DE CHALEUR, D'ELECTRICITE PUIS DE BIOCARBURANTS	138
4.	INFLUENCE DES COURBES D'APPRENTISSAGE, FOCUS SUR LE SECTEUR DES BIOCARBURANTS	140
	CONCLUSIONS	144
	BIBLIOGRAPHIE DU CHAPITRE 3	145

CHAPITRE 4 : CADRE REGLEMENTAIRE ET PRISE EN COMPTE DES EXTERNALITES DES BIOCARBURANTS **146**

	SOMMAIRE	146
	INTRODUCTION	147
1.	SCENARIOS D'EVOLUTION DU CONTEXTE REGLEMENTAIRE DES BIOCARBURANTS	148
1.1	HYPOTHESES DE MODELISATION ET PRESENTATION DES SCENARIOS	148
1.2	RESULTATS DE MODELISATION	149
2.	LES EMISSIONS DE GES DES BIOCARBURANTS	151
2.1	COMPTABILISATION DES EMISSIONS DE GES DES BIOCARBURANTS	152
2.2	VALEURS RETENUES DANS L'ETUDE	158
2.3	EFFORT DU SECTEUR DES BIOCARBURANTS A LA REDUCTION DES EMISSIONS DE GES ET COUT ASSOCIE	161
3.	PRISE EN COMPTE DE LA CONSOMMATION D'ENERGIE NON RENOUVELABLE ET DE L'EUTROPHISATION DANS L'EVALUATION DES PROCEDES BIOCARBURANTS	165
3.1	CONSOMMATION D'ENERGIE NON RENOUVELABLE ET EUTROPHISATION	165
3.2	ÉVALUATION ECONOMIQUE DES PROCEDES AVEC PRISE EN COMPTE DES EXTERNALITES	167
3.3	RETOUR SUR LE MODELE DE PROSPECTIVE	171
	CONCLUSIONS	174
	BIBLIOGRAPHIE DU CHAPITRE 4	176

CHAPITRE 5 : DEVELOPPEMENT DE LA CHIMIE BIOSOURCEE – QUEL IMPACT SUR LE SECTEUR DES BIOENERGIES ?

SOMMAIRE	180
INTRODUCTION	181
1. PRESENTATION DU SECTEUR DE LA CHIMIE BIOSOURCEE	182
2. REVUE DES ETUDES PORTANT SUR L'AVENIR DE LA CHIMIE BIOSOURCEE	184
3. IMPLEMENTATION DANS LE MODELE BIOENERGIES – METHODOLOGIE	186
3.1 LES SEPT INTERMEDIAIRES CHIMIQUES RETENUS	186
3.2 SCENARIOS DE DEMANDE	190
3.3 STRATEGIE POUR EVALUER L'IMPACT DE L'ESSOR DE LA CHIMIE BIOSOURCEE	191
4. IMPACT DE L'ESSOR DE LA CHIMIE BIOSOURCEE SUR LA PRODUCTION DE BIOENERGIES	192
CONCLUSIONS	194
BIBLIOGRAPHIE DU CHAPITRE 5	195

CHAPITRE 6 : CONTRIBUTIONS DE LA METHODE MONTE CARLO A LA REFLEXION PROSPECTIVE – FOCUS SUR LES BIOCARBURANTS

SOMMAIRE	197
INTRODUCTION	198
1. DESCRIPTION SUCCINCTE DES OUTILS UTILISES POUR LA REALISATION DE L'ETUDE MONTE CARLO	199
2. ANALYSE EN FAISANT VARIER LE PRIX DES MATIERES PREMIERES	199
2.1 PRIX DES HYDROCARBURES ET LEURS DERIVES	200
2.2 PRIX DES COMMODITES AGRICOLES	202
2.3 PRIX DES COMMODITES FORESTIERES	203
2.4 PRIX DES BIOCARBURANTS IMPORTES	203
2.5 INFLUENCE DU PRIX SUR LES CHOIX TECHNOLOGIQUES – FOCUS SUR LES PROCEDES DE PRODUCTION D'HUILE PAR DES MICROORGANISMES	204
3. ANALYSE SUR QUATRE JEUX DE PARAMETRES – FOCUS SUR LE SECTEUR DES BIOCARBURANTS	205
3.1 METHODOLOGIE DE CALCUL	206
3.2 TRAJECTOIRES TECHNOLOGIQUES OPTIMALES DANS L'INCERTITUDE	208
3.3 INFLUENCE DU TAUX D'ACTUALISATION SUR CETTE EVOLUTION	213
CONCLUSIONS	216
BIBLIOGRAPHIE DU CHAPITRE 6	217

CONCLUSIONS FINALES

ANNEXES

ANNEXE 2.1 : REVUE DES MODELES ECONOMIQUES DES SECTEURS ENERGETIQUE ET AGRICOLE	224
1. LES MODELES DECRIVANT LES SYSTEMES ENERGETIQUES	225
2. PRESENTATION DES MODELES DE PROSPECTIVE AGRICOLES	235
3. REVUE DES MODELES BOTTOM-UP SE FOCALISANT SUR LES BIOENERGIES	239
ANNEXE 2.2 : HYPOTHESES CONCERNANT LES PRIX DES COMMODITES	241
1. PRIX DU PETROLE ET DE SES DERIVES	241
2. PRIX DU GAZ NATUREL ET DE SES DERIVES	241

3. PRIX DES REACTIFS ET DES PRODUITS DES PROCEDES MODELISES	242
ANNEXE 2.3 : ÉVALUATION DES RESSOURCES FORESTIERES DISPONIBLES POUR L'ENERGIE EN FRANCE METROPOLITAINE	244
1. METHODOLOGIES DES DIFFERENTES ETUDES	244
2. DISPONIBILITE TECHNICO-ECONOMIQUE	249
APPENDICES	252
ANNEXE 2.4 : PRODUCTION DE MACROALGUES	255
1. LES ACTEURS DE LA PRODUCTION DE MACROALGUE	255
2. POTENTIEL DE PRODUCTION	256
3. COUTS	258
ANNEXE 4.1 : REVUE DE LITTERATURE DES ACV DES PROCEDES DE PRODUCTION DE BIOCARBURANT A PARTIR DE MICROALGUES	259
ANNEXE 5.1 : CARTE D'IDENTITE DE QUELQUES PRODUITS CHIMIQUES BIOSOURCES	260
1. LES COMPOSES C ₁	260
2. LES COMPOSES C ₂	260
3. LES COMPOSES C ₃	260
4. LES COMPOSES C ₄	261
5. LES COMPOSES C ₅	262
6. LES COMPOSES C ₆	262
7. LES COMPOSES C _N	263
ANNEXE 6.1 : OUTIL D'ANALYSE DES RESULTATS EN FONCTION DES DONNEES D'ENTREE	264

Table des figures

Figure 1.1 : Évolution de la consommation finale de bioénergies en France (adapté de (EUROSTAT, 2014))	23
Figure 1.2 : Répartition de la consommation finale de biocarburants par filière en 2012 (SOeS, 2014c)	24
Figure 1.3 : Feuille de route de consommation finale de chaleur à partir de biomasse solide (à gauche) et de biogaz (à droite) (SOeS, 2014a ; MEEDDM, 2010)	27
Figure 1.4 : Feuille de route de production d'électricité à partir de biomasse solide (à gauche) et de biogaz (à droite) (SOeS, 2014a ; MEEDDM, 2010)	27
Figure 1.5 : Bilan provisoire des appels d'offres biomasse de la CRE (CRE, 2014)	28
Figure 1.6 : Feuille de route de consommation de bioessence (à gauche) et de biogazole (à droite) (SOeS, 2014a ; MEEDDM, 2010)	29
Figure 1.7 : Évolution des ventes d'appareils de chauffage au bois domestique (Syndicat des énergies renouvelables, 2012)	32
Figure 1.8 : De gauche à droite : insert, poêle et chaudière « fourneau » à usages domestiques (Syndicat des énergies renouvelables, 2012)	34
Figure 1.9 : Exemples de chaudières à grille (Bioénergie International, 2014)	34
Figure 1.10 : Exemples de lits fluidisés pour la production de chaleur (Shakourzadeh, 2002, 2009)	34
Figure 1.11 : Évolution de la production électrique, des capacités installées et du taux d'utilisation des centrales au bois-énergie (EUROSTAT, 2014)	35
Figure 1.12 : Répartition de la consommation d'énergie par mode en 2011 (SOeS, 2014d)	36
Figure 1.13 : Molécules d'éthanol et d'ETBE	37
Figure 1.14: Schéma du procédé de production d'éthanol - Voie sucrière (adapté de (Ballerini, 2006))	37
Figure 1.15 : Schéma du procédé de production d'éthanol - Voie amylicée (adapté de (Ballerini, 2006))	38
Figure 1.16 : Ester méthylique d'acide linoléique (à gauche) et acide linoléique hydrotraité (à droite)	39
Figure 1.17 : Schéma réactionnel de la transestérification	40
Figure 1.18 : Schéma des procédés de production d'EMHV à partir de graines de colza (Benoist, 2009)	40
Figure 1.19 : Schéma réactionnel de l'hydrotraitement des triglycérides	42
Figure 1.20 : Évolution des productions et des capacités de production de bioessences et de biogazoles en France (EUROSTAT, 2014)	43
Figure 1.21 : Les filières de production de biogaz (Syndicat des énergies renouvelables, 2012)	44
Figure 1.22 : Réduction des émissions de GES, par rapport au carburant fossile, des principales voies de production de biocarburants et exigences réglementaires (European Commission, 2009)	47
Figure 1.23 : Maturité des technologies de production de chaleur et d'électricité (IEA Bioenergy, 2009)	50
Figure 1.24 : Diagramme de Van Krevelen de divers combustibles fossiles et biosourcés (Kersten et al., 2007)	51
Figure 1.25 : Composition et structure de la biomasse lignocellulosique (Gnansounou, Dauriat, 2010)	52
Figure 1.26 : Voies de valorisation de la biomasse lignocellulosique	53
Figure 1.27 : Schéma opérationnel de deux réacteurs de pyrolyse rapide (Bridgwater, 2012)	53
Figure 1.28 : Schéma réacteur à flux entraîné (Ballerini, 2006)	55
Figure 1.29 : Les voies biochimiques de conversion de la biomasse lignocellulosique	57
Figure 1.30 : Designs envisagés pour la production de biomasse algale (Chisti, 2007, 2008)	58
Figure 1.31 : Schéma de principe du procédé de production et d'extraction d'huile algale (Davis et al., 2011)	59
Figure 1.32 : Les voies de valorisation des triglycérides	59
Figure 2.1 : Représentation d'un procédé élémentaire dans TIMES	74
Figure 2.2 : Représentation du RES de la partie demande du modèle bioénergie	75
Figure 2.3 : Contrainte d'équilibre des flux de commodités. La somme des quantités produites doit être supérieure ou égale à la somme des quantités utilisées (Loulou, Remne, et al., 2005). Schéma de (Drouineau, 2011)	79
Figure 2.4 : Système Énergétique de Référence simplifié du modèle bioénergie France	82
Figure 2.5 : Importations, exportations et balance de fèves de soja en France (FAOSTAT, 2014)	86

<i>Figure 2.6 : Évolution de la balance commerciale (volumes) d'huile de soja (FAOSTAT, 2014)</i>	86
<i>Figure 2.7 : Évolution du prix CIF rendu Rouen de l'huile de soja, adapté de (World Bank, 2012)</i>	87
<i>Figure 2.8 : Évolution de la production mondiale d'huile de palme (FAOSTAT, 2014)</i>	87
<i>Figure 2.9 : Évolution des importations françaises d'huile de palme (FAOSTAT, 2014)</i>	87
<i>Figure 2.10 : Évolution du prix CIF rendu Rouen de l'huile de palme, adapté de (World Bank, 2012)</i>	88
<i>Figure 2.11 : Chronologie et périmètre des études évaluant le potentiel sylvicole métropolitain</i>	89
<i>Figure 2.12 : Méthodologie de l'étude ADEME 2009</i>	90
<i>Figure 2.13 : Compartimentation de la tige bois fort, exemple du chêne</i>	91
<i>Figure 2.14 : Schéma de fonctionnement du simulateur de peuplements</i>	93
<i>Figure 2.15 : Exemple de scénario de coupe en fonction de l'âge du peuplement (espèce Robusta dans l'Ouest)</i>	93
<i>Figure 2.16 : Courbe d'offre en biomasse forestière métropolitaine pour l'année 2010</i>	95
<i>Figure 2.17 : Proportions de lipides, protéines et hydrates de carbone selon l'espèce d'algue (Thévenieau, 2006)</i>	98
<i>Figure 2.18 : Modélisation du procédé de production d'huile par voie autotrophe – bassin ouvert</i>	99
<i>Figure 2.19 : Modélisation du procédé de production d'huile par voie autotrophe – photobioréacteur</i>	99
<i>Figure 2.20 : Modélisation du procédé de production d'éthanol à partir de blé</i>	103
<i>Figure 2.21 : Modélisation du procédé de production d'éthanol à partir de maïs</i>	103
<i>Figure 2.22 : Modélisation du procédé de production d'éthanol à partir de betterave</i>	103
<i>Figure 2.23 : Modélisation du procédé de transestérification</i>	104
<i>Figure 2.24 : Modélisation du procédé d'hydrotraitement d'acides gras</i>	105
<i>Figure 2.25 : Modélisation du procédé de production de biokérosène à partir d'HEFA</i>	105
<i>Figure 2.26 : Procédés de production d'éthanol LC à partir de bois et de paille</i>	107
<i>Figure 2.27 : Schéma du procédé de pyrolyse flash suivie d'un hydrotraitement</i>	108
<i>Figure 2.28 : Modélisation du procédé de production d'essence par pyrolyse flash (H₂ produit in situ)</i>	110
<i>Figure 2.29 : Modélisation du procédé de production d'essence par pyrolyse flash (Ajout H₂ externe)</i>	110
<i>Figure 2.30 : Modélisation du procédé de production de gazole par pyrolyse flash (H₂ produit in situ)</i>	110
<i>Figure 2.31 : Modélisation du procédé de production de gazole par pyrolyse flash (Ajout H₂ externe)</i>	110
<i>Figure 2.32 : Schéma du procédé de gazéification suivie d'une synthèse Fischer-Tropsch</i>	112
<i>Figure 2.33 : Modélisation du procédé gazéification Basse Température + synthèse FT</i>	114
<i>Figure 2.34 : Modélisation du procédé gazéification Basse Température + synthèse FT</i>	114
<i>Figure 2.35 : Modélisation du procédé de production d'huile par voie autotrophe – photobioréacteur</i>	115
<i>Figure 2.36 : Modélisation du procédé de méthanisation agricole</i>	115
<i>Figure 2.37 : Évolution du coût d'investissement en fonction de la capacité (adapté de [30])</i>	116
<i>Figure 2.38 : Paramètres économiques de la méthanisation agricole</i>	116
<i>Figure 2.39 : Modélisation du procédé de méthanation (FICFB)</i>	116
<i>Figure 2.40 : Modélisation du procédé de méthanation (CFB)</i>	117
<i>Figure 2.41 : Paramètres économiques des procédés de méthanation</i>	117
<i>Figure 2.42 : Évolution des importations de biogazole en France (U.N. Statistics Division, 2014)</i>	118
<i>Figure 3.1 : Demande totale bioénergie par type de scénario</i>	130
<i>Figure 3.2 : Demandes biochaleur/bioélectricité</i>	131
<i>Figure 3.3 : Demandes biocarburants</i>	132
<i>Figure 3.4 : Évolution des surfaces agricoles potentiellement disponibles pour la production de bioénergie</i>	132
<i>Figure 3.5 : Évolution des quantités de ressources agricoles disponibles pour l'énergie pour les deux scénarios</i>	133
<i>Figure 3.6 : Déficit de ressources (équivalent énergie primaire) par scénario de demande – Disponibilité tendancielle</i>	135
<i>Figure 3.7 : Déficit de ressources (équivalent énergie primaire) par scénario de demande – Réorientation de l'offre</i>	136
<i>Figure 3.8 : Évolution du bouquet d'huiles mobilisées selon la demande - Disponibilité tendancielle</i>	137

<i>Figure 3.9 : Déficit de ressources (équivalent énergie primaire) par scénario de demande - Scénario volontariste</i>	138
<i>Figure 3.10 : Maximisation des vecteurs énergétiques selon les deux scénarios tendanciels et réorientation de l'offre biomasse</i>	139
<i>Figure 3.11 : Évolution du bouquet technologique pour la production de bioessence selon les hypothèses de courbes d'apprentissage</i>	142
<i>Figure 3.12: Évolution du bouquet technologique pour la production de biocarburacteur et de biogazole selon les hypothèses de courbes d'apprentissage</i>	143
<i>Figure 4.1 : Bouquet technologique selon le plafond d'incorporation - Substitution carburacteur et gazole</i>	149
<i>Figure 4.2 : Bouquet technologique selon le plafond d'incorporation - Substitution essence</i>	151
<i>Figure 4.3 : Schéma de la méthodologie du JEC</i>	155
<i>Figure 4.4 : Évolution des occurrences pour la problématique du CASI dans la recherche scientifique et sur internet</i>	158
<i>Figure 4.5 : Évolution des émissions évitées par le secteur des biocarburants pour différents contextes réglementaires</i>	162
<i>Figure 4.6 : Profils des contraintes d'émissions évitées</i>	163
<i>Figure 4.7 : Coût marginal d'abattement du système selon le niveau d'émissions évitées en fonction de différentes hypothèses sur les courbes d'apprentissage</i>	164
<i>Figure 4.8 : Coût moyen actualisé des voies de production de bioessence et comparaison avec les données fournies par le GIEC (IPCC, 2012)</i>	168
<i>Figure 4.9 : Coût moyen actualisé pour les voies de production de biogazole et comparaison avec les données fournies par le GIEC (IPCC, 2012)</i>	169
<i>Figure 4.10 : Coût moyens actualisés des procédés de production de biogazole choisis et comparaison avec le gazole</i>	170
<i>Figure 4.11 : Coût marginal d'abattement en fonction du niveau d'émissions évitées avec et sans prise en compte des externalités en fonction des courbes d'apprentissage</i>	171
<i>Figure 4.12 : Évolution des consommations de biocarburants de première, deuxième et troisième génération pour quelques scénarios caractéristiques</i>	172
<i>Figure 5.1 : Représentation du secteur de la chimie du végétal (ADEME, 2011)</i>	183
<i>Figure 5.2 : Comparaison entre le carbone disponible ex-biomasse (3 histogrammes de gauche) et la consommation des industries chimiques et du transport au niveau mondial, en 2007 et en 2030 (A.T. Kearney, 2012)</i>	185
<i>Figure 5.3 : Modélisation du procédé de production de méthanol</i>	187
<i>Figure 5.4 : Schéma simplifié du procédé de production d'éthylène à partir d'éthanol (Zhang, Yu, 2013)</i>	187
<i>Figure 5.5 : Modélisation du procédé de production d'éthylène</i>	188
<i>Figure 5.6 : Modélisation du procédé de production d'éthylène</i>	188
<i>Figure 5.7 : Modélisation du procédé de production de 1,3-butadiène</i>	189
<i>Figure 5.8 : Modélisation du procédé de production des composés aromatiques</i>	189
<i>Figure 5.9 : Mécanisme simplifié de production de p-xylène</i>	189
<i>Figure 5.10 : Modélisation du procédé de production de p-xylène</i>	190
<i>Figure 5.11 : Évolution de la production française des intermédiaires chimiques par scénario</i>	190
<i>Figure 5.12 : Évolution des parts de marché des produits biosourcés et hypothèses sur leur développement</i>	191
<i>Figure 5.13 : Évolution des demandes en produits biosourcés pour les deux scénarios</i>	191
<i>Figure 5.14 : Évolution de la production totale de bioénergie en fonction de l'essor de la chimie biosourcée</i>	192
<i>Figure 5.15 : Évolution des productions de bioénergie selon le contexte réglementaire pour le scénario de développement modéré de la demande en produits biosourcés</i>	193
<i>Figure 5.16 : Consommation de biochaleur (à gauche) et de biocarburants (à droite) pour les scénarios de contexte réglementaire actuel et futur.</i>	193
<i>Figure 6.1 : Schéma présentant l'enchaînement des outils nécessaire à la réalisation de l'analyse Monte Carlo</i>	199

<i>Figure 6.2 : Projections des prix des ressources fossiles, adapté de (International Energy Agency, 2013)</i>	200
<i>Figure 6.3 : Graphe de corrélation prix du naphta avec le prix du pétrole brut Brent</i>	201
<i>Figure 6.4 : Graphe de corrélation prix du propane et prix du pétrole brut</i>	201
<i>Figure 6.5 : Évolution des prix du méthanol et du gaz naturel</i>	202
<i>Figure 6.6 : Fonction de répartition de la production de biocarburants algaux en 2030 et en 2050 pour les 500 scénarios de l'étude</i>	204
<i>Figure 6.7 : Moyennes et écart-types du prix des huiles conventionnelles des scénarios correspondant à chacun des intervalles retenus</i>	205
<i>Figure 6.8 : Plage de valeurs des émissions de GES pour les procédés de production de biocarburants</i>	208
<i>Figure 6.9 : Déficit de production en fonction des disponibilités en ressources agricoles et forestières en 2050</i>	208
<i>Figure 6.10 : Évolution du mix bioessence regroupé par génération</i>	210
<i>Figure 6.11 : Évolution du mix biocarburéacteur/biogazole par génération</i>	211
<i>Figure 6.12 : Dispersion des consommations de biocarburéacteur/biogazole pour les années 2030 et 2050, avec de gauche à droite, les procédés de première génération, puis de seconde génération et de troisième génération (largeur des barres : 0,1 Mtep)</i>	212
<i>Figure 6.13 : Évolution des émissions évitées, représentation des valeurs minimales, moyennes et maximales</i>	213
<i>Figure 6.14 : Évolution du mix moyen de consommation en bioessence en fonction du taux d'actualisation</i>	214
<i>Figure 6.15 : Évolution des écarts-types en fonction du taux d'actualisation pour le mix bioessence</i>	214
<i>Figure 6.16 : Évolution du mix biocarburéacteur/biogazole en fonction du taux d'actualisation</i>	215
<i>Figure 6.17 : Évolution des écarts-types par génération de biocarburéacteur/biogazole</i>	215

Table des encadrés

<i>Encadré 1.1 : Pourquoi ne pas utiliser directement des huiles végétales pures (HVP) ?</i>	41
<i>Encadré 2.1 : Modélisation des procédés de cogénération dans TIMES</i>	101
<i>Encadré 2.2 : Propriétés à froid du biogazole</i>	106
<i>Encadré 2.3 : Modélisation de la croissance des chaînes au cours de la synthèse Fischer-Tropsch</i>	113
<i>Encadré 4.1 : les partenaires du consortium JEC</i>	156
<i>Encadré 5.1 : les différents produits de la chimie</i>	182
<i>Encadré 6.1 : Hypothèses pour les calculs des prix CIF</i>	203

Table des tableaux

<i>Tableau 1.1 : Évolution des montants de la défiscalisation partielle sur la TICPE, en volume et en énergie</i>	29
<i>Tableau 1.2 : Rendements agricoles et rendements associés de production d'éthanol (Ballerini, 2006)</i>	38
<i>Tableau 1.3 : Rendements agricoles et rendements associés de production de biogazole (Ballerini, 2006)</i>	41
<i>Tableau 1.4 : Comptage multiple préconisé par la nouvelle proposition de directive (Commission Européenne, 2012)</i>	48
<i>Tableau 1.5 : Rendements des procédés de liquéfaction hydrothermale (Goudriaan et al., 2006 ; Huber et al., 2006)</i>	56
<i>Tableau 2.1 : Disponibilité des ressources agricoles métropolitaines en 2010</i>	84
<i>Tableau 2.2 : Coûts des ressources agricoles métropolitaines</i>	84
<i>Tableau 2.3 : Évolution du prix des fèves de soja (INSEE, 2012)</i>	86
<i>Tableau 2.4 : Récapitulatif des disponibilités 2010 et 2050 et des prix des commodités importées</i>	88
<i>Tableau 2.5 : Impact de la tempête Klaus de 2009 sur la disponibilité BIBE</i>	92

<i>Tableau 2.6 : Coûts de transport par région en fonction du rayon d'approvisionnement (Nicolas Nguyen The et al., 2010)</i>	96
<i>Tableau 2.7 : Disponibilité et prix des commodités forestières importées</i>	96
<i>Tableau 2.8 : Prix minimal de vente (TRI 10%) d'huile algale selon différentes hypothèses de productivité et de croissance (adapté de (Davis et al., 2011))</i>	98
<i>Tableau 2.9 : Paramètres économiques des procédés de production d'huile</i>	99
<i>Tableau 2.10 : Hypothèses de modélisation du procédé de production de chaleur à partir de biogaz</i>	102
<i>Tableau 2.11 : Coûts des procédés de production d'éthanol de première génération</i>	103
<i>Tableau 2.12 : Rendements de trituration des graines oléagineuses (CETIOM, 2011)</i>	104
<i>Tableau 2.13 : Paramètres économiques des procédés de trituration et de transestérification</i>	104
<i>Tableau 2.14 : Consommation d'H₂ pour l'hydrotraitement par type d'huile végétale</i>	105
<i>Tableau 2.15 : Paramètres économiques des procédés d'hydrotraitement et de craquage</i>	105
<i>Tableau 2.16 : CFPP de quelques esters (Jeong et al., 2008)</i>	106
<i>Tableau 2.17 : Paramètres économiques des procédés de production d'éthanol LC (Gnansounou, Dauriat, 2010)</i>	107
<i>Tableau 2.18 : Paramètres économiques des procédés de pyrolyse rapide</i>	111
<i>Tableau 2.19 : Paramètres économiques des procédés de gazéification</i>	114
<i>Tableau 2.20 : Paramètres économiques des procédés d'hydrotraitement et de craquage</i>	115
<i>Tableau 2.21 : Évolution du potentiel d'importation d'HVO en France</i>	119
<i>Tableau 2.22 : Table de correspondance entre les demandes COMOP et le modèle</i>	120
<i>Tableau 2.23 : Récapitulatif des demandes (les sources sont données en dessous de la valeur)</i>	120
<i>Tableau 3.1 : Objectifs du PAN ventilés selon les demandes définies dans le modèle (MEEDDM, 2010)</i>	130
<i>Tableau 3.2 : Taux d'incorporation de biocarburant dans le carburéacteur</i>	131
<i>Tableau 3.3 : Évolution des rendements des ressources agricoles</i>	133
<i>Tableau 3.4 : Bilan des ressources forestières mobilisables (en millions de m³)</i>	134
<i>Tableau 3.5 : Résultats de la maximisation des trois vecteurs bioénergie selon le scénario</i>	140
<i>Tableau 4.1 : Comptage multiple (Commission Européenne, 2012)</i>	149
<i>Tableau 4.2 : Part des biocarburants 2G et 3G dans le mix biocarburéacteur/biogazole</i>	150
<i>Tableau 4.3 : Les premières analyses de cycle de vie des carburants alternatifs</i>	154
<i>Tableau 4.4 : Valeurs des émissions de la Directive ENR et comparaison avec l'étude ADEME (European Commission, 2009 ; BIO Intelligence Service, 2010)</i>	159
<i>Tableau 4.5 : Valeurs des émissions pour les filières biocarburant non renseignées dans la directive ENR</i>	160
<i>Tableau 4.6 : Facteurs de consommation d'énergie non renouvelable et d'eutrophisation par filière de production de biocarburants et sources des données</i>	166
<i>Tableau 5.1 : Productions mondiale, européenne et française des sept intermédiaires chimiques retenus (Massey et al., 2013 ; Petrochemicals Europe, 2013 ; Société chimique de France, 2014)</i>	186
<i>Tableau 6.1 : Plage de valeurs des prix des commodités agricoles et sources des données</i>	202
<i>Tableau 6.2 : Surfaces et rendements des commodités agricoles</i>	206
<i>Tableau 6.3 : Bornes pour les valeurs du potentiel des commodités agricoles pour l'énergie</i>	206
<i>Tableau 6.4 : Potentiel forestier métropolitain pour l'énergie</i>	207
<i>Tableau 6.5 : Rendement agricole pour la prise en compte de l'impact surfacique</i>	209
<i>Tableau 6.6 : Écarts-types relatifs à la moyenne de quelques procédés de production de bioessence</i>	210

Nomenclature

Les coûts du modèle sont exprimés en €₂₀₀₅. La table de conversion de l'INSEE fournit les coefficients pour actualiser les valeurs monétaires.

Source : <http://www.insee.fr/fr/themes/indicateur.asp?id=29&page=achatfranc.htm>

1 euro de l'année...	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
vaut en euro 2010	1,190	1,170	1,144	1,121	1,097	1,078	1,060	1,045	1,016	1,015	1,000	0,979	0,960	0,95
vaut en euro 2005	1,100	1,080	1,061	1,040	1,018	1,000	0,983	0,969	0,943	0,942	0,928	0,908	0,890	0,88

Lorsque les données sont en dollars, le taux de change retenu est la moyenne annuelle du taux de change journalier établi par la BCE (Banque Centrale Européenne) :

<http://www.ecb.int/stats/eurofxref/eurofxref-hist.zip?eb721cee20b97a5f1e6d5329ba251338>

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
EUR/USD	0,92	0,90	0,95	1,13	1,24	1,25	1,26	1,37	1,47	1,40	1,33	1,39	1,28	1,31

Les caractéristiques des carburants sont issues de plusieurs sources et données dans le tableau suivant.

	Masse volumique (kg/L)	PCI massique (MJ/kg)	PCI volumique (MJ/L)	Source
Essence	0,748	42,7	31,9	(Guibet, 1998)
Gazole	0,83	42,7	35,4	(Guibet, 1998)
Kérosène	0,785	43,5	34,1	(Guibet, 1998)
Éthanol	0,795	26,8	21,3	(Ballerini, 2006)
ETBE	0,749	35,9	26,9	(Ballerini, 2006)
Bioessence BtL	0,750	44,4	33,3	(Ballerini, 2006)
Huiles végétales	0,920	37,3	34,3	(Mehta, Anand, 2009)
EMHV	0,879	37,3	33,5	(BIO Intelligence Service, 2010)
Biogazole HVO	0,800	44,1	35,3	(Reinhardt et al., 2006)
Biogazole BtL	0,800	43,2	34,6	(Brown, Stevens, 2011)
Gaz naturel (liq)	0,424	49,5	21	(Kimmerlin, 2010)
Méthane (g)	0,671 kg.Nm ⁻³	50,1	33,6 MJ.Nm ⁻³	(Kimmerlin, 2010)
Hydrogène (gaz)	0,00008	120	0,01	–
Bioessence pyrolytique	0,750	41,4	31,1	(Zhang et al., 2005)
Biogazole pyrolytique	0,800	41,4	33,1	(Zhang et al., 2005)

PCI : Pouvoir calorifique inférieur

Les caractéristiques d'intérêt pour la modélisation des huiles végétales sont données dans le tableau suivant et issues de (Knothe et al., 2005) :

Huile végétale	Masse molaire (g/mol)	Indice d'iode (pour 100g d'HV)
Soja	874	133
Palme	953	50
Colza	877	111
Tournesol	877	135
Jatropha	903	103

Les caractéristiques des ressources lignocellulosiques sont les suivantes :

	Taux d'humidité bord de route	Masse volumique (t/m ³)	PCI anhydre (GJ/t)	PCI (GJ/t)	Source
Bois	35 %	0,519	18,2	11,5	(ADEME, 2009a)
Paille	15 %	0,12	16,5	13,7	(ADEME, INRA, 2006)
Plaquettes forestières	30 %	0,28	19,25	12,7	(IEA Bioenergy Task 40, 2012)
Pellets de bois	10 %	0,70	18,3	16,2	(IEA Bioenergy Task 40, 2012)

PCI : Pouvoir calorifique inférieur

Enfin, les potentiels méthanogènes sont donnés par (Al Seadi, 2008 ; ADEME, 2009b)

Ressource	Potentiel méthanogène (Nm ³ CH ₄ /tMB*)	Potentiel énergétique (GJ/tMB*)
Huiles usagées	320	10,8
Effluents solides	36	1,21
Effluents liquides	16	0,538
Pailles	256	8,60

*MB = Matière Brute

Bibliographie de la nomenclature

ADEME, 2009a. Biomasse forestière, populicole et bocagère disponible pour l'énergie à l'horizon 2020. S.I.

ADEME, 2009b. Méthanisation agricole et utilisation de cultures énergétiques en codigestion. S.I.

ADEME et INRA, 2006. Une approche économique, énergétique et environnementale du gisement et de la collecte des pailles et une utilisation pour les filières éthanol. mai 2006. S.I. : s.n.

AL SEADI, T., 2008. Biogas handbook. S.I. : Syddansk Universitet esbjerg.

BALLERINI, D., 2006. Les biocarburants: état des lieux, perspectives et enjeux du développement. S.I. : Editions Technip.

BIO INTELLIGENCE SERVICE, 2010. Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France [en ligne]. S.I. ADEME / MEEDDM / MAAP / France Agrimer. [Consulté le 9 décembre 2013]. Disponible à l'adresse : <http://www.oeconomia.net/private/dvlp/durable/biocarburant%20-%20ademe%20-%202009.pdf>.

BROWN, R. C et STEVENS, C. (éd.), 2011. Thermochemical processing of biomass: Conversion into fuels, chemicals and power. S.I. : Wiley. ISBN 978-0-470-72111-7.

GUIBET, Jean-Claude, 1998. Carburants liquides. In : Techniques de l'ingénieur. Génie énergétique. 1998. Vol. 3, n° BE8545, p. BE8545-1.

IEA BIOENERGY TASK 40, 2012. Global wood chip trade for energy. 8 juin 2012. S.I. : s.n.

KIMMERLIN, Gilles, 2010. Gaz naturel. In : Techniques de l'ingénieur. 10 juillet 2010.

Introduction

En 2013, le taux de dépendance énergétique français, rapport de la production primaire sur la consommation primaire, était supérieur à 53 % (SOeS, 2014). De plus, le prix des énergies évolue tendanciellement à la hausse du fait d'une part de l'accroissement de la demande des pays émergents et d'autre part de la déplétion des gisements fossiles bon marchés, compensée par la mise en exploitation de gisements plus coûteux, e.g. pétrole lourd, sables bitumineux, gaz de roche mère. La facture énergétique française pèse donc de plus en plus lourd et s'établissait à près de 66 milliards d'euros en 2013 (SOeS, 2014).

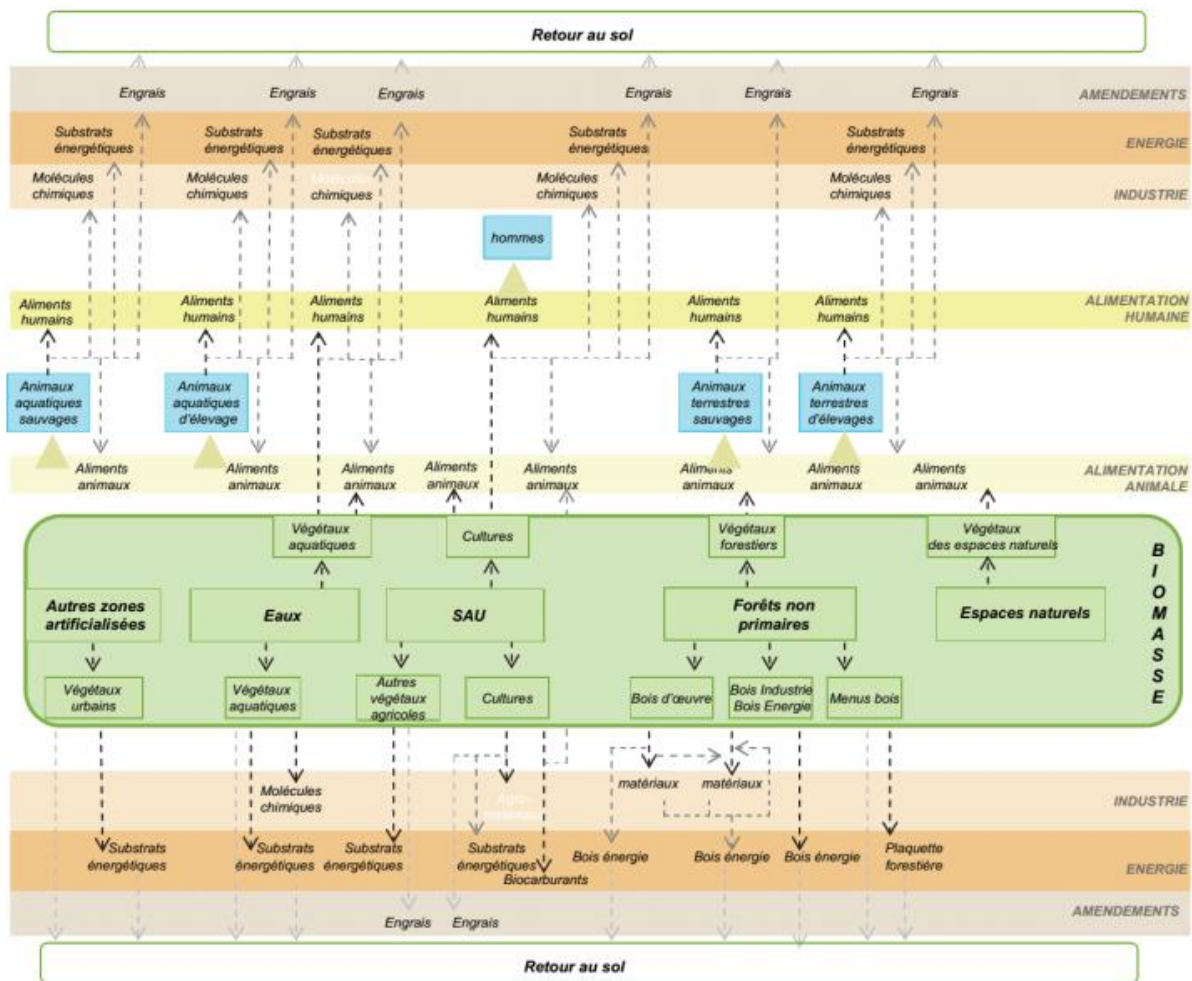
Parallèlement, l'empreinte de plus en plus forte des activités humaines sur l'environnement a poussé certains États à mettre en place des stratégies de transition vers des systèmes plus durables. Ainsi, les États membres de l'Union Européenne se sont engagés à accroître la part d'énergies renouvelables dans leurs mix énergétiques, réduire leurs émissions de gaz à effet de serre (GES), qui sont responsables du changement climatique, et améliorer l'efficacité énergétique de leurs économies dans le cadre du « paquet énergie-climat ». La France a donc publié un plan d'action national en faveur des énergies renouvelables qui prévoit leur contribution à hauteur de 23 % de sa consommation d'énergie finale en 2020. Concernant les émissions de GES, la France s'est engagée à les réduire de 17 % en 2020 par rapport au niveau de 1990.

La France fait aussi face à une désindustrialisation croissante de son économie et à une concentration des activités dans ses villes au détriment de ses territoires ruraux. D'après l'INSEE, le nombre d'emplois intérieurs dans l'industrie – c'est-à-dire toutes les personnes physiques qui travaillent sur le territoire français dans les secteurs des industries manufacturière, extractive, chimique, pharmaceutique, etc. – est passé de 3,7 millions en 2003 à 3,0 millions en 2013. Les secteurs de l'agriculture, de la sylviculture et de la pêche ont quant à eux perdu plus de 100 000 emplois sur les dix dernières années.

Pour répondre à ces enjeux d'enchérissement de l'énergie, d'indépendance énergétique, de soutenabilité de sa production, de changement climatique et de redynamisation économique de ses territoires, la France a misé sur le développement des bioénergies.

On appelle bioénergie l'énergie produite à partir de biomasse. Or, d'après l'encyclopédie Universalis, « *la biomasse est formée de l'ensemble des organismes vivants sur les continents et dans les océans, qu'ils soient des micro-organismes, des plantes ou des animaux* ». Mais sa définition est plus restreinte lorsque le terme biomasse est employé dans le secteur de l'énergie. Ainsi, la Commission Européenne définit la biomasse comme « *la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture (y compris les substances végétales et animales), de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux* » (Commission Européenne, 2001).

Les bioénergies se positionnent donc à la croisée de plusieurs secteurs : agriculture, sylviculture, et énergie. Il s'agit d'un secteur complexe dont les matières premières sont variées et ont déjà de nombreux usages dans l'alimentation humaine et animale, dans l'agriculture et dans l'industrie, comme le montre la figure page suivante.



Les sources de biomasse et leurs usages (France AgriMer, 2012)

Ces secteurs ont par ailleurs des rôles stratégiques dans la lutte contre le changement climatique : le secteur de l'énergie est responsable de plus de 75 % des émissions de GES françaises, l'agriculture compte pour 19 % et la forêt est un puits de carbone qui permet de les réduire de 6,5 %, (CITEPA, 2012).

Enfin, la biomasse permet de produire plusieurs vecteurs énergétiques : combustibles solides pour la production de chaleur et d'électricité, biocarburants liquides pour des usages transport, et biogaz pour une valorisation chaleur, électricité, dans les transports mais aussi dans le réseau de transport et distribution. Et il existe de nombreux procédés matures ou à l'étude qui permettent leurs productions.

De nombreuses questions se sont donc posées concernant leur développement. Tout d'abord, quels objectifs de production seront en adéquation avec les disponibilités durables en biomasse ? Comment prendre en compte l'évolution des usages existants et en devenir, qui sont en compétition sur la même ressource ? Au sein même des filières bioénergies, est-il souhaitable de privilégier un vecteur énergétique ? D'autre part, les bioénergies répondent-elles aux attentes, en termes environnemental et sociétal, qui ont justifié qu'elles aient reçu des aides de l'État ?

D'un point de vue industriel, la compétitivité économique des procédés mais aussi leurs caractéristiques, e.g. déploiement centralisé/décentralisé, vecteur énergétique produit, adéquation

avec la ressource biomasse, seront des points clés pour le déploiement d'une technologie plutôt qu'une autre, vis-à-vis d'un contexte réglementaire qui sera amené à évoluer.

D'un point de vue du décideur, l'appréhension de la complexité du secteur est indispensable pour répondre à ces questions afin de définir une stratégie juste et équilibrée des filières bioénergies.

Celle-ci a été effectuée en partenariat avec Avril (nouveau nom de Sofiprotéol depuis début 2015), l'entreprise industrielle et financière des huiles et des protéines françaises. Ce sujet présente un intérêt stratégique au sein de la direction Innovation et Prospective, dans laquelle j'ai été immergé pendant 18 mois et encadré par Julien Rousseau, ex-responsable des projets bioénergies et chimie du végétal et Jean-François Rous, directeur Innovation et Prospective. Le groupe est en effet le premier producteur européen de biogazole et le premier acteur européen de la chimie des huiles.

La façon dont ces questions ont été abordées est présentée dans le paragraphe suivant. Et nous terminerons cette introduction par les contributions apportées par ce travail de thèse.

1. Structure du document

Le présent document est divisé en six chapitres. Les deux premiers chapitres présentent les étapes indispensables à la démarche prospective du secteur des bioénergies en France, c'est-à-dire la compréhension des enjeux et de la structure du secteur et leur intégration dans un outil de réflexion de prospective. Les quatre chapitres suivants s'appuient sur l'outil développé pour appréhender les nombreuses questions évoquées précédemment.

Le but du premier chapitre est de dresser un panorama complet des filières bioénergies, actuelles et en devenir. Il consiste donc en une présentation de la structure actuelle de ces filières, puis des points de controverse émergents et enfin des systèmes techniques prometteurs.

Le second chapitre décrit tout d'abord le choix de l'approche que nous avons retenue pour modéliser le secteur des bioénergies : ses spécificités et ses atouts. Dans un second temps, les hypothèses de modélisation sont présentées en suivant la chaîne de procédés de l'amont à l'aval.

La question qui sous-tend le troisième chapitre est celle du niveau de demande énergétique que permettrait de satisfaire la disponibilité en biomasse, métropolitaine et importée et le mix technologique associé. Pour y répondre, des scénarios de disponibilité sont mis en parallèle avec des scénarios d'évolution de demandes plus ou moins ambitieux. La question des marges de manœuvre pour chacun des vecteurs énergétiques du secteur est aussi abordée.

Les aspects réglementaires et les externalités environnementales sont abordés au cours du quatrième chapitre. Nous nous focalisons sur le secteur des biocarburants car leur contexte réglementaire a été modifié au cours de cette thèse et évaluons son impact sur les futurs choix technologiques retenus. L'impact d'une diminution des coûts de ces procédés sur l'évolution des filières est aussi investigué, ainsi que la prise en compte des externalités : émissions de GES, consommation d'énergie non renouvelable et eutrophisation.

Le cinquième chapitre reprend la problématique de la disponibilité biomasse pour l'énergie et présente l'impact du développement de la chimie biosourcée, dont l'approvisionnement en matières premières est concurrent à celui des filières bioénergies, sur le niveau de déploiement de celles-ci. L'influence du contexte réglementaire sur les biocarburants, défini au chapitre 4, est aussi discutée.

Le sixième et dernier chapitre présente la méthodologie et les résultats d'une analyse Monte Carlo de l'évolution prospective des biocarburants. Le tirage au sort des valeurs de nombreux paramètres clés dans un intervalle de valeurs basées sur des données passées, permet de définir autant de scénarios. Cette approche permet de donner une analyse plus robuste de l'évolution des filières bioénergies en identifiant les trajectoires les plus probables. L'évolution du secteur des biocarburants et l'influence du taux d'actualisation sur ces projections sont investiguées.

2. Contributions

Un article dans une revue à comité de lecture, est en cours de révision :

- *Including externalities in a techno-economic outlook of French bioenergy sector* – Hugues, Assoumou et Maïzi – **Energy**

Les travaux de thèse ont fait l'objet de présentations dans des colloques scientifiques :

- *GHG emissions mitigation impact on French biofuel mix using TIMES model* – Hugues et Assoumou – **25th EURO Conference** – Vilnius – 10/07/2012
- *Approche TIMES pour représenter le secteur des biocarburants en France : comment appréhender les conflits d'usages des sols ?* – Hugues et Assoumou – **Journée de la Chaire Modélisation Prospective au service du Développement Durable** – Paris – 03/10/2012
- *An outlook on French biofuel sector: GHG emissions and first generation incorporation cap* – Hugues et Assoumou – **23rd European Biomass Conference & Exhibition** – Copenhague – 04/06/2013
- *Bio-based chemicals and bioenergy production - Prospective analysis using a TIMES model* – Hugues et Assoumou – **26th EURO Conference** – Rome – 04/07/2013
- *Including externalities in a techno-economic outlook of French biofuel sector* – **9th SDEWES Conference** – Venise/Istanbul – 26/09/2014

Deux articles sont parus dans des journaux non soumis à comité de lecture :

- *Étude prospective du secteur bioénergie français : Technologies et ressources pour répondre à la demande en 2050* – Hugues, Rousseau et Assoumou – **Revue de l'Énergie** – Juillet-Août 2013
- *Le futur des biocarburants* – Hugues – **Cahier Industrie et Technologies** – Décembre 2014

Bibliographie de l'introduction

CITEPA, 2012. *Summary report for CO2 equivalent emissions - Inventory 2010*. 2012. S.l. : s.n.

COMMISSION EUROPÉENNE, 2001. *Directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité*. 27 septembre 2001. S.l. : s.n.

FRANCE AGRIMER, 2012. *Évaluation des ressources disponibles en France*. octobre 2012. S.l. : MAAP.

SOES, 2014. *Bilan énergétique de la France pour 2013* [en ligne]. juillet 2014. S.l. : CGDD. Disponible à l'adresse : http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits_editoriaux/Publications/References/2014/references-bilan-energie2013-ed-2014-t.pdf.

Chapitre 1 : Les bioénergies en France et leurs enjeux – Filières d’aujourd’hui et systèmes techniques de demain

Sommaire

SOMMAIRE

INTRODUCTION

1. LES FILIERES BIOMASSE POUR L’ENERGIE AUJOURD’HUI

- 1.1 LA BIOMASSE DANS LE MIX ENERGETIQUE FRANÇAIS
- 1.2 CADRE LEGISLATIF ET MECANISMES INCITATIFS EN FRANCE
- 1.3 LA FILIERE BOIS
- 1.4 LA FILIERE BIOCARBURANT
- 1.5 LA FILIERE BIOGAZ

2. LES SYSTEMES TECHNIQUES DE DEMAIN

- 2.1 LES POINTS DE CONTROVERSE ACTUELS
- 2.2 SYSTEMES DE CONVERSION EN CHALEUR ET EN ELECTRICITE
- 2.3 SYSTEMES DE CONVERSION EN BIOCARBURANTS LIQUIDES
 - 2.3.1 Les voies thermochimiques
 - 2.3.2 Les voies biochimiques
 - 2.3.3 Voie de production par des microorganismes autotrophes
- 2.4 SYSTEMES DE CONVERSION EN BIOCARBURANTS GAZEUX

CONCLUSIONS

BIBLIOGRAPHIE

Introduction

Le terme bioénergie désigne un secteur complexe : plusieurs filières à différents niveaux de maturité, qui comptent de nombreuses ressources, et de multiples procédés permettant de les valoriser. De plus, la France possède des filières bioénergies anciennes, comme le bois de chauffage brûlé en cheminée, et d'autres plus récentes, comme les biocarburants liquides. Si les voies traditionnelles de valorisation sont connues, les voies modernes sont nombreuses et présentent des spécificités. Elles permettent par exemple de produire plusieurs vecteurs énergétiques, quand l'éolien ou le photovoltaïque ne produisent que de l'électricité par exemple. Aussi, huile végétale, paille ou fumier sont autant de ressources aux propriétés bien distinctes valorisables en énergie.

Or, ces filières modernes se sont développées grâce à un contexte réglementaire favorable – objectifs d'incorporation et mécanismes incitatifs – pour répondre à des enjeux énergétiques, environnementaux et sociétaux actuels. Mais des points de controverse ont émergé suite à ce développement – par exemple la concurrence déloyale avec les autres usages existants non subventionnés, ce qui remet en question la feuille de route établie initialement. De nouveaux systèmes techniques, encore à l'étude aujourd'hui, pourraient tirer parti des nouvelles règles du jeu.

Proposer une nouvelle feuille de route pour les bioénergies implique dans un premier temps de bien comprendre ce secteur et d'envisager son développement futur. C'est le rôle de ce chapitre dans lequel est faite une description détaillée des filières existantes et des nouveaux systèmes techniques en prenant en compte leurs spécificités. Le deuxième temps est de réaliser un outil d'aide à la réflexion en tirant parti des connaissances acquises. Nous décrivons l'approche que nous avons retenue et présenterons l'outil de réflexion prospective développé dans le chapitre suivant.

Dans la première partie de ce chapitre, nous décrivons donc les filières biomasse, en France à l'heure actuelle. Après avoir rappelé leur place dans le mix énergétique, nous présentons le contexte réglementaire ayant permis leur développement, puis nous rentrons dans le détail des filières bois, biocarburant et biogaz. Dans une seconde partie, nous explicitons les points de controverse qu'elles soulèvent, puis nous explicitons les divers systèmes techniques susceptibles de répondre à ces nouveaux enjeux.

1. Les filières biomasse pour l'énergie aujourd'hui

Avant d'explorer les futurs possibles du secteur des bioénergies, il est utile de comprendre comment il s'est structuré et quels sont les rapports de force qui l'animent maintenant. Nous commencerons par rappeler ce que représente la biomasse dans le paysage énergétique français d'un point de vue statistique. Nous décrirons ensuite le cadre réglementaire et les instruments incitatifs qui ont permis son développement. Finalement, nous présenterons les filières françaises du bois-énergie, des biocarburants, et du biogaz en rappelant les objectifs 2020 puis en présentant les secteurs dans lesquels elles s'intègrent.

1.1 La biomasse dans le mix énergétique français

En France, la part des bioénergies dans la consommation finale d'énergie était de 8,1 % en 2012. Cela représente 13,5 Mtep et place la France en seconde position parmi les pays européens derrière l'Allemagne et devant la Suède. La consommation française de bioénergies a crû en moyenne de 0,9 % par an depuis 1990 alors que la croissance de la consommation totale d'énergie était en moyenne de 0,6 % par an, (SOeS, 2014b, 2014a ; EUROSTAT, 2014).

Comme le montre la figure 1.1, les biocombustibles solides ou bois-énergie – produits, co-produits et rémanents de la filière sylvicole – représentent la source la plus importante de bioénergies avec 8,7 Mtep. La consommation de bois-énergie a fluctué entre 8 et 10 Mtep sur les dix dernières années. Par secteur, le résidentiel individuel est le plus gros consommateur avec 72 %¹, l'industrie compte pour 24 %, et la demande du résidentiel collectif et tertiaire représente 5 % (SOeS, 2014c).

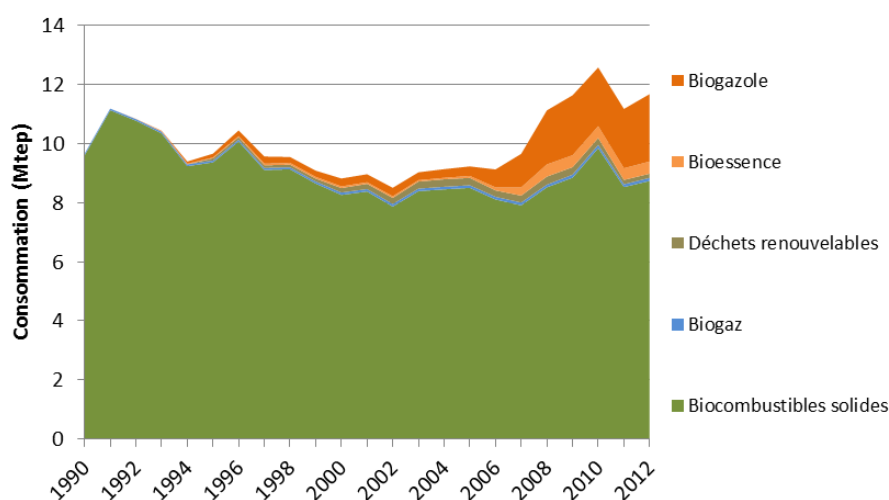
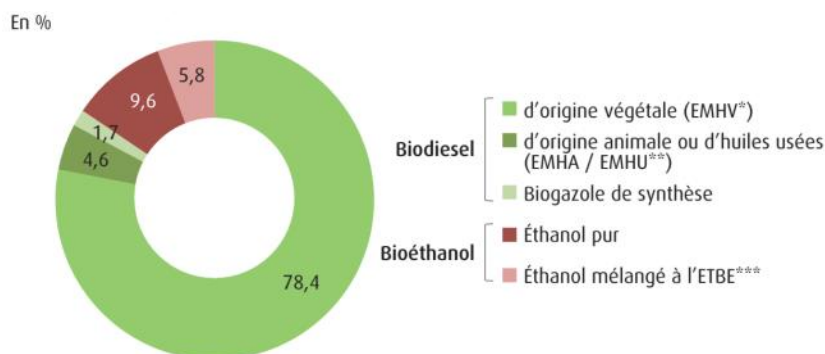


Figure 1.1 : Évolution de la consommation finale de bioénergies en France (adapté de (EUROSTAT, 2014))

La consommation de biocarburants liquides (bioessence et biogazole) a fortement crû lors des dix dernières années. La France est le deuxième consommateur européen de biocarburants avec 2,7 Mtep en 2012, derrière l'Allemagne. Les biocarburants liquides se répartissent aujourd'hui en deux types. D'une part, le bioéthanol se substitue à l'essence dans les moteurs à allumage commandé, il peut être incorporé sous forme d'ETBE (éthyl tertio butyl éther) dont les propriétés physico-

¹ Dans le cas du bois énergie pour le résidentiel individuel, 80 % des échanges se font en dehors des circuits commerciaux (Syndicat des énergies renouvelables, 2012), ce qui rend plus difficile l'évaluation statistique de consommation.

chimiques sont plus proches des essences conventionnelles. D'autre part le biogazole – souvent appelé par son terme anglais *biodiesel* – qui se substitue au gazole dans les moteurs à allumage par compression (ou moteurs diesel). En outre, de nombreux vols de test et de démonstration alimentés en biocarburacteur, aussi appelé *bioerosene* ou *biojet fuel*, ont eu lieu depuis 2010 (Biofuels Digest, 2010, 2012, 2014 ; Enerzine, 2014).



* Esters Méthyliques d'Huiles Végétales

** Esters Méthyliques d'Huiles Animales / Esters Méthyliques d'Huiles Usagées

*** Ethyl Tertio Butyl Ether

Figure 1.2 : Répartition de la consommation finale de biocarburants par filière en 2012 (SOeS, 2014c)

En 2012, la part énergétique d'éthanol dans le pool essence était de 5,2 %, ce qui correspond à une incorporation volumique de 7,6 %. Le contenu énergétique volumique de l'éthanol est en effet 34 % moindre que celui de l'essence. La part du biogazole dans le pool gazole était de 6,7 % en énergie, soit 7,3 % en volume. Le biogazole ayant un contenu énergétique volumique inférieur de 8 % à celui du gazole. La différence en volume entre les consommations de bioéthanol et de biogazole, que l'on peut voir sur la figure 1.2, s'explique par la structure du marché des carburants français. En effet, les objectifs législatifs sont donnés en taux d'incorporation pour chaque type de carburants. Or, la part de marché du gazole, calculée en contenu énergétique, était de 81 % en 2012.

En troisième position, l'incinération des déchets renouvelables dans des UIOM (Unités d'Incinération d'Ordures Ménagères) a fourni 0,14 Mtep d'énergie finale, dont un tiers en électricité et deux tiers sous forme de chaleur. La quantité de déchets renouvelables incinérée est fixée par un arrêté² qui stipule que la moitié de la production d'énergie issue des déchets incinérés est considérée comme renouvelable, donc issue de la biomasse.

Enfin, le biogaz a contribué pour 0,10 Mtep à la consommation d'énergie finale, soit moins de 1 % du mix bioénergies. Il est issu principalement des ISDND (Installation de Stockage des Déchets Non Dangereux), qui ont pour obligation légale de capter le biogaz produit par décomposition des déchets fermentescibles et a minima de le brûler en torchères. Les unités de méthanisation à la ferme, visant à accroître l'autonomie énergétique et à mieux maîtriser le cycle de l'azote des exploitations agricoles, représentaient 20 MW_e installés fin 2012.

Ces voies de production d'énergie sont généralement considérées vertueuses pour la société par le législateur mais ne sont pas nécessairement compétitives économiquement. Leur développement est donc encadré en France par des mécanismes incitatifs, spécifiques à chacune des filières.

² Arrêté du 8 novembre 2007

1.2 Cadre législatif et mécanismes incitatifs en France

Bien qu'elles aient des atouts énergétiques, environnementaux et sociétaux mentionnés dans l'introduction générale, les bioénergies ne sont pas économiquement compétitives vis-à-vis de leurs homologues fossiles, elles ont donc été encadrées pour permettre leur développement. Ces mécanismes incitatifs, récapitulés dans un plan d'action national en faveur des énergies renouvelables (PAN), découlent de la transposition dans le droit français de directives prises au niveau européen. Un rappel de l'histoire de l'évolution du contexte réglementaire en faveur des bioénergies nous montre qu'il a évolué au fil des questions posées par une meilleure compréhension des secteurs, et qu'il sera certainement encore modifié. Au niveau français, pour chaque forme de bioénergie – chaleur, électricité, biocarburants liquides et biogaz, nous décrivons les objectifs fixés dans le PAN puis les mécanismes incitatifs mis en place par le législateur pour les atteindre.

Les publications du livre vert « Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique » en l'an 2000 et du livre blanc sur « la politique européenne des transports à l'horizon 2010 : l'heure des choix » par la Commission Européenne en 2001 attestent de la volonté de développer des filières bioénergies fortes et compétitives. Il y est mentionné que 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. Trois directives ont alors été promulguées encadrant le développement des bioénergies :

- 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.

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 sont de plus fixés.

En 2007, la « feuille de route – Les sources d'énergie renouvelables au XXI^{ème} siècle : construire un avenir plus durable » de la Commission Européenne révisé ces objectifs et préconise une part de 20 % d'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 ENR 2009/28/CE, aussi appelée *RED* pour *Renewable Energy Directive*, relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Les États Membres doivent proposer un Plan d'Action National de déploiement des énergies renouvelables respectant les objectifs fixés par Bruxelles.

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). Des schémas de certification doivent être mis en place afin de respecter les exigences en termes d'émissions de gaz à

effet de serre explicités dans la directive : réduction des émissions de 35 %, puis de 50 % à partir de 2017 par rapport aux carburants fossiles pour les unités existantes et de 60 % pour les unités construites après 2017. Les biocarburants produits à partir de déchets, de cellulose non alimentaire et de biomasse lignocellulosique comptent double dans les objectifs d'incorporation.

La directive sur la qualité des carburants 2009/30/CE – ou *FQD* pour *Fuel Quality Directive* – qui concerne l'ensemble des carburants pour le transport routier vient compléter et enrichir les recommandations de la *RED* sur les biocarburants. Les taux d'incorporation de 10 %vol.³ d'éthanol dans l'essence et de 7 %vol. dans le gazole, avec une option pour un taux d'incorporation plus élevé, si le consommateur en est informé, y sont promus. Elle confirme la création d'un comité dédié à l'évaluation des aspects énergétiques et environnementaux des biocarburants dans le futur.

Enfin, dans le cadre de la politique agricole commune (PAC), une subvention directe de 45 €/ha (garantie pour 1,5 Mha), appelée aide aux cultures énergétiques (ACE), a été mise en place entre 2004 et 2009 pour inciter les agriculteurs à cultiver les terres en jachère. La jachère a en effet été imposée pour réguler la surproduction agricole européenne afin de maintenir les prix depuis la réforme de 1992.

Pour la France, l'objectif fixé par la directive 2009/28/CE est d'atteindre une part de 23 % d'énergie issue de sources renouvelables dans sa consommation d'énergie finale brute en 2020. Le PAN français décline cet objectif global pour chacune des filières renouvelables. Il reprend les objectifs établis dans les programmations pluriannuelles des investissements (PPI) « électricité », « gaz » et « chaleur » de 2009, eux-mêmes ajustés à partir des conclusions du comité opérationnel 10 (« COMOP 10 »), qui a défini le plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale et qui s'est réuni suite au Grenelle de l'environnement (MEEDDM, 2010).

D'après le PAN, la contribution totale des bioénergies à la consommation finale d'énergie devra être de 21,6 Mtep en 2020 contre 13,5 Mtep en 2012. Le taux de croissance de la consommation de bioénergies devra donc se situer autour de 6 %, quand il était de 1 % sur la dernière décennie. Ainsi, pour parvenir aux objectifs très ambitieux définis par cette feuille de route, des mécanismes permettant d'inciter les acteurs économiques sont mis en place. Chaque type de bioénergie – chaleur, électricité, biocarburants liquides, et biogaz – fait l'objet de mesures spécifiques.

Si on prend par exemple le cas de la biochaleur, l'évolution de la consommation finale thermique depuis 2000 et les objectifs du plan d'action national sont représentés sur la figure 1.3. La consommation de chaleur issue de biomasse solide devra croître de 5,7 % par an alors que celle issue du biogaz devra croître de 17,7 % par an.

L'instrument incitatif principal, le fonds de soutien au développement de la production et de la distribution de chaleur d'origine renouvelable ou « **fonds chaleur** », géré par l'ADEME, dispose de deux modes d'intervention en fonction de la capacité de production de chaleur de l'unité (MEDDE, 2014d). Il concerne les secteurs de l'habitat collectif, du tertiaire, de l'agriculture et de l'industrie.

³ Taux d'incorporation en volume

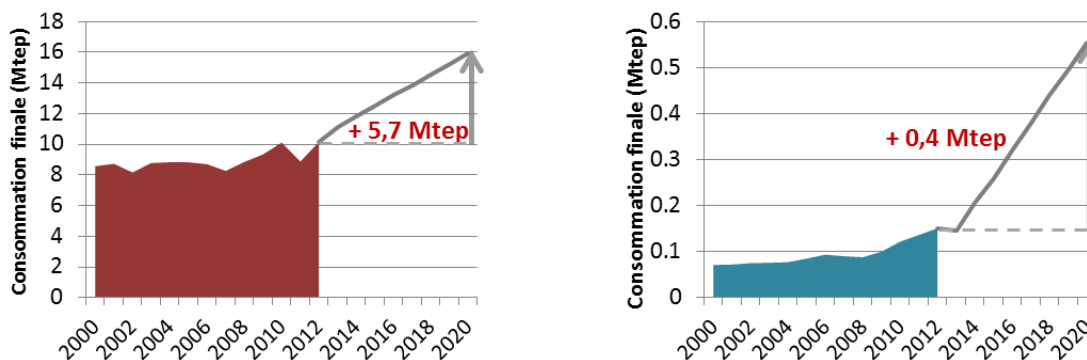


Figure 1.3 : Feuille de route de consommation finale de chaleur à partir de biomasse solide (à gauche) et de biogaz (à droite) (SOeS, 2014a ; MEEDDM, 2010)

Pour les installations produisant entre 100 et 1000 tep/an de chaleur, il garantit un prix de l'énergie issue de la biomasse inférieur d'environ 5 % au coût de la chaleur fossile. Il est géré par les directions régionales de l'ADEME.

Pour les installations industrielles, agricoles ou tertiaires produisant plus de 1000 tep de chaleur par an, le fonds chaleur fonctionne par appels à projet nationaux, nommés BCIAT pour « Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire ». Les unités retenues bénéficient d'une subvention par quantité d'énergie produite. Leur périodicité est annuelle.

Pour le chauffage domestique, il existe un crédit d'impôt « développement durable » pour inciter l'installation d'appareils indépendants, type poêle ou inserts, ou de chaudières bois ou biomasse, sous réserve de performances énergétique et environnementale suffisantes, une réduction de TVA et des dispositifs d'aides (Agence Nationale de l'Habitat et régions).

Pour l'électricité, un déploiement important devra être consenti pour atteindre les objectifs du plan d'action national, comme le montre la figure 1.4. Le rythme de croissance devra être d'environ 15 % par an pour la biomasse solide et le biogaz.

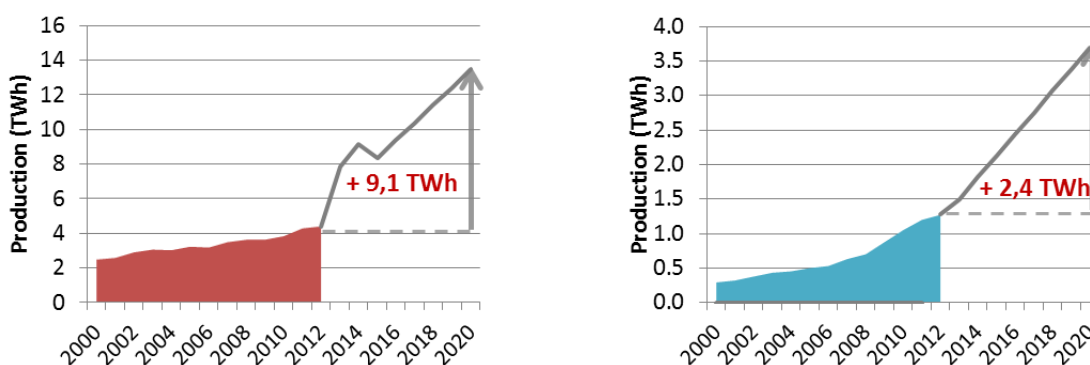


Figure 1.4 : Feuille de route de production d'électricité à partir de biomasse solide (à gauche) et de biogaz (à droite) (SOeS, 2014a ; MEEDDM, 2010)

D'une façon générale, l'obligation d'achat est le principal outil de soutien à la production d'électricité à partir de sources renouvelables. Elle est d'une durée de 15 à 20 ans selon les filières et leur degré de maturité. Pour les bioénergies, deux dispositifs sont mis en place. (Cour des comptes, 2013)

Pour les installations de puissance électrique inférieure à 12 MW, il existe une obligation d'achat à un tarif fixé par arrêté. Ce dernier dépend de la filière : combustion de matières végétales, déchets animaux bruts ou transformés, biogaz de décharge, biogaz de méthanisation agricole, et déchets ménagers hors biogaz. À titre d'exemple, pour la combustion de matières non fossiles végétales, le tarif d'achat est actuellement de 43,4 €/MWh avec une prime variant de 77,1 à 125,3 €/MWh en fonction de l'efficacité énergétique de l'installation (MEDDE, 2014b).

Pour des installations de toute taille, généralement d'une puissance supérieure à 12 MW, des appels d'offres peuvent être lancés. Leurs conditions sont fixées par le ministre chargé de l'énergie en cohérence avec les PPI, puis les cahiers des charges sont établis par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Le tarif est alors fixé dans le contrat d'achat. (MEDDE, 2014a) Entre 2003 et 2010, quatre appels d'offres ont été conduits pour une puissance cumulée de 1192 MW. La figure 1.5 présente un bilan des capacités mises en service et abandonnées dans le cadre de ces appels d'offres. Le taux de mise en service relativement faible (40 % pour les deux premiers appels d'offres) s'explique par la perte du débouché chaleur initialement prévue et par les difficultés d'approvisionnement en biomasse locale. (CRE, 2014)

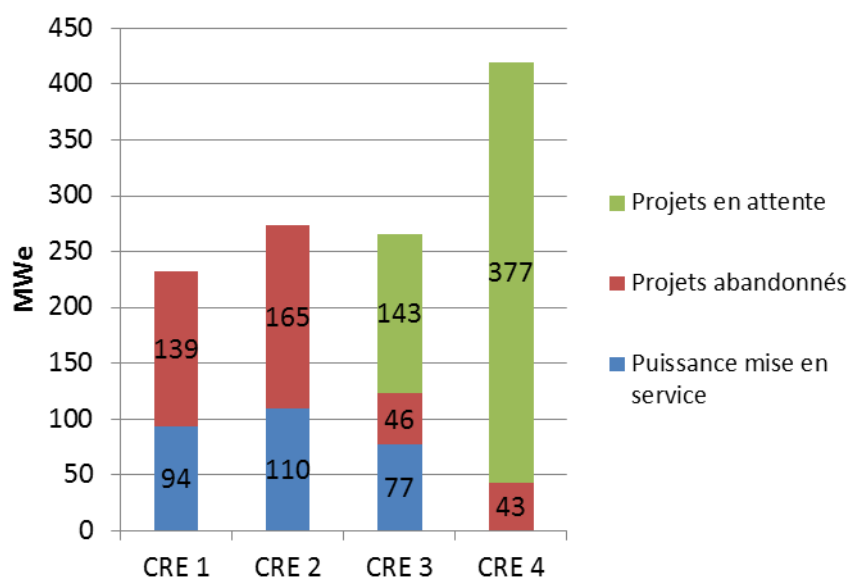


Figure 1.5 : Bilan provisoire des appels d'offres biomasse de la CRE (CRE, 2014)

Dans le secteur français des transports routiers, des objectifs en termes de taux d'incorporation ont été mis en place dès 2005, la cible était de 3,5 %_{PCI} de biocarburants dans les carburants routiers en 2007 et de 7 %_{PCI} en 2010. La loi n'a pas fixé d'objectifs ultérieurs, le taux de 7 %_{PCI} est donc toujours en vigueur (MEDDE, 2014c). Le plan d'action national prévoit ainsi la consommation de 3,7 Mtep en 2020, dont la répartition est présentée sur la figure 1.6. Le secteur bioessence doit croître de 5,7 % par an et celui du biogazole de 2,7 % par an.

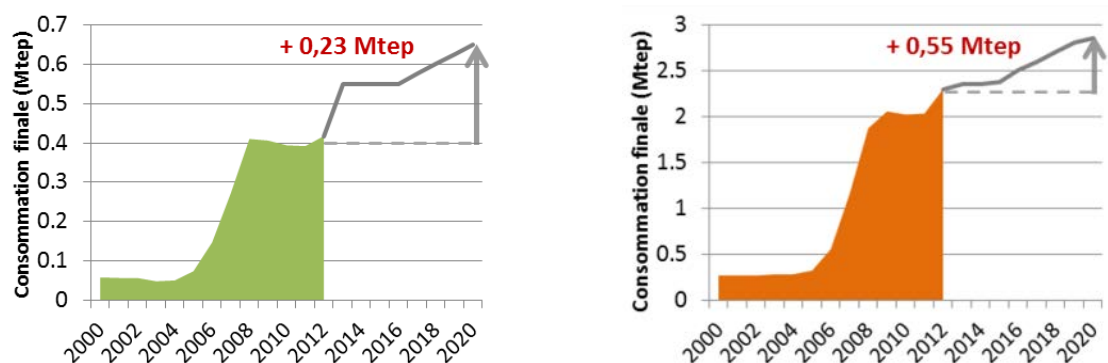


Figure 1.6 : Feuille de route de consommation de bioessence (à gauche) et de biogazole (à droite) (SOeS, 2014a ; MEEDDM, 2010)

L'utilisation de biocarburants est incitée d'une part par une exonération partielle de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE), accordée aux biocarburants produits par les unités ayant reçu un agrément, qui sont distribués après par appel d'offre communautaire.

Les montants de la défiscalisation par unité de volume et d'énergie sont présentés dans le tableau 1.1. Ils sont dégressifs au cours du temps et seront nuls à partir du 1^{er} janvier 2016. L'objectif était d'amorcer le développement d'une filière industrielle, qui devait ensuite trouver sa rentabilité.

		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ethanol	€/hl	37	37	33	33	27	21	18	14	14	14	8,25	7	0
EMHV	€/hl	33	33	25	25	22	15	11	8	8	8	4,5	3	0
Ethanol	€/GJ	17,4	17,4	15,5	15,5	12,7	9,9	8,5	6,6	6,6	6,6	3,9	3,3	0
EMHV	€/GJ	10,1	10,1	7,6	7,6	6,7	4,6	3,4	2,4	2,4	2,4	1,4	0,9	0

Tableau 1.1 : Évolution des montants de la défiscalisation partielle sur la TICPE, en volume et en énergie

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. En 2010, cette surtaxe de TGAP correspondait à 7 c€/L_{éq.essence} et à 6 c€/L_{éq.gazole} non incorporés (Cour des comptes, 2012).

De plus, le parlement français a devancé le parlement européen en décidant de plafonner le taux d'incorporation des biocarburants de première génération. Ainsi, en 2014, l'objectif du taux d'incorporation d'éthanol dans les supercarburants est de 7 %_{PCI} et celui du gazole de 7,7 %_{PCI}. Ce dernier se décline en deux sous-objectifs : 7 % de biogazole conventionnel et 0,7 % de biogazole issu d'huiles usagées et de graisses animales (EMHU/EMGA). Ce dernier taux correspond en réalité à un taux effectif de 0,35 %_{PCI} car ce type de biocarburant compte double aux objectifs d'incorporation d'après la directive 2009/28/CE. La figure suivante décrit en détail le comptage multiple des biocarburants et explicite son impact sur le prix de vente du biocarburant.

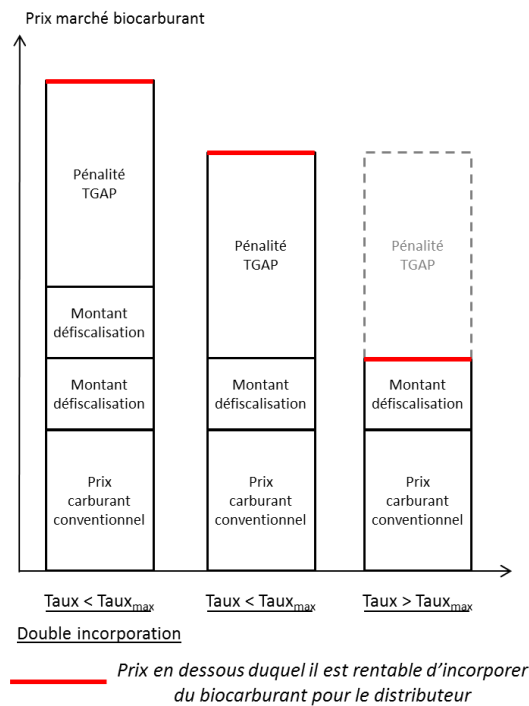
Un dernier aspect réglementaire vient s'ajouter aux différentes mesures qui encadrent les biocarburants. L'article 21 de la directive 2009/28/CE stipule en effet que « la contribution apportée par les biocarburants produits à partir de déchets, de résidus, de matière cellulosique d'origine non alimentaire et de matière lignocellulosique est considérée comme équivalant à deux fois celle des autres biocarburants ». Le but est de promouvoir le développement des biocarburants avancés.

En effet, l'opérateur profitera d'un montant de défiscalisation double, pour volume incorporé égal. Cela rend mécaniquement les biocarburants avancés plus compétitifs puisqu'ils pourront être vendus

à un prix supérieur dans le cas où l'objectif d'incorporation n'est pas dépassé, comme le montre la figure ci-contre. (Conseil Général des Mines et al., 2005).

Ce double comptage a par ailleurs créé une polémique. En effet, 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 qui sont donc plus compétitifs. La loi de finances précise que, dès 2012, leur taux d'incorporation est limité à 0,35 %_{PCI} de la consommation de gazole (arrêté du 17/01/2012, pris en application du décret n°2011-1468), soit environ 125 000 tonnes d'EMHU/EMGA. Au-delà, la contribution des EMHU/EMGA est identique à celle des EMHV. 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. En outre, cela permet de ne pas condamner les autres voies de valorisation des huiles usagées, en chimie notamment.



La Cour des comptes précise que le double comptage est un moyen de respecter l'objectif d'incorporation de 7 %_{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 du fait de 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 » (Cour des comptes, 2012). 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.

Enfin, en plus des instruments de soutien à la production de chaleur et d'électricité à partir de biogaz mentionnés précédemment, le biogaz peut être injecté dans le réseau de gaz. L'injection de biométhane, biogaz épuré et mis aux normes, dans le réseau de transport et de distribution du gaz est autorisée depuis fin 2013. Le biométhane est acheté entre 4,5 et 12,5 centimes d'euros par kWh, en fonction de la taille de l'installation, du type d'unité de production et de la nature des déchets valorisés (arrêté tarifaire du 23 novembre 2011).

1.3 La filière bois

À l'heure actuelle, le bois est une ressource qui a de nombreux usages, comme le bois d'œuvre pour la construction et le mobilier, ou le bois industrie pour le papier ou les panneaux-bois. Ainsi, la biomasse compte pour 5 % dans l'approvisionnement de la chimie et des nouveaux matériaux composites, 10 % des matériaux de construction, 20 % des emballages et 100 % des supports d'impression. La chaîne de valeur du bois se décompose en l'étape de scierie qui permet de produire

du bois d'œuvre et des produits connexes de scierie. Ceux-ci (plaquettes forestières, sciures, écorces, dosses et délignures, chutes) peuvent être ensuite valorisés par l'industrie de la trituration – ou « bois-fibre » – ou à des fins énergétiques. Les bois qui ne peuvent être sciés et les rémanents forestiers peuvent soit être triturés, soit être valorisés énergétiquement. (CGAAER, 2011)

Exploitation de la forêt française

L'organisation de la filière bois a depuis longtemps été stratégique pour la société. Dès le Moyen-Âge, les pouvoirs publics ont cherché à rationaliser l'utilisation du bois, en en réservant une partie pour la construction terrestre ou navale, par exemple. Les surfaces de forêts ont ainsi fortement fluctué au cours du temps. Les défrichages du moyen-âge, pour agrandir les zones de culture et de pâtures ainsi que le développement d'une industrie basée sur le bois (métallurgie, verre, céramique, etc.), ont progressivement fait passer la surface de forêt française de plus de 30 Mha à moins de 10 Mha avant la mise en place du code forestier en 1827. Les forêts françaises ont depuis retrouvé leur vitalité et couvrent à l'heure actuelle près de 15 Mha, soit 30 % de la superficie du pays. (CGAAER, 2011)

Pour l'État, la forêt française a plusieurs enjeux stratégiques, comme le rappelle le rapport de Jean Puech pour *la mise en valeur de la forêt française et du développement de la filière bois*. Premièrement, le bois est une ressource dont tout le potentiel n'est pas valorisé. Il stocke durablement le carbone et c'est une source d'énergie renouvelable, à condition d'être gérée rationnellement. Il répond donc à la fois aux exigences de Kyoto, de l'UE et du Grenelle de l'Environnement. La filière bois souffre pourtant d'une balance commerciale déficitaire de près de 7 milliards d'euros. En effet, malgré un équilibre en volume, il existe un fort différentiel de valeurs : import de bois d'ameublement, produit transformé donc cher, et export de grumes et billons, produits bruts, bon marché. En outre, les tentatives politiques de mobilisation accrue de l'accroissement forestier annuel et un prélèvement progressif de volume bois sur pied excédentaire n'ont pas porté leurs fruits. (Puech, 2009)

La forêt française métropolitaine fait vivre près de 450 000 personnes, emplois directs et associés. Elle est constituée de 41 % de chênes, de 22 % d'autres feuillus (hêtre, châtaigner, charme, etc.) et de 37 % de résineux. Elle est divisée en une forêt publique, de près d'un quart de la surface forestière métropolitaine, et d'une forêt privée. (Puech, 2009)

La forêt publique est divisée en forêts communales et domaniales, qui sont gérées par un organisme unique : l'ONF (Office National Forestier). Il s'agit d'un Établissement Public à caractère Industriel et Commercial (EPIC) qui « gère convenablement ses [4,6 millions d'hectares de] forêts » selon le rapport Puech.

La forêt privée est très morcelée et est donc compliquée à exploiter (3,5 millions de propriétaires pour 10,6 Mha). En dessous de 4 hectares, la rentabilité de la gestion sylvicole n'est plus du tout assurée, or 20 % de la forêt privée est constituée de bois de moins de 4 ha possédés par 3 millions de propriétaires (qui ne savent pas toujours qu'ils possèdent un actif forestier). Ces petites propriétés constituent de plus des entraves à la bonne exploitation des propriétés voisines. (Puech, 2009) Les forêts privées sont gérées par des organismes professionnels regroupées en trois établissements (CNPF, Forestiers privés de France et l'Union de la coopération forestière française) et qui communiquent sous une marque commune : Forêt Privée Française.

Les produits de l'exploitation forestière alimentent en aval les industries du sciage (bois d'œuvre), de la trituration (bois industrie) et de l'énergie (bois énergie).

Bois d'œuvre et bois industrie

Premier maillon de la chaîne de transformation, le secteur du sciage représente 4500 entreprises, de tailles très variables : 80 % des sciages sont réalisés par 20 % des scieries et seulement une centaine de scieries peuvent prétendre rivaliser sur les marchés internationaux. Le secteur de la construction est le débouché numéro un, avec 65 % des sciages et 40 % des panneaux. Sa structure a évolué sous l'impulsion de l'accord cadre interprofessionnel et interministériel « Bois Construction et Environnement » de 2001 et l'avènement des réglementations thermiques dans le bâtiment. (CGAAER, 2011) La structure de la forêt française ne permet néanmoins pas de produire suffisamment de résineux et trop de feuillus. Le secteur du sciage recourt donc aux importations. Le rapport Puech recommande ainsi de ne pas calquer le modèle français à celui des pays scandinaves ou à l'Allemagne.

Seconde « armature essentielle » de la filière, le secteur de la trituration ou du « bois-fibre » comprend 10 usines de pâtes et 23 usines de panneaux. Il transforme 15 Mt de bois par an, dont 60 % de rondins provenant de l'exploitation forestière et 40 % de produits connexes de scierie, et consomme en outre 5 Mt/an de papiers issus du recyclage. Ses débouchés sont les marchés de la construction (panneaux), de l'emballage (papiers et cartons) et de l'impression (papier) et ses principaux acteurs sont de grands groupes industriels mondiaux (International Paper, UPM, Stora Enso, etc.). (CGAAER, 2011)

Bois-énergie

Le secteur du chauffage au bois domestique, de la fabrication à l'installation des appareils, emploie environ 14 000 personnes en France. Son chiffre d'affaires s'élève à 2 milliards d'euros. De nombreux acteurs français sont positionnés sur l'ensemble des activités, de la conception à l'installation. Les ventes d'appareils de chauffage au bois domestique (poêles, inserts, chaudières et cuisinières) avoisinent les 500 000 unités par an, après avoir fortement décru jusqu'au début des années 2000. La part de marché des poêles à bois a fortement progressé au détriment des inserts et des foyers, comme le montre la figure 1.7.

Les performances varient fortement entre les appareils traditionnels – à l'efficacité comprise entre 10 et 30 % – et les installations modernes, dont l'efficacité peut atteindre 90 % (Lako, Simbolotti, 2010). En France, le label Flamme Verte garantit un rendement minimum de 70 % pour les poêles, inserts et chaudières et supérieurs à 80 % pour les chaudières manuelles et automatiques.

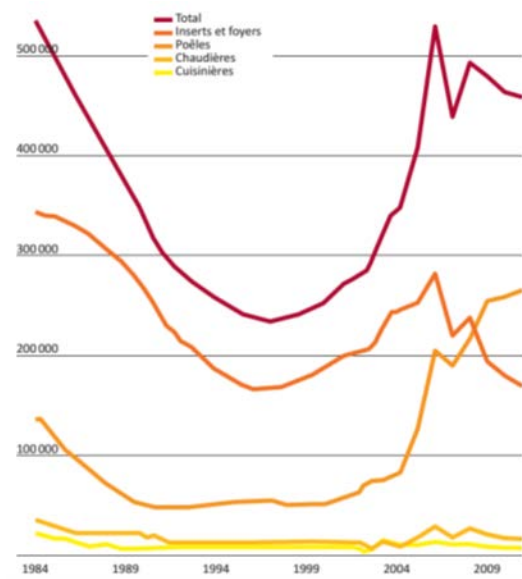


Figure 1.7 : Évolution des ventes d'appareils de chauffage au bois domestique (Syndicat des énergies renouvelables, 2012)

Pour les usages collectif/tertiaire/industriel, nécessitant des puissances comprises entre 200 kW et 20 MW, les chaudières à grille présentent le meilleur compromis coût-efficacité (IEA Bioenergy, 2009). Les chaudières à grille à marches sont couramment utilisées dans les unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM), les chaudières à alimentation dispersée sont dérivées de centrales à charbon et sont notamment utilisées pour valoriser la bagasse, résidu de broyage de la canne à sucre.

Disponibles depuis les années 1970, les technologies à lit fluidisé – suspension de particules inertes et de combustible finement broyé dans de l'air chaud – ont des coûts d'investissement et de fonctionnement plus élevés. Seules des unités de grande taille, de capacité supérieure à 30 MW, sont envisagées pour bénéficier d'économies d'échelle suffisantes. Elles présentent des efficacités supérieures aux chaudières et peuvent être alimentées avec de la biomasse plus humide. (Lako, Simbolotti, 2010)

Les caractéristiques du combustible ont de plus nécessité la mise au point de systèmes de stockage permettant d'éviter l'inflammation spontanée due à l'auto-échauffement, des systèmes d'alimentation permettant de pallier le faible PCI et les taux d'humidité et d'inorganiques parfois élevés. Des exemples de ces différentes technologies sont présentés figure 1.8, figure 1.9 et figure 1.10.

Les acteurs de la chaleur et de l'électricité sont des collectivités locales, qui mettent en place leurs propres réseaux de chaleur ou qui sous-traitent à des ESCOs (*Energy Service Companies*), comme Dalkia ou Cofely. Pour le bois-énergie individuel, les acteurs sont des installateurs.

La production d'électricité à partir de biomasse se fait en couplant une turbine à vapeur ou un moteur en sortie du dispositif de combustion. Là encore, l'efficacité varie notablement selon le type d'unité considérée. Pour des unités de capacité inférieure à 1 MW_e, l'efficacité électrique est de l'ordre de 10 %. Elle peut atteindre 40 % pour les unités à lit fluidisé circulant couplé à une turbine à vapeur de capacité supérieure à 50 MW_e (IEA Bioenergy, 2009). Cette technologie permet en effet d'atteindre des températures et des pressions plus élevées. En France, du fait de la tension sur la ressource bois et des nombreux usages existants, les usages privilégiés sont la chaleur et la cogénération, c'est-à-dire la production simultanée de chaleur et d'électricité. Cette voie présente en effet une plus grande efficacité énergétique, de 80 à 90 % quand il y a une bonne adéquation pour les besoins en chaleur (Jean-Claude Lenoir, Alain Liébard, 2008).

D'après la figure 1.11, la puissance installée et la production électrique des centrales à biomasse augmentent depuis 2009. Le taux d'utilisation de la puissance électrique, ou facteur de charge, augmente aussi au cours du temps et se situe autour de 20 %. Cette valeur peut paraître faible pour un moyen de production qui bénéficie d'un accès garanti au réseau. Une raison évoquée est que ce sont majoritairement des installations de cogénération qui doivent moduler leur production électrique en fonction des besoins chaleur. (Syndicat des énergies renouvelables, 2012)



Figure 1.8 : De gauche à droite : insert, poêle et chaudière « fourneau » à usages domestiques (Syndicat des énergies renouvelables, 2012)

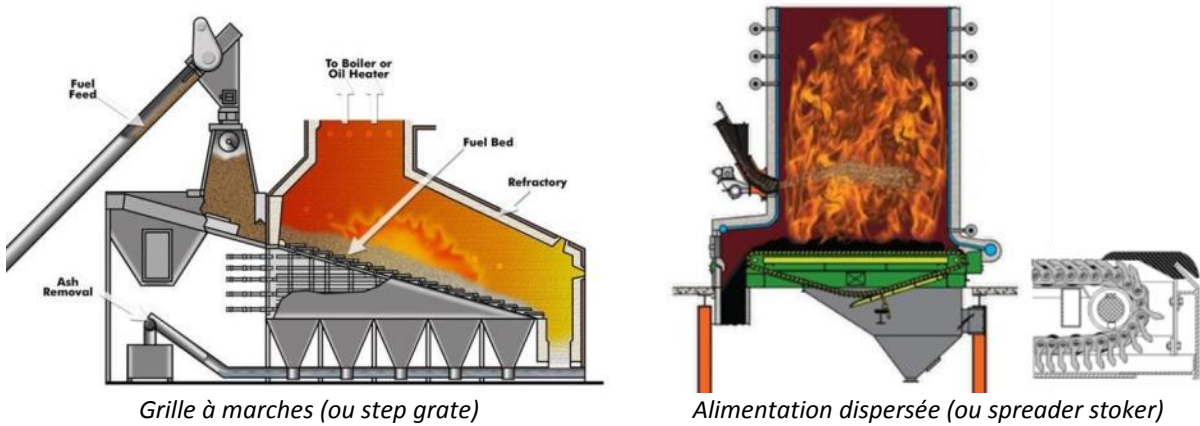
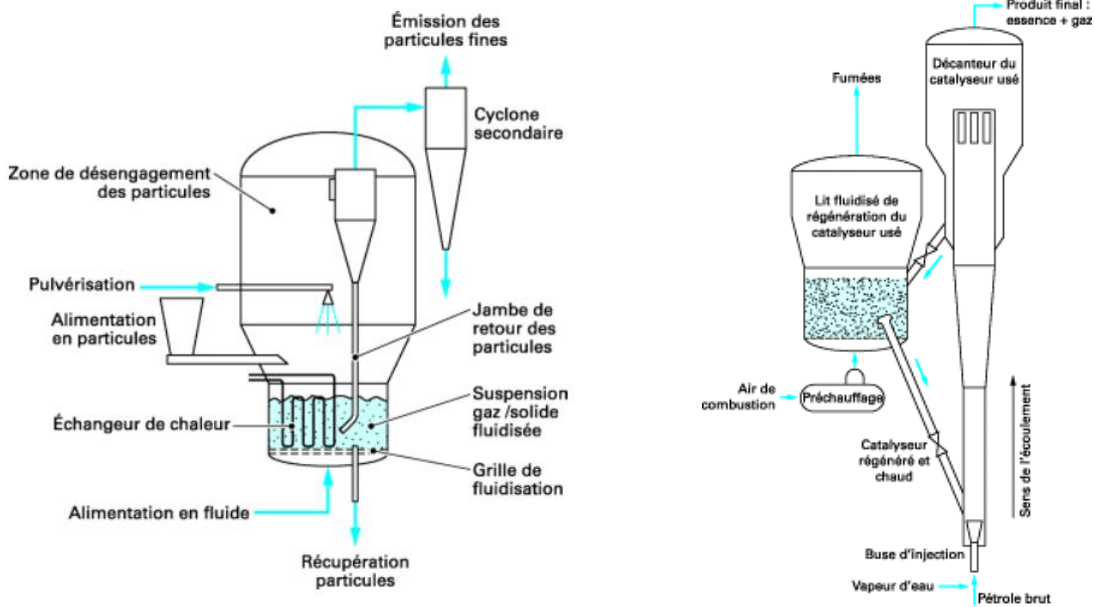


Figure 1.9 : Exemples de chaudières à grille (Bioénergie International, 2014)



Lit fluidisé et périphériques les plus courants

Lit fluidisé circulant

Figure 1.10 : Exemples de lits fluidisés pour la production de chaleur (Shakourzadeh, 2002, 2009)

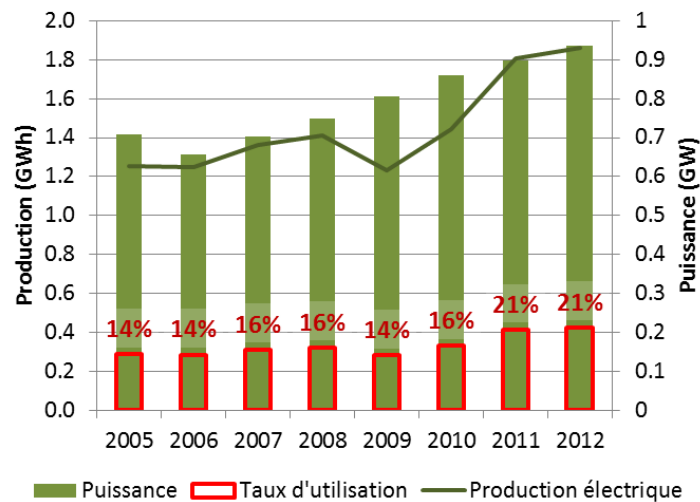


Figure 1.11 : Évolution de la production électrique, des capacités installées et du taux d'utilisation des centrales au bois-énergie (EUROSTAT, 2014)

Une autre option envisageable est la co-combustion de biomasse dans des centrales fonctionnant au charbon. À notre connaissance, elle n'est pas encore employée en France. Cependant, la tranche de 150 MW de la centrale de Gardanne (E.ON) fonctionnant initialement au charbon est en cours d'adaptation pour recourir majoritairement à la biomasse. La co-combustion est par contre pratiquée dans d'autres pays européens, et est donc réalisable techniquement, moyennant des adaptations du train d'approvisionnement, des conditions de combustion et du traitement des fumées. La torréfaction de la biomasse, traitement thermique anaérobie, pourrait de plus permettre de rapprocher les caractéristiques physico-chimiques de la biomasse de celles du charbon (PCI, taux d'humidité, broyabilité) et faciliter son incorporation dans des centrales existantes.

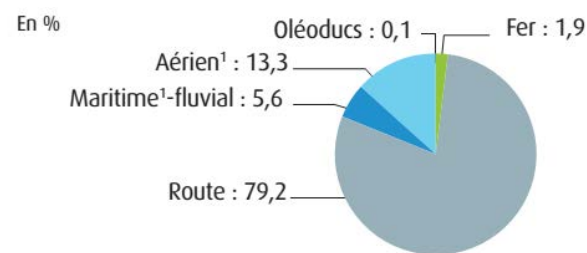
1.4 La filière biocarburant

Étant donné le parc existant de véhicules – essentiellement composé de moteurs à combustion interne et de turboréacteurs, les biocarburants sont une option privilégiée pour accroître la part d'énergies renouvelables dans le secteur des transports. Après avoir présenté le secteur des transports en France, nous présenterons succinctement les carburants conventionnels et comment les biocarburants influent sur leur marché en France. Nous verrons ensuite comment sont produits les biocarburants en nous intéressant aux technologies de production et aux ressources mobilisées. Pour compléter la description des filières, nous présenterons les conséquences sur le secteur agricole et sur les échanges internationaux.

En France, depuis 2002, la consommation d'énergie du secteur des transports s'est stabilisée à environ 50 Mtep/an. En 2013, il dépendait à 92 % du pétrole et 57 % de l'énergie consommée issue du pétrole était dirigée pour des usages transports. Le train représente moins de 2 % de la consommation d'énergie du secteur des transports, comme le montre la figure 1.12. Les sources renouvelables comptaient quant à elles pour 5,4 % du mix transport, en majorité sous forme de biocarburants pour les transports routiers. (SOeS, 2014a)

Pour aller plus loin dans la compréhension des enjeux des biocarburants, il est de plus nécessaire de comprendre les spécificités des carburants. On distingue généralement trois grands types de carburants, qui sont des produits raffinés du pétrole brut :

- **les essences** ou supercarburants alimentant les moteurs d'automobiles à allumage commandé par étincelle. On inclut souvent le GPL (Gaz de Pétrole Liquéfiés) à cette catégorie puisqu'il permet aussi d'alimenter un moteur à allumage commandé ;
- **le gazole** constituant la première source d'énergie des véhicules diesel routiers (voitures particulières, camionnettes, camions) ;
On associe parfois au gazole le fuel domestique (FOD) dans ses usages « carburants » (tracteurs agricoles, engins de chantiers) et les différents types de carburants « marine » car leurs compositions sont proches ;
- **les carburéacteurs** alimentant les avions à réaction pour les transports aériens domestiques et internationaux. Le plus courant est le *Jet A1*.



¹ Livraisons aux soutes maritimes et aéronefs, français et étrangers.

Figure 1.12 : Répartition de la consommation d'énergie par mode en 2011 (SOeS, 2014d)

Chaque carburant se distingue par des propriétés physico-chimiques distinctes – telles que la masse volumique, l'intervalle de distillation, la longueur des chaînes carbonées, le pouvoir calorifique inférieur (PCI), la pression de vapeur saturante, la résistance à l'auto-allumage, les propriétés de tenues à froid, etc – et doit respecter des normes. En Europe, il s'agit de la norme EN 228 pour l'essence et EN 590 pour le gazole.

Les biocarburants se substituant aux carburants conventionnels doivent donc avoir des propriétés telles qu'ils soient compatibles, au moins à un certain taux d'incorporation, avec les moteurs existants. Ainsi, l'éthanol a été promu comme substituant à l'essence et les esters méthyliques d'acides gras (EMGA) ont été privilégiés comme substituant au gazole. En outre, depuis 2009, les huiles végétales hydrotraitées (aussi appelées HVO pour *hydrotreated vegetable oil* ou HEFA pour *hydrotreated esters and fatty acids*) sont incorporées dans le gazole.

La filière éthanol

Pour les moteurs à allumage commandé, l'éthanol présente une densité proche des essences et une miscibilité élevée. Comme c'est un carburant oxygéné, il favorise une combustion complète et permet la diminution des émissions d'imbrûlés, de produits d'oxydation partielle et de particules mais possède un pouvoir calorifique inférieur volumique (PCI_v) 34 % plus faible que celui de l'essence. De plus, sa chaleur latente de vaporisation trois fois supérieure à celle de l'essence améliore le remplissage de la chambre de combustion mais peut conduire à la formation de dépôt à froid. Il possède un haut indice d'octane, c'est-à-dire une grande résistance à l'auto-inflammation, propriété qui est recherchée pour les moteurs à allumage commandé. Par contre, l'éthanol est susceptible de s'oxyder en acide acétique, qui favorise la corrosion galvanique et l'attaque chimique des certains métaux constituant du moteur. L'éthanol fait aussi gonfler les composants en caoutchouc et réduit donc leurs performances. (Ballerini, 2006)

Les distributeurs de carburants privilégient parfois l'incorporation d'ETBE (éthyl-tertiobutyl ether) – molécule issue de la réaction de l'éthanol avec l'isobutène – car ses propriétés sont beaucoup plus proches des essences. Total affirme par exemple ne mettre que de l'ETBE dans son essence SP-98 afin d'éviter toute incompatibilité.

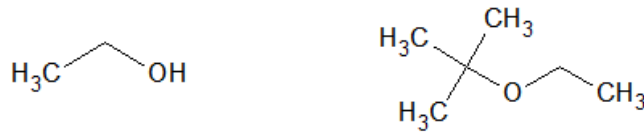
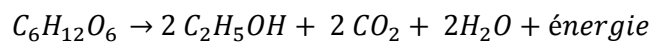


Figure 1.13 : Molécules d'éthanol et d'ETBE

Tout comme l'éthanol qui rentre dans la composition des boissons alcoolisées, l'éthanol carburant est produit par fermentation éthanolique. C'est une réaction enzymatique effectuée par des levures qui transforment certains sucres simples (glucose préférentiellement, mais aussi fructose, lactose, etc.) selon la réaction globale suivante :



Elle s'effectue à température de l'ordre de 25°C et à pression atmosphérique. La levure la plus utilisée est *Saccharomyces Cerevisiae*, aussi appelée levure de boulanger (Ballerini, 2006). La réaction de fermentation, si elle est totale, a un rendement massique de conversion du glucose en éthanol égal à 0,51.

Deux types de ressources sont utilisés : les plantes sucrières riches en saccharose (canne à sucre, betterave sucrière, sorgho sucrier) et les plantes riches en amidon, aussi appelées plantes amylacées (blé, maïs, seigle, pomme de terre).

- Voie sucrière :

En France métropolitaine, la plante sucrière cultivée en quantité significative est la betterave. Les grandes étapes du procédé de production sont présentées sur la figure 1.14.

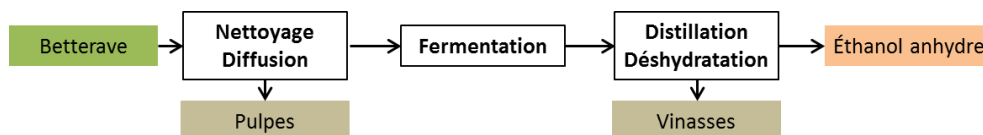


Figure 1.14: Schéma du procédé de production d'éthanol - Voie sucrière (adapté de (Ballerini, 2006))

Après nettoyage de la betterave, l'extraction du sucre se produit dans des diffuseurs où la racine, découpée en cossettes, libère son sucre par osmose. Ce dernier est utilisé pour la fermentation pendant la campagne betteravière. Pour espacer la production d'alcool dans le temps, les distilleries stockent également des sirops de basse pureté. Ce sirop est ensuite repris pour la fermentation.

- Voie amylacée :

Le glucose étant stocké sous forme d'amidon, une étape supplémentaire d'hydrolyse ou saccharification est nécessaire. Les céréales sont le plus souvent séparées des sons puis moulues en farine contenant l'amidon. Dans le procédé direct, la farine est mélangée à de l'eau et des enzymes pour réduire l'amidon en glucose lors de la saccharification.

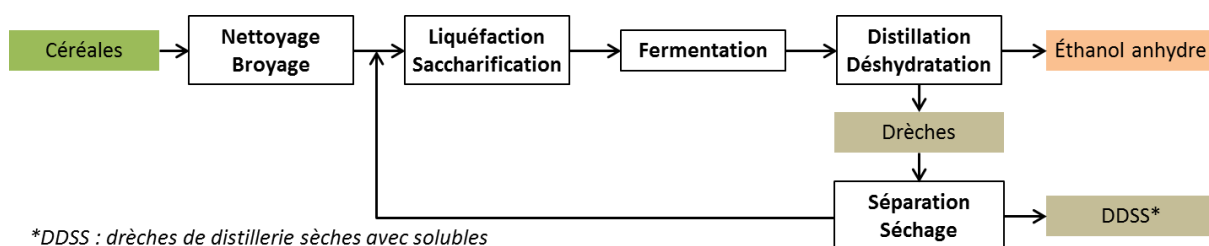


Figure 1.15 : Schéma du procédé de production d'éthanol - Voie amylacée (adapté de (Ballerini, 2006))

Les étapes de fermentation et de distillation sont ensuite similaires pour les deux voies. Le sucre est transformé en alcool par l'action de levures. Les procédés en continu, plus performants, se généralisent. Puis la distillation permet de séparer l'éthanol de l'eau et d'autres impuretés. On obtient alors un alcool brut (ou flegme) qui est déshydraté avant d'être utilisé comme carburant. Cette étape qui suit la distillation est celle qui va orienter le marché de l'éthanol, e.g. industrie, alimentaire, pharmacie. Elle permet donc aux industriels de réaliser l'adéquation avec la demande en fonction du marché.

	η_{agro} (t/ha)	Amidon (% masse)	$\eta_{\text{éthanol}}$ (m ³ /ha)	$\eta_{\text{énergie}}$ (tep/ha)
Blé	6 – 8	65	2,3 – 3,0	1,1 – 1,5
Triticale	6 – 7	69	2,4 – 2,9	1,2 – 1,5
Maïs	8 – 9	72	3,0 – 3,5	1,5 – 1,8
Orge	5 – 7	65	1,6 – 2,2	0,8 – 1,2
Canne à sucre	60 – 120		5,1 – 10,2	2,6 – 5,2
Betterave	60 – 90		5,4 – 8,1	2,7 – 4,1
Sorgho	50 – 60		4,0 – 4,8	2 – 2,4

Tableau 1.2 : Rendements agricoles et rendements associés de production d'éthanol (Ballerini, 2006)

Les rendements de production varient du simple au quintuple selon la ressource et le lieu où celle-ci est cultivée, comme le montre le tableau 1.2. On constate que la betterave présente des rendements énergétiques surfaciques intéressants, supérieurs à 3,5 tep/ha pour la France. Elle présente de plus un potentiel d'amélioration car jusqu'à 20 % du saccharose est consommé par fermentation entre la récolte et l'usine d'extraction. Les rendements énergétiques des céréales (blé, maïs, orge) sont environ deux fois inférieurs à ceux de la betterave.

Les unités de production ayant reçu un agrément appartiennent à des groupes coopératifs agricoles comme Téréos ou Cristal Union, des industriels de l'agroalimentaire comme Roquette, Soufflet, ou SVI (sucrierie de Pithiviers), et des industriels de l'énergie comme Abengoa Bionergy, Total ou Lyondell – production d'ETBE pour ces deux derniers. Les plus grosses distilleries-éthanoleries ont des capacités de production de 300 000 m³/an d'éthanol, soit 153 ktep/an.

Les acteurs de la filière éthanol sont rassemblés au sein du Syndicat National des Producteurs d'Alcool Agricole (SNPAA) dont le but est de promouvoir et informer sur l'éthanol renouvelable

d'origine agricole, de coordonner des études et des actions utiles pour la filière et d'en représenter les intérêts.

D'après une étude coordonnée par l'ADEME, en 2009, l'éthanol carburant produit en France était issu à 49 % à partir de betterave, à 30 % à partir de blé et à 18 % à partir de maïs. Cela représente une surface de 43 000 ha de betterave et de 118 000 ha de céréales. (In Numeri, 2012) Il est donc logique que l'Association Générale des Producteurs de Maïs (AGPM), l'Association Générale des Producteurs de Blé et autres céréales (AGPB) et la Confédération Générale des planteurs de betteraves (CGB) se soient positionnés en faveur des biocarburants. (SNPAA et al., 2012)

La filière des esters d'acides gras

Pour les moteurs à allumage par compression, les esters méthyliques d'acides gras présentent des caractéristiques intéressantes. Ils ont une densité proche du gazole et un PCI volumique seulement inférieur de 8 %. De plus, leur indice de cétane est de l'ordre de celui du gazole. L'indice de cétane représente la capacité d'auto-inflammation du mélange, il doit être élevé pour les moteurs à allumage par compression. En outre, il s'agit d'un composé oxygéné qui permet une diminution des émissions de monoxyde de carbone, de particules, de fumées et d'aldéhydes et cétones. On constate néanmoins une augmentation des émissions des NOx. Enfin, deux inconvénients sont mentionnés : la stabilité à l'oxydation du mélange (formation d'acides carboxyliques, corrosifs) et à froid, dilution du lubrifiant due à la vaporisation incomplète (point d'ébullition plus élevé pour les EMHV). (Ballerini, 2006)

Les acides gras hydrotraités ou biogazole de synthèse sont des longues chaînes carbonées saturées, identiques à certaines molécules que l'on retrouve dans le gazole. Ils sont miscibles à 100 % aux carburants conventionnels (on parle de carburant *drop-in*) et possèdent des propriétés très proches de ceux-ci. Ils ont un PCI supérieur au gazole (44,1 MJ/kg), un indice de cétane élevé et ne contiennent ni soufre ni aromatiques.

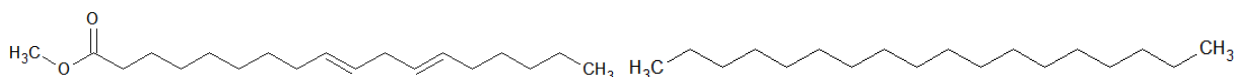


Figure 1.16 : Ester méthylique d'acide linoléique (à gauche) et acide linoléique hydrotraité (à droite)

Cependant, ces molécules ne sont pas disponibles en abondance naturellement. Les organismes stockent le plus souvent leurs acides gras sous forme de triglycérides, ou triesters de glycérol ou triacylglycérols. Ces derniers doivent donc subir une transformation : la transestérification pour produire des monoesters d'acide gras ou l'hydrotraitement pour produire des acides gras hydrotraités, aussi appelé biogazole de synthèse.

Pour la transestérification, dont le schéma réactionnel est présenté figure 1.17, deux voies de catalyse sont envisagées (Ma, Hanna, 1999 ; Ballerini, 2006) :

- Catalyse homogène : catalyse basique avec du méthanolate de sodium à une température comprise entre 45 et 85°C et une pression inférieure à 2,5 bar, généralement à pression ambiante. La glycérine obtenue (mélange de glycérol et d'eau) contient 20 % d'eau et des sels solubles.

- Catalyse hétérogène : catalyse par un aluminat de zinc qui possède une énergie d'activation élevée, ce qui impose des conditions opératoires élevées ($180^{\circ}\text{C} < T < 220^{\circ}\text{C}$ et $40 \text{ bar} < P < 60 \text{ bar}$). La glycérine obtenue est pure à 98 % et ne contient pas de sels solubles.

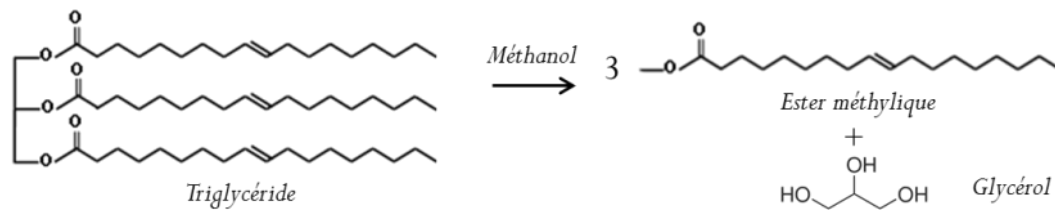


Figure 1.17 : Schéma réactionnel de la transestérification

En amont de l'étape de transestérification, les huiles végétales brutes doivent être débarrassées de leurs impuretés. Cette étape de raffinage se fait en quatre phases. La première partie de la réaction consiste à faire précipiter les phospholipides en présence d'acide sulfurique à $70 - 80^{\circ}\text{C}$, c'est l'étape de démulcination. La seconde consiste à saponifier préalablement les acides gras libres pour éviter qu'ils ne le fassent lors de la transestérification, c'est l'étape de neutralisation. Elle se déroule entre 80 et 90°C en milieu basique. Enfin, deux étapes de séparation, centrifugation suivie d'un lavage à l'eau, permettent d'éliminer les mucilages, les savons et les dernières impuretés (Ballerini, 2006 ; Benoist, 2009). L'ensemble de la chaîne des procédés est présentée sur la figure 1.18.

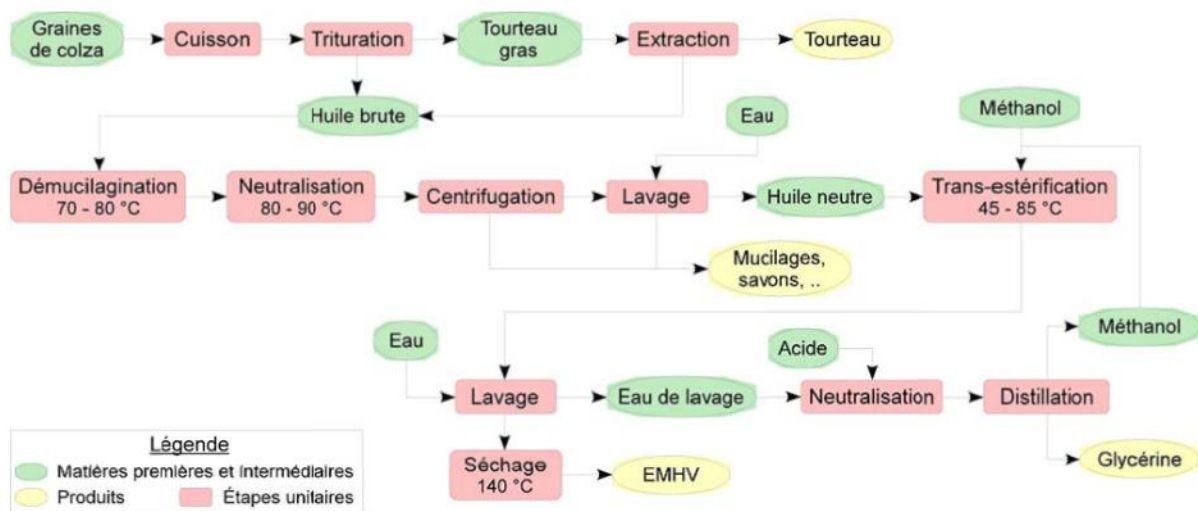


Figure 1.18 : Schéma des procédés de production d'EMHV à partir de graines de colza (Benoist, 2009)

Le rendement massique de conversion des triglycérides contenus dans l'huile neutre en EMHV est de 0,985. Le rendement massique de l'étape de raffinage amont dépend des caractéristiques des huiles brutes : résidu de carbone, teneur en cendres et en soufre, teneur en phosphore et indice de saponification. On retient généralement un rendement massique EMHV/huile brute de 0,974, ce qui correspond à un rendement énergétique de 98 % (Ballerini, 2006 ; Raes et al., 2013)

	η_{agro} (t/ha) ⁴	Teneur huile (% masse)	η_{EMHV} (t/ha)	$\eta_{\text{énergie}}$ (tep/ha)
Colza	2,7 – 3,8	42	1,1 – 1,6	1,0 – 1,4
Tournesol	2,2 – 2,5	44	0,9 – 1,1	0,8 – 1,0
Soja	2,5 – 3,9	18	0,4 – 0,7	0,4 – 0,6
Palme ⁵	3 – 6		2,9 – 5,8	2,6 – 5,2

Tableau 1.3 : Rendements agricoles et rendements associés de production de biogazole (Ballerini, 2006)

Le fournisseur de technologies Axens, société du groupe IFP Energies Nouvelles, possède dans son portefeuille de licences chacune des deux voies de transestérification, appelées Esterfip™ et Esterfip-H™ respectivement pour la catalyse homogène et hétérogène.

Les plus grosses unités françaises de transestérification ont des capacités de production de 250 000 t/an, soit 223 ktep/an. La majorité des unités ayant reçu un agrément sont détenues par Diester Industries, filiale de Avril, l'entreprise industrielle et financière de la filière des oléagineux et protéagineux. D'autres grands groupes agroalimentaires (ADM, Cargill, Centre Ouest Céréales) se sont positionnés, ainsi que des groupes valorisant huiles usagées et graisses animales (Ecomotion et Intermarché, Veolia). Elles sont situées en France principalement, mais aussi en Allemagne, en Italie et en Belgique.

La plupart des producteurs d'esters d'huiles végétales et de graisses animales à usage énergétique sont regroupés au sein d'Esterifrance, le syndicat français des estérificateurs, qui a pour mission d'informer et de défendre les intérêts des producteurs d'esters d'huiles végétales et de graisses animales à usage énergétique. Au niveau européen, il s'agit de l'European Biodiesel Board.

Encadré 1.1 : Pourquoi ne pas utiliser directement des huiles végétales pures (HVP) ?

La combustion d'huile végétale pure permettrait de rester sur des circuits courts de valorisation, limitant ainsi la consommation d'énergie et les émissions de GES dues au transport. C'est d'ailleurs ce pour quoi militent un certain nombre d'associations environnementales, un syndicat agricole et plusieurs collectivités territoriales. Cette voie de valorisation est soutenue par l'Institut Français des Huiles Végétales Pures (IFHVP). (IFHVP, 2014)

Elles sont néanmoins plus polluantes que les EMHV. Bien qu'on ait constaté une diminution des émissions de NOx de 25 %, elles entraînent un doublement des émissions de CO, un quadruplement des émissions d'HC, un doublement des émissions de particules, +30 % à +330 % d'émissions d'aldéhydes et cétones (cancérigènes) et +20 % des hydrocarbures aromatiques polycycliques. Enfin, elles encrassent les moteurs diesel par création de dépôt, même lors d'une combustion indirecte. (Ballerini, 2006)

Le procédé d'hydrotraitement consiste à soumettre les triglycérides à une forte pression d'hydrogène à une température de l'ordre de 300°C en présence d'un catalyseur adapté. C'est un procédé qui se rapproche du procédé d'hydrodésulfuration, que l'on rencontre dans les raffineries. Ainsi, il peut être installé soit dans une unité dédiée (Procédé NExBTL de Neste Oil par exemple), soit en co-traitement dans une raffinerie (unité d'hydrodésulfuration Total à Donges par exemple). Sous les conditions citées, deux réactions peuvent se produire : une réaction de

⁴ Source : FAOSTAT

⁵ Rendement en huile, palme + palmiste, source : CIRAD

décarboxylation/décarbonylation et une réaction d'hydrogénation suivie d'une hydrogénolyse. (Huber et al., 2006, 2007). Elles sont présentées sur la figure 1.19.

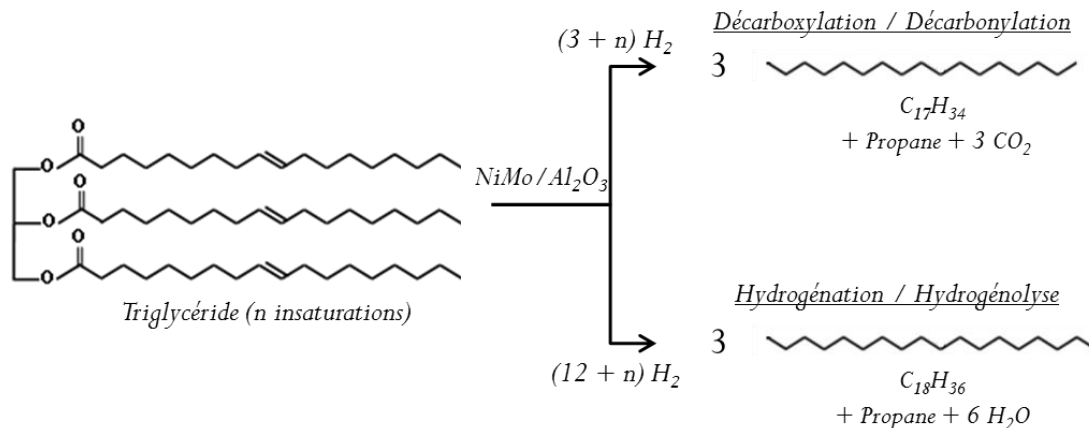


Figure 1.19 : Schéma réactionnel de l'hydrotraitement des triglycérides

Bien que la consommation d'hydrogène soit plus importante, on privilégiera la réaction d'hydrogénation/hydrogénolyse car elle ne produit pas de CO₂ et permet de garder les chaînes carbonées les plus longues possibles, et donc un contenu énergétique plus élevé. Le choix des catalyseurs et des conditions de pression et température permet d'orienter vers une réaction ou l'autre.

Au bilan, on obtient des paraffines linéaires, du propane, de l'eau ainsi que du monoxyde de carbone et du méthane, résultat des réactions parasites de *water gas shift* et de méthanation. Les acides gras hydrotraités présentent de très bons indices d'octane mais ils ont un point de trouble et une viscosité trop élevés. Pour obtenir une coupe gazole compatible avec les moteurs existants, une étape ultérieure d'hydroisomérisation est indispensable. Elle a pour but de ramifier les paraffines linéaires afin d'améliorer leur tenue à froid et les rendre compatibles avec les moteurs actuels (Daniel Ballerini, 2011). La force de ce procédé est qu'en ajustant les conditions opératoires de l'étape d'hydroisomérisation, il est tout à fait envisageable de produire une coupe carburacteur compatible avec la norme de carburacteur la plus répandue dans le monde (*jet A-1*).

Le rendement massique de conversion sur base huile neutre serait de 0,86 dans le cas idéal où seule la réaction d'hydrogénation/hydrogénolyse aurait lieu (Daniel Ballerini, 2011). Le rendement massique de l'étape d'hydroisomérisation est proche de 1. Le rendement énergétique de cette conversion idéale est alors de 98 %.

En 2012, le biogazole de synthèse comptait seulement pour 2 % de la consommation de biogazole française. Il est produit en co-raffinage dans les raffineries Total de Donge et de Provence, qui sont des unités de production agréées en France. Axens propose un procédé d'hydrotraitement, appelé Vegan™. L'acteur le plus important est Neste Oil, qui a développé sa propre technologie de production de NEXBTL™ et qui possède une capacité totale installée de près de 2 Mt/an. Son modèle d'affaires est de placer ses unités de grande taille, d'une capacité de 800 000 t/an dans des grands ports (Rotterdam et Singapour pour l'instant) pour en assurer l'approvisionnement. Enfin, UOP et ENI ont conjointement développé leur technologie Ecofining™ et projettent de construire une unité à Venise.

L'approvisionnement en huiles végétales du secteur s'est diversifié au cours du temps. D'après l'étude rétrospective sur les biocarburants coordonnée par l'ADEME, les huiles de colza auraient été les seules matières premières jusqu'en 2004. À partir de 2005, le soja et le tournesol sont utilisés et l'huile de palme apparaît en 2007. En 2009, le colza représentait 72 % des huiles utilisées pour la production de biogazole, le soja comptait pour 18 %, le palme 8 % et le tournesol 4 %. (In Numeri, 2012)

Selon cette même source, la surface française consacrée au biogazole était de 593 000 ha pour le colza, soit 3 % de la surface de sols cultivés (Agreste, 2014), et de 72 000 ha pour le tournesol en 2009.

Le développement des biocarburants a poussé toutes les parties prenantes, que ce soit les acteurs de la filière, les distributeurs de carburants ou les organisations non gouvernementales à se mobiliser pour défendre leurs intérêts.

Tout d'abord, les producteurs de biocarburants, ne sont pas forcément en compétition, ils coopèrent même pour rendre plus claires leurs visions et les bienfaits des biocarburants : publication conjointe d'un livre blanc sur les biocarburants intitulé « Une énergie renouvelable produite en France - Une valorisation pour l'agriculture française ». Néanmoins, leurs voix pourraient ne plus être accordées dans le cadre des discussions sur la disparition progressive du différentiel de taxe entre l'essence et le gazole, qui jouerait en faveur de l'éthanol et en défaveur du biogazole.

Il existe de plus une surcapacité en France (cf. figure 1.20) due en partie au maintien constant des taux d'incorporation depuis 2010 alors qu'ils devaient atteindre 10 %_{PCI} en 2015 d'après le plan de développement initial. Le secteur de l'éthanol s'adapte néanmoins plus facilement du fait de la diversité de ses débouchés. Le secteur du biogazole a aussi dû restructurer une partie de son outil productif, comme le montre la baisse de capacité entre 2011 et 2012. Ceci pousse aussi les producteurs français de biocarburants à lutter contre les importations.

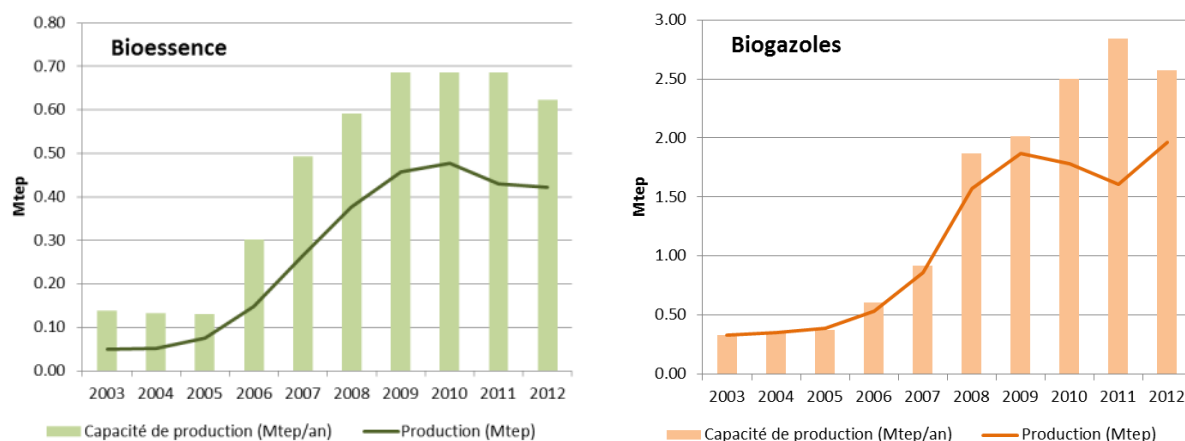


Figure 1.20 : Évolution des productions et des capacités de production de bioessences et de biogazoles en France (EUROSTAT, 2014)

Pour les agriculteurs opérant en grandes cultures, le développement des biocarburants a ouvert de nouveaux marchés et leurs fédérations plaident en leur faveur. Leurs arguments sont que les biocarburants sont des carburants durables et permettent de participer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, réduire la dépendance énergétique de la France et améliorer sa balance

commerciale, créer des emplois agricoles et industriels, diversifier les débouchés de l'agriculture et diminuer la dépendance française en protéine. (SNPAA et al., 2012)

Cette vision n'est pas soutenue par tous les agriculteurs, la confédération paysanne défend que les biocarburants représentent un surcoût inadmissible pour le consommateur de carburant et le contribuable et qu'ils sont de plus responsables d'une hausse du prix des denrées agricoles et d'un accaparement des terres dans les pays du Sud. Elle préconise l'autoconsommation d'huile végétale pure comme carburant. (Confédération paysanne, 2013)

Les biocarburants ont en outre connu une opposition de la part de l'industrie pétrolière, et du secteur du raffinage en particulier. En effet, l'incorporation quasi-obligatoire (sanction fiscale si le taux d'incorporation fixé n'est pas atteint) de biocarburants diminue la part de marché des carburants pétroliers. Les biocarburants viennent aussi se superposer aux enjeux structurels du raffinage. D'une part, une stabilisation du volume total de carburants consommés alors qu'il existe une surcapacité totale de raffinage en Europe. D'autre part, une diésélisation croissante du mix carburants alors que les volumes des différents produits raffinés sont fonction de la qualité du brut et des unités de traitement spécifiques, e.g. hydrocraqueur de distillats. Le secteur du raffinage français produit ainsi un excédent d'essences, dont les débouchés se réduisent avec l'accroissement de la consommation d'éthanol et de produits raffinés issu du pétrole non conventionnel en Amérique du Nord, et ne produit pas assez de gazole, qui donc être importé. En conséquence, l'incorporation d'éthanol tend à accroître ce surplus d'essence mais celle de biogazole permet de réduire les importations et donc de réduire le déficit de balance commerciale.

1.5 La filière biogaz

La figure 1.21 récapitule les différentes voies de valorisation des déchets agricoles, urbains et industriels pour produire du biogaz. Dans cette description de la filière biogaz, nous nous intéresserons uniquement aux unités de méthanisation. Nous décrivons les différents procédés, puis ses acteurs.

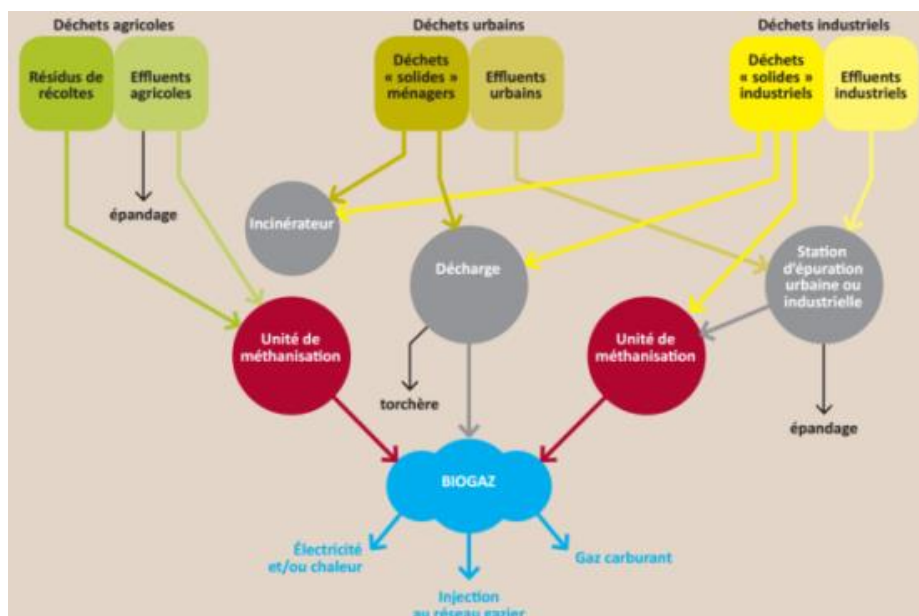


Figure 1.21 : Les filières de production de biogaz (Syndicat des énergies renouvelables, 2012)

Parmi les unités de méthanisation, on distingue plusieurs modèles d'exploitation :

- Les méthaniseurs agro-industriels (250 kW – 5 MW) ;
- Les méthaniseurs à la ferme (25 à 250 kW) ;
- Les méthaniseurs industriels (< 1 MW) ;
- Les méthaniseurs de collectivité (250 kW – 5 MW).

Le procédé de méthanisation est un processus biologique naturel d'oxydation de matière organique par des bactéries en milieu anaérobie. La dégradation progressive de la matière organique dégage du méthane et du dioxyde de carbone. La méthanisation permet de valoriser à la fois les co-produits agricoles (lisiers, fumiers, résidus de cultures, intercultures), les déchets d'agro-industrie (graisses usagées, issus de silos, rebuts de fabrication, boues, déchets d'abattoirs...) et de la restauration hors foyer, comme les produits périmés. Néanmoins, le digestat est destiné à être retourné aux terres agricoles, il faut donc éviter les déchets contenant des substances toxiques (plastiques, métaux lourds, antibiotiques, chaux...) (ADEME, 2009). Deux paramètres permettent d'identifier les procédés :

- La teneur en matière sèche : voie sèche ou humide ;
- La température : régime mésophile ($T \approx 35^\circ\text{C}$) ou thermophile ($55 < T < 70^\circ\text{C}$).

La voie humide est majoritairement retenue du fait de la nature des effluents, et pour des raisons de stabilité et de meilleure gestion de la saisonnalité de la faune. Pour la méthanisation thermophile, les microorganismes utilisés possèdent une vitesse de croissance supérieure, ce qui permet de réduire les temps de séjour en digesteur. La digestion thermophile améliore la fluidité des lipides (graisses) et semble améliorer le rendement de digestion de la biomasse. Cependant, elle est également réputée plus fragile. Le choix du mode de température dépend du degré d'hygiénisation requis. Celui-ci est lié au couple temps de séjour - température. La digestion thermophile est considérée comme un traitement hygiénisant du point de vue des germes pathogènes, tandis que la digestion mésophile doit être précédée par une étape de pasteurisation, ou suivie par une étape de compostage.

En outre, la majorité des digesteurs d'effluents industriels et de boues d'épuration dans le monde sont des réacteurs à alimentation continue, ils peuvent être classés selon leur type de cultures :

- Les digesteurs à cultures libres ou infiniment mélangée ;
- Les digesteurs à cultures fixées ;
- Les digesteurs à boues granulaires.

Là encore, le choix est spécifique au projet de méthanisation, selon le type d'intrants, de la saisonnalité d'approvisionnement et la voie de valorisation.

La filière biogaz mobilise de nombreux acteurs : exploitants, fournisseurs d'équipements, entreprises de collecte et de récolte d'intrants, agriculteurs ou groupement d'agriculteurs (organisés en GAEC), bureaux d'études, etc. Une association d'exploitants appelée Association Agriculteurs Méthaniseurs de France a vu le jour en 2010 pour défendre leurs intérêts. Les développeurs de projet biogaz, tel que Verdesis (filiale d'EDF Energies Nouvelles) ou Fertigaz proposent souvent un soutien financier, indispensable pour le montage de petits projets.

En 2013, l'ADEME a dressé un premier bilan des projets biogaz par cogénération depuis la mise en place des conditions d'achat de l'électricité ex-biogaz stipulées dans l'arrêté du 19 mai 2011. La puissance électrique installée est passée de 61 à 148 MW entre 2011 et mi-2013. La majorité des unités (140 sur 242) sont des unités de méthanisation « à la ferme ». Elles sont de petite taille et ne produisent que 18,5 % de l'énergie primaire de l'ensemble des installations biogaz, et 21 % de l'électricité. Le mode de digestion retenu est majoritairement (84 %) la voie liquide infiniment mélangée. La voie sèche ne compte que pour 9 % des installations. Les projets centralisés (collectifs agricoles ou collectivités territoriales) comptent pour 27 unités et produisent plus de 22 % de l'énergie électrique avec 35 MWe installés. (Thual, 2013)

L'injection de biométhane suscite aussi un engouement du fait d'un tarif d'achat avantageux. Initiée par le projet de valorisation des déchets de Lille Métropole en juin 2011 et autorisée depuis novembre 2011, l'injection de biométhane sur les réseaux de transport et de distribution du gaz naturel concernait une vingtaine d'unités en 2014. Mais ce nombre pourrait fortement croître dans les années à venir puisque le montage d'un tel projet est de l'ordre de quatre ans. (ADEME, GrDF, 2014)

2. Les systèmes techniques de demain

Les filières présentées au paragraphe précédent ont plusieurs points communs : une feuille de route comportant des objectifs très ambitieux jusqu'en 2020, leur développement est tributaire de mécanismes incitatifs et elles rencontrent des enjeux d'approvisionnement importants. Leur essor récent a de plus soulevé de nouvelles controverses, que nous tâcherons d'exposer dans un premier temps. Les systèmes techniques susceptibles d'émerger dans ce nouveau contexte sont ensuite présentés. Nous commençons par le secteur de la chaleur et de l'électricité, puis présenterons les futurs systèmes techniques des biocarburants liquides et terminerons par les biocarburants gazeux. Pour chacun de ces secteurs, nous essaierons de présenter comment ils s'affranchissent des points de controverse. Les biocarburants liquides auront une place importante dans ce paragraphe car c'est la filière qui est la plus remise en question, qui présente des perspectives d'innovations technologiques importantes et qui préoccupe principalement Avril, le partenaire industriel de cette thèse.

2.1 Les points de controverse actuels

Des questions, parfois éludées auparavant par les décideurs, ont (ré)émergé avec le développement récent des bioénergies. Elles concernent l'emprise sur les sols en France et à l'étranger d'un accroissement de la production de biomasse, la concurrence avec les usages existants, alimentaires notamment, et les véritables bénéfices sociétaux – en termes de création d'emplois, de gain sur la balance commerciale, de performance environnementale (émissions de GES, consommation d'énergie non renouvelable, etc.).

Le développement de la consommation de bois-énergie soulève des réserves économiques, sociales et environnementales. D'une part, il exerce une pression sur le prix du bois, dont une augmentation pourrait menacer l'industrie des panneaux notamment. En 2010, l'Union des industries du bois et l'Union des Industries des Panneaux de Process avaient d'ailleurs alerté sur les difficultés d'approvisionnement et la hausse importante des prix (Actu-Environnement, 2010). D'autre part, le développement à grande échelle du bois-énergie nécessite le transport de la biomasse sur de longues distances, ce qui dégrade son bilan carbone, entraîne l'accaparement de terres à l'étranger

pour assurer l’approvisionnement et menacerait le caractère renouvelable de la ressource (Bictin, 2014).

La mise en place de critères de durabilité de la biomasse solide et gazeuse est demandée par plusieurs groupes d’acteurs européens : producteurs d’électricité, acteurs des bioénergies, notamment les producteurs de biocarburants pour des raisons d’équité entre les deux filières et plusieurs ONG de défense de l’environnement (Bioénergie promotion, 2013). La Commission européenne a publié des recommandations sur la base d’une analyse d’impact où plusieurs scénarios dans lesquels différentes voies de production de biomasse (intensification en foresterie, critères de respect de la biodiversité et de l’utilisation des terres, etc.), de réduction des émissions de GES (indication de la performance, exigences minimales, etc.), et de conversion (bonus si rendement élevé, interdiction des technologies inefficaces, etc.). Sur la base de ces éléments d’analyse, le rapport conclut qu’il n’est à ce stade pas nécessaire d’établir un régime européen contraignant et harmonisé dans ce domaine et que les mesures existantes sont suffisantes pour garantir que la biomasse solide et gazeuse consommée au niveau de l’UE dans le secteur de l’électricité, du chauffage et du refroidissement est durable. Cependant, dans son rapport, la Commission formule des recommandations en matière de durabilité et incite vivement les États membres à les prendre en compte, afin d’assurer une certaine cohérence des régimes nationaux de durabilité existants ou à venir. Elles sont principalement basées sur le régime de durabilité inclus dans la Directive 2009/28/EC pour les biocarburants. (Commission Européenne, 2010)

Comme nous l’avons mentionné dans la description de la filière biocarburant, les biocarburants doivent respecter des critères de durabilité, en particulier concernant leurs bilans d’émissions de gaz à effet serre. Le niveau d’exigences défini dans la directive va être de plus en plus élevé. Les producteurs de biocarburants devront donc encore améliorer les moyens de production actuels, mais aussi les performances de la production des matières premières. La figure 1.22 illustre ces exigences pour les biocarburants incorporés en France. Avec les valeurs types d’émissions de GES retenues par la directive 2009/28/CE, seul l’éthanol de betterave remplirait l’exigence de 60 % de réduction des émissions par rapport aux carburants fossiles, qui doit être mis en place au 1^{er} janvier 2018 pour les unités industrielles ayant démarré au 1^{er} janvier 2017. (European Commission, 2009)

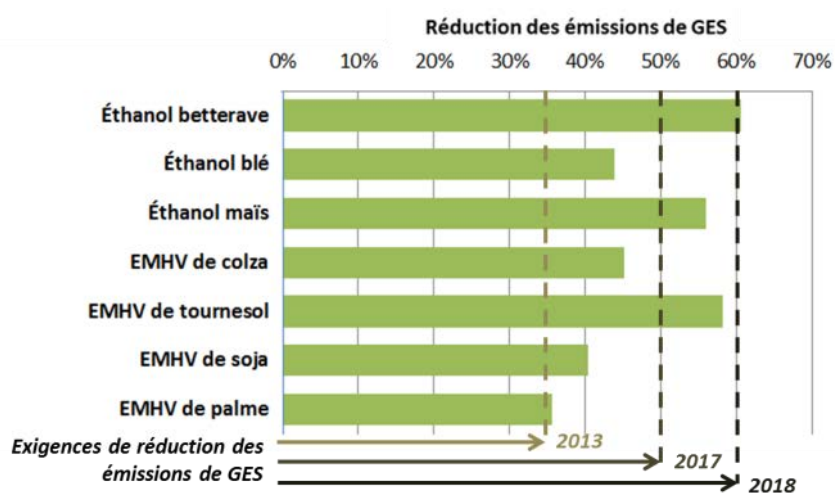


Figure 1.22 : Réduction des émissions de GES, par rapport au carburant fossile, des principales voies de production de biocarburants et exigences réglementaires (European Commission, 2009)

En plus de cela, les débats ont été particulièrement nourris au niveau européen concernant les bénéfices des biocarburants de première génération durant les trois dernières années et le cadre réglementaire devrait évoluer en 2015. Ils sont complexes car ils mêlent concurrence des usages alimentaires, commerce international et bilan environnemental. Nous décrivons brièvement les causes du débat et le déroulé des décisions législatives. Une attention particulière sera portée sur la proposition de directive de 2012 car elle a servi de base pour de nombreux scénarios de cette thèse.

L'accroissement de la demande en commodités agricoles a exercé une tension sur leurs prix, qui ont déstabilisé le marché alimentaire mondial. Les biocarburants ont par exemple été tenus en partie responsables de la crise alimentaire de 2008 qui a particulièrement touché le Mexique et les pays d'Afrique subsaharienne. Ce même mécanisme d'accroissement de la demande et donc de hausse de prix a aussi entraîné la conversion de terres riches en carbone (forêt) en prairies ou en terres cultivées. Ce phénomène, appelé Changement d'Affectation des Sols Indirect (CASI), n'est pas pris en compte dans les analyses de cycle de vie attributives, qui ont servi de base pour donner les valeurs d'émissions des procédés dans la directive 2009/28/CE. En effet, seules les conversions directes de terres en cultures énergétiques sont considérées dans leurs calculs. Or, le CASI pourrait alourdir fortement le bilan des émissions des biocarburants (Searchinger et al., 2008).

En octobre 2012, la proposition de directive COM 595 envisage que « la part 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 ». Le choix du plafond d'incorporation résulte de la réflexion sur les outils législatifs pour prendre en compte le changement d'affectation indirect des sols (Vessia, 2012). Le résultat de l'étude menée par l'IFPRI (Laborde, 2011) montre que cette dernière option est un bon compromis pour respecter les investissements déjà effectués dans le secteur des biocarburants tout en réduisant les impacts potentiels du CASI.

Autre mesure prise dans cette proposition, la contribution comptable aux objectifs d'incorporation des biocarburants avancés est aussi modifiée selon le type de matière première utilisée. Le tableau 1.4 récapitule cette nouvelle classification. (Commission Européenne, 2012)

Matières premières dont la contribution à l'objectif est <u>quatre</u> fois leur contenu énergétique	Matières premières dont la contribution à l'objectif est <u>deux</u> 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 lignocellulosiques (hors grumes de sciage et placage)
Coques, balles et râpes	

Tableau 1.4 : Comptage multiple préconisé par la nouvelle proposition de directive (Commission Européenne, 2012)

Enfin, les exigences de réduction des émissions de GES seraient anticipées par rapport à ce que préconisait la directive RED : objectif de 60 % pour les installations entrant en service après le 1^{er} juillet 2014, et pour les installations en service avant le 1^{er} juillet 2014, réduction de 35 % jusqu'au 31 décembre 2017 et 50 % à compter du 1^{er} janvier 2018. Des facteurs CASI, dégradant les bilans GES de l'éthanol de première génération et condamnant les esters méthyliques d'huiles végétales conventionnelles, ont aussi été proposés.

Puis, en septembre 2013, les députés européens votèrent à une courte majorité un plafond d'incorporation de 6 % de biocarburants de première génération dans la consommation d'énergie finale dans les transports en 2020 et un objectif d'incorporation de 2,5 % de biocarburants avancés. Ils décidèrent que les biocarburants produits à partir d'huiles usagées et de graisses animales compteraient double. Enfin, le facteur CASI devrait être inclus dans la méthodologie de la directive sur la qualité des carburants (FQD) en 2020.

Mais le 17 octobre 2013, moins des deux tiers des membres de la commission Environnement du parlement européen ont voté en faveur de cette proposition de loi, qui n'a donc pas été adoptée. En juin 2014, le conseil de l'énergie européen a trouvé un consensus pour une nouvelle mouture de la proposition de directive modifiant les directives 2009/28/CE et 2009/96/CE, bien plus favorable aux acteurs de la première génération. Le plafond d'incorporation des biocarburants conventionnels serait fixé à 7 % alors que l'objectif pour les biocarburants avancés serait de 0,5 %. Le comptage quadruple serait abandonné mais les biocarburants avancés bénéficieraient d'incitations supplémentaires. Le CASI est indiqué en annexe du projet de loi et fait l'objet d'un suivi, une clause est prévue pour inclure des facteurs CASI « ajustés » dans les critères de soutenabilité. Enfin, l'électricité renouvelable consommée par les trains compterait 2,5 fois et l'électricité renouvelable consommée pour la mobilité ou pour la production de carburants compterait cinq fois aux objectifs pour les transports.

Le dernier point controversé que nous présentons ici est le commerce international de biocarburants, qui se heurte en particulier aux arguments d'indépendance énergétique et de dynamisation des filières des pays consommateurs.

D'une façon générale, les échanges internationaux sont régis par l'accord de l'Organisation Mondiale du Commerce (OMC) sur les obstacles techniques au commerce : les normes ou standards ne doivent pas servir de prétexte à des mesures de protectionnisme cachées. De plus, les subventions à la production (comme c'est le cas pour les biocarburants) sont encadrées et contrôlées pour empêcher les distorsions de concurrence. Les cas particuliers sont cependant nombreux, qu'ils soient liés à des accords bipartites ou régionaux particuliers, ou à la nature des commodités échangées, les produits agricoles bénéficient de dérogations. (Cour des comptes, 2012)

La question de la nature des biocarburants se pose alors. Considérer les biocarburants comme des produits agricoles est donc en faveur des producteurs européens mais défavorise les pays exportateurs, comme le Brésil, l'Argentine, l'Indonésie ou la Malaisie. (Cour des comptes, 2012)

Des litiges sur les biocarburants entrant sur le marché européen ont eu lieu ces dernières années. Ce fut le cas avec les biocarburants américains, subventionnés à la production, qui étaient exportés depuis le Canada, l'Inde ou la Norvège pour contourner les mesures anti-dumping européennes à l'encontre de ceux-ci. Plus récemment, l'Indonésie et l'Argentine ont mis en place des taxes à l'exportation sur les matières premières du biogazole (sur l'huile de palme, et sur les graines et l'huile de soja respectivement) pour que l'étape de transformation se fasse dans leur pays. En réponse, l'Union Européenne a pris des mesures anti-dumping (hausse de la taxe à l'importation) à l'encontre des importations de biogazole en provenance de ces deux pays. (Biofuelstp.eu, 2014)

Enfin, avec le cycle de négociations OMC de Doha, les subventions à la production pourraient être réduites de 70 % à 80 % du montant actuel, ce qui contraindrait fortement les mesures américaines et européennes en faveur des biocarburants. Un autre volet intitulé commerce/environnement

propose la réduction ou l'élimination des barrières tarifaires aux échanges de biens et services environnementaux. Le Brésil a très tôt souhaité inscrire les biocarburants dans ce type de biens, ce que l'UE et les États-Unis ont pour l'instant refusé.

Les futurs systèmes techniques qui se développeront devraient permettre de s'affranchir des points de controverse mentionnés. Or, il est probable que les filières ne soient plus aussi cloisonnées qu'elles le sont actuellement, i.e. bois énergie pour la production de chaleur et d'électricité, ressources agricoles pour la production de biocarburants et effluents agricoles et des industries agroalimentaires pour le biogaz. Nous présenterons donc ces nouveaux systèmes techniques, par type de vecteur énergétique produit. Nous les décrirons dans le détail car ils présentent des caractéristiques singulières, qui leurs procurent des avantages mais aussi des inconvénients.

2.2 Systèmes de conversion en chaleur et en électricité

La figure 1.23 récapitule le stade de développement des différentes options envisagées pour la production de chaleur et d'électricité.

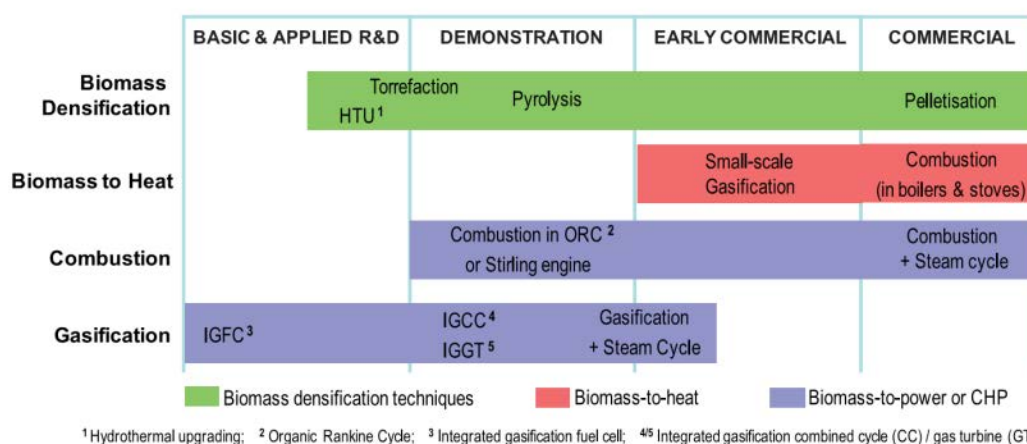


Figure 1.23 : Maturité des technologies de production de chaleur et d'électricité (IEA Bioenergy, 2009)

Les enjeux généraux sont d'améliorer les rendements, diminuer les émissions de polluants, particules fines en particulier, et valoriser au mieux le contenu énergétique de la biomasse, notamment pour la production d'électricité. Les installations actuelles ont des efficacités électriques de 16 % à 25 % pour des efficacités totales de 70 % à 85 % (Lako, Simbolotti, 2010 ; Ahrenfeldt et al., 2013).

Le développement de la gazéification de biomasse présente aussi un fort enjeu, puisqu'elle permet d'atteindre des conditions de température et de pression propices à de bons rendements. Ainsi, une BIGCC (cycle combiné à gazéification intégrée de biomasse) pourrait avoir une efficacité de cogénération de 90 % et une efficacité électrique supérieure à 40 % (Ahrenfeldt et al., 2013). L'avantage de cette technologie est que le débouché chaleur a une place moins importante dans la rentabilité de l'installation, or beaucoup de projets CRE n'ont pas vu le jour du fait de la perte de leur débouché chaleur.

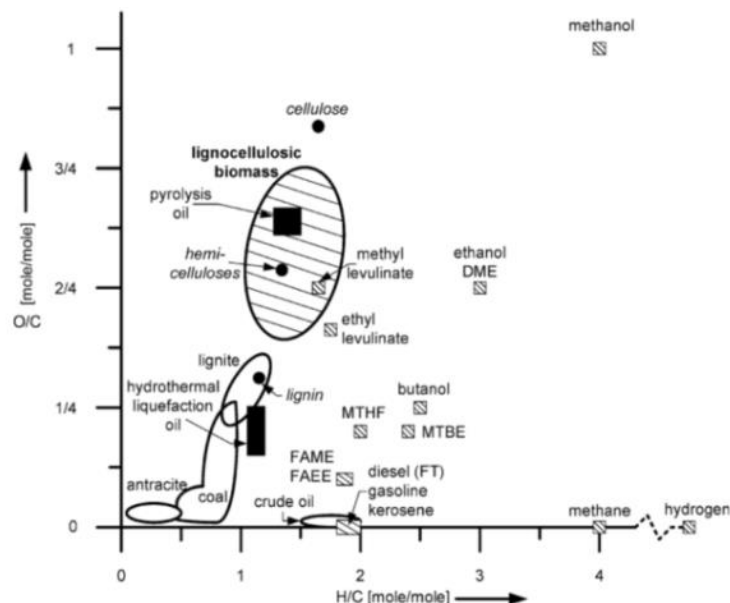
La densification de la biomasse est aussi présentée car elle est souvent indispensable pour la rentabilité économique des projets, du fait des capacités énergétiques massique et volumique relativement faibles de la ressource brute, et donc des rayons d'approvisionnement importants pour les unités de grande taille, qui sont celles qui présentent les meilleurs rendements.

Le principal point de controverse de la production de chaleur et d'électricité est la tension qu'elle crée sur la ressource lignocellulosique. L'amélioration des rendements doit permettre de mobiliser moins de biomasse par unité d'énergie produite. Mais ce gain fait appel à des technologies de plus en plus coûteuses comme la gazéification. Pour cette technologie, seules des unités de grande taille, bénéficiant d'économies d'échelle, seront rentables économiquement.

La question de l'approvisionnement de la biomasse se pose alors directement – prélèvement important localement, de grands rayons d'approvisionnement, importation de biomasse. Ces éléments tendent à éloigner ce système des exigences de performance environnementale, d'indépendance énergétique et de création d'emplois locaux et à diminuer ainsi l'acceptation sociale. Un inconvénient pourrait donc être remplacé par un autre.

2.3 Systèmes de conversion en biocarburants liquides

Comme nous l'avons mentionné précédemment, la biomasse est la seule ressource renouvelable à partir de laquelle on peut produire des biocarburants liquides présentant des propriétés proches des carburants liquides conventionnels. Cependant, la biomasse contient beaucoup plus d'oxygène et le diagramme de Van Krevelen figure 1.24 illustre les modifications qu'il est nécessaire de réaliser pour rapprocher sa composition de celle des combustibles fossiles (*gasoline*, *kerosene* et *diesel* sur le diagramme) : élimination d'une partie de l'oxygène et augmentation du ratio H/C. L'élimination d'oxygène est en particulier indispensable pour rendre les biocarburants miscibles avec les carburants conventionnels et atteindre des capacités énergétiques massique et volumique suffisamment élevées pour une combustion correcte dans les moteurs thermiques existants. En garder permet néanmoins d'améliorer certaines propriétés de combustion, notamment réduire les émissions des produits d'oxydation partielle, comme nous le mentionnions pour l'éthanol et les esters méthyliques d'acides gras.



FAM(E) : Fatty Acid Methyl (Ethyl) Ester / MTHF : Methyl-Tetrahydrofuran / MTBE : Methyl-Tert-Butyl Ether / DME : DiMethyl Ether

Figure 1.24 : Diagramme de Van Krevelen de divers combustibles fossiles et biosourcés (Kersten et al., 2007)

Une première option pour répondre aux nouvelles exigences est de valoriser des ressources qui ne rentrent pas en compétition directe avec l'alimentation humaine. C'est le cas de la **biomasse lignocellulosique**. Il s'agit des racines, du tronc, des branches, des rameaux, des tiges et des feuilles des plantes. Il est néanmoins nécessaire d'opter pour des procédés plus vertueux et au potentiel de développement. Avant de présenter les procédés nous présenterons succinctement la nature de ce type de biomasse.

La biomasse lignocellulosique est composée d'une matrice réticulée de trois polymères : la cellulose, l'hémicellulose et la lignine.

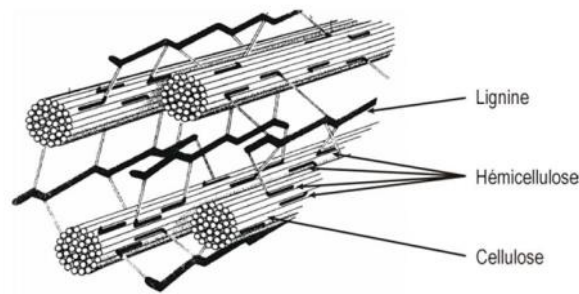


Figure 1.25 : Composition et structure de la biomasse lignocellulosique (Gnansounou, Dauriat, 2010)

La cellulose est une chaîne linéaire de D-glucose, qui compose aussi l'amidon, de formule brute $(C_6H_{10}O_5)_n$. On la trouve majoritairement sous forme cristalline, du fait de sa structure linéaire et sa faculté à établir des liaisons hydrogène.

L'hémicellulose est un polysaccharide ramifié, qui peut être constitué de cinq sucres différents (C_5 et C_6), dont les deux majoritaires sont le xylose et le glucose. Pour les feuillus, le monomère le plus abondant est le xylane. Pour les résineux, il s'agit du glucomannane. L'hémicellulose est en phase amorphe du fait de nombreuses ramifications. Son hydrolyse en sucres simples est plus aisée que celle de la cellulose.

La lignine constitue le squelette des plantes et des arbres, il s'agit d'un polymère hydrophobe, de constitution complexe, difficile à valoriser. C'est principalement la lignine qui donne sa structure rigide à la plante.

On distingue généralement deux grandes voies de valorisation de la biomasse lignocellulosique : les voies thermochimiques et les voies biochimiques

2.3.1 Les voies thermochimiques

Lorsqu'on soumet la matrice lignocellulosique à des températures et/ou pressions élevées, on obtient trois phases – solide, liquide et gazeuse – dans des proportions qui varient avec le traitement thermique. Les procédés de **pyrolyse rapide** et de **liquéfaction hydrothermale** cherchent à maximiser l'obtention de phase liquide et le procédé de **gazéification** permet de maximiser la phase gazeuse. Ces trois étapes sont actuellement envisagées comme première brique technologique pour la production de biocarburants liquides, comme le montre la figure 1.26. L'étape d'hydrolyse permet de se ramener à la chimie des sucres simples, qui sont valorisés par voie biochimique, comme nous le verrons dans le paragraphe suivant.

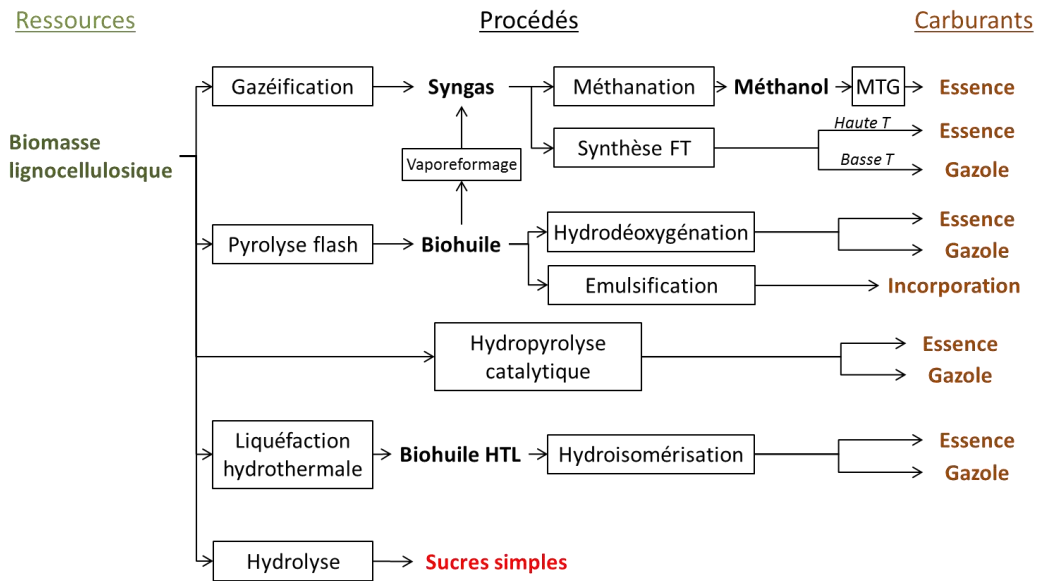


Figure 1.26 : Voies de valorisation de la biomasse lignocellulosique

Pyrolyse rapide et upgrading

La pyrolyse rapide – ou pyrolyse flash – est une décomposition thermique anaérobie (absence d’oxygène) qui s’effectue à une température de l’ordre de 500°C. Pour maximiser l’obtention de vapeurs condensables, la vitesse de chauffe doit être extrêmement rapide (supérieure à 500°C/min) et les temps de résidence inférieurs à deux secondes pour minimiser les réactions secondaires. Au préalable, la biomasse doit être séchée de façon à ce que son taux d’humidité soit inférieur à 10 % et doit être finement broyée ($\Phi \leq 3 \text{ mm}$). Les vapeurs condensables sont ensuite séparées des fines particules solides entraînées en tête de réacteur, au sein d’un cyclone, puis refroidies dans un condenseur. Les fines gouttelettes encore en suspension sont récupérées à l’aide d’un précipitateur électrostatique. On obtient alors jusqu’à 75 % en masse d’huile de pyrolyse ou biohuile, environ 15 % de *biochar* (phase solide) et environ 10 % de gaz (Bridgwater et al., 1999 ; Wright et al., 2010).

De nombreux types de réacteur ont été étudiés pour la pyrolyse de la biomasse : lits fluidisés bouillonnant ou circulant, réacteur ablatif, grille mobile sous vide, vis et cône rotatif (Bridgwater, Peacocke, 2000).

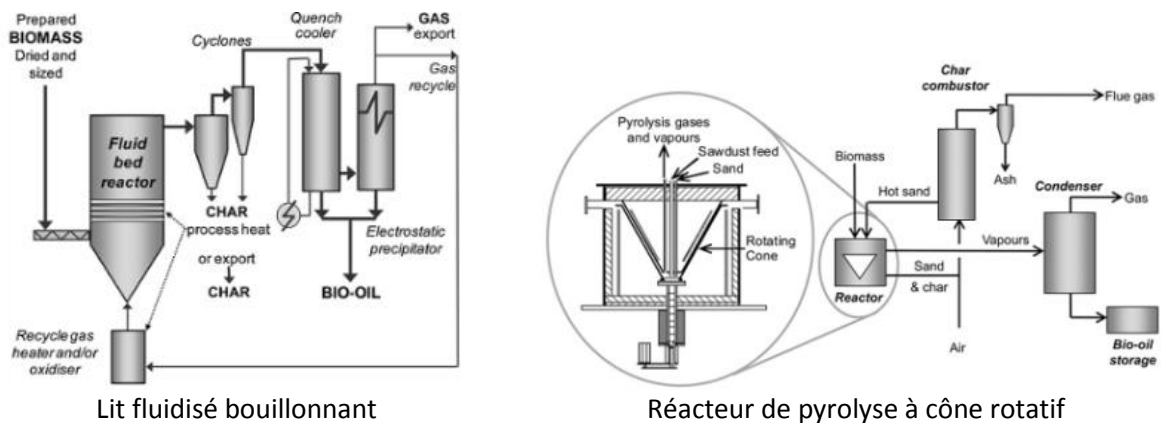


Figure 1.27 : Schéma opérationnel de deux réacteurs de pyrolyse rapide (Bridgwater, 2012)

L'huile de pyrolyse obtenue est de couleur brune, d'un aspect proche de l'asphalte de pétrole brut. C'est un mélange complexe d'hydrocarbures oxygénés, d'eau provenant de l'humidité propre à la biomasse et d'eau produite lors de la réaction. Sa composition dépend grandement de la biomasse initiale. Elle n'est pas utilisable telle quelle dans un moteur thermique conventionnel. En effet, elle est instable thermiquement, corrosive (rendant difficile son transport), son pouvoir calorifique est 60 % inférieur à celui d'un carburant conventionnel et sa densité 50 % plus élevée. Il est donc nécessaire de l'*upgrader* pour en faire un carburant compatible. (Czernik, Bridgwater, 2004)

La voie privilégiée d'*upgrading* est l'hydrotraitement qui consiste à retirer l'oxygène en le faisant réagir avec de l'hydrogène pour former de l'eau. Le procédé se fait à température modérée (jusqu'à 400°C) et sous forte pression de H₂ (jusqu'à 200 bar). Le produit obtenu est très proche du naphta. L'efficacité de ce procédé est de 25 % en masse et 55 % en énergie. Auparavant, les catalyseurs utilisés étaient ceux de l'hydrodésulfuration (CoMo ou NiMo sulfurés sur support d'aluminosilicate). Les recherches se portent maintenant sur des catalyseurs à base de ruthénium ou de carbone. Néanmoins, une importante quantité d'hydrogène est requise. L'une des options technologiques à l'étude est de gazéifier une partie de la biomasse, mais cela grève le rendement massique – qui est alors de l'ordre de 15 %. De plus, outre les hautes pressions nécessaires à l'opération, la pollution des catalyseurs par dépôt de carbone (cokéfaction) reste un problème (Huber et al., 2006 ; Bridgwater, 2012).

La pyrolyse catalytique intégrée est aussi en cours de développement. Elle consiste à hydrotraiter directement les vapeurs condensables, avant l'étape de condensation. L'intégration impose que les étapes de pyrolyse et de catalyse se déroulent à la même température, ce qui nécessite un catalyseur suffisamment robuste pour résister aux contraintes mécaniques et thermiques.

Des start-ups américaines se sont positionnées sur la pyrolyse rapide. Par exemple, Anellotech, spin-off de l'Université du Massachussets Amhurst, produit à l'échelle pilote des composés qui rentrent dans la composition des essences, essentiellement des aromatiques. KiOR (*joint venture* entre BIOeCON et Khosla Ventures) tente d'adapter le procédé de craquage catalytique fluide (FCC) – utilisé dans les raffineries pour convertir les distillats en essence – aux charges biomasse, mais est confronté à des réactions secondaires de craquage des vapeurs condensables. La société a d'ailleurs récemment été placée en redressement judiciaire (Biofuels Digest, 2014).

Gazéification et synthèse Fischer-Tropsch

La gazéification est un traitement thermique et catalytique encore plus poussé que la pyrolyse qui consiste à maximiser l'obtention de gaz de synthèse (ou syngas), mélange de H₂, CO, CH₄, CO₂ et H₂O. Contrairement à la pyrolyse, la réaction se fait sous atmosphère à teneur contrôlée d'oxygène et de vapeur d'eau. Elle se déroule à des températures variant de 600°C à 1300°C avec des temps de résidence de l'ordre de la dizaine de secondes. La température joue un rôle sur la proportion des constituants du syngas : une basse température conduira à la production d'eau, de carbone, de méthane et de dioxyde de carbone alors qu'une haute température va favoriser la production de monoxyde de carbone et d'hydrogène (Brown, Stevens, 2011, p. 3).

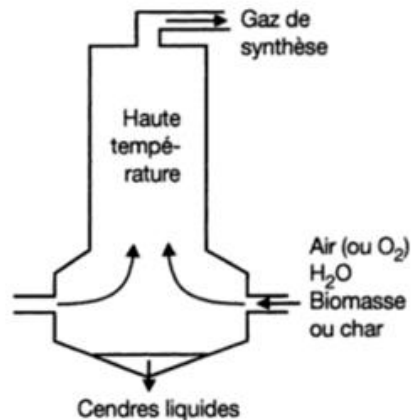


Figure 1.28 : Schéma réacteur à flux entraîné (Ballerini, 2006)

La synthèse Fischer-Tropsch est une réaction fortement exothermique qui se déroule entre 200°C et 400°C et à une pression de l'ordre de 40 bars, catalysée par du fer ou du cobalt. Elle permet de produire des alcanes à partir du syngas selon la réaction $(2n + 1)H_2 + nCO \rightarrow C_nH_{2n+2} + H_2O$. Une étape d'hydroisomérisation, qui a pour but de craquer les longues chaînes paraffiniques et de les isomériser, permet d'ajuster la composition du carburant de synthèse aux spécifications des carburants conventionnels (Ballerini, 2006).

Préalablement, le conditionnement du syngas est nécessaire pour retirer les contaminants du catalyseur. Il consiste en une étape de lavage à l'eau qui permet de condenser les goudrons et d'éliminer l'ammoniac et les chlorures. L'élimination des goudrons, leur conversion ou leur destruction est un challenge technique majeur à surmonter pour le déploiement à grande échelle de cette technologie. Puis le CO_2 et le H_2S restant sont éliminés dans un système de gaz froid nettoyant à base de mono-éthanolamine. Une étape de *water gas shift* est réalisée pour augmenter la quantité de H_2 et amener le ratio H_2/CO dans les proportions stœchiométriques (Ballerini, 2006).

Pour minimiser les pertes thermiques et bénéficier d'économies d'échelle, la capacité de production des projets BtL (*Biomass to Liquid*) envisagés est supérieure à 100 000 t de carburant par an. De plus, le rendement massique de l'ensemble de la chaîne de procédés (de 18 % pour un fonctionnement 100 % biomasse sans recyclage de chaleur à 59 % dans le cas d'une gazéification allothermique avec ajout extérieur d'hydrogène avec recyclage de chaleur (Hohwiller, 2011)) implique la mobilisation d'une très grande quantité de biomasse, de l'ordre du million de tonnes par an pour les projets de gazéification dans des réacteurs à flux entraîné. La logistique d'approvisionnement peut devenir un élément limitant fortement le choix de la localisation de l'installation.

Il n'existe pas encore d'unités de production de carburants FT à partir de biomasse à l'échelle industrielle. Choren, qui construisait en Allemagne une unité d'une capacité de production de 200 000 tonnes a fait faillite fin 2011. Linde a acquis la technologie Carbo-V® de Choren et a conclu un partenariat avec l'entreprise finlandaise Forest BtL pour la construction d'une unité qui devait démarrer fin 2016. Ce projet est actuellement gelé du fait de difficultés de financement. Pour des raisons similaires, NSE Biofuels a stoppé la construction d'une unité de 100 000 t en Finlande. En France, deux projets démonstrateurs ont été lancés : le projet Syndièse, porté par le CEA, et le projet BioTfuel, porté par six partenaires : Axens, CEA, IFPEN, Avril, Thyssenkrupp Udhe et Total.

Liquéfaction hydrothermale

La liquéfaction hydrothermale consiste en un traitement thermique modéré de biomasse humide (de 280 °C à 370°C) sous forte pression réductrice (de 50 à 250 bar) avec un temps de résidence variant entre 5 et 30 min. À ces températures, l'eau joue à la fois le rôle de réactif et de catalyseur, ce qui rend ce procédé différent de la pyrolyse. En effet, en condition sous-critique, la viscosité et la constante diélectrique de l'eau diminuent grandement, ce qui accroît la solubilité des composés hydrophobes.

La biomasse subit une réaction simultanée d'hydrolyse et d'hydrogénolyse, réaction de décomposition par hydrogénation. Cela consiste en une dépolymérisation de la cellulose et de l'hémicellulose en sucres simples et de la lignine en composés aromatiques. Les conditions réductrices permettent de désoxygéner une partie des composés.

En fin de procédé, on obtient une biohuile que nous appellerons biohuile-HTL (pour HydroThermal Liquefaction) au pouvoir calorifique relativement élevé (30 à 35 MJ/kg). Celle-ci contient encore 10 à 20 % d'oxygène, cela pose un certain nombre de problèmes : corrosivité, instabilité thermique, miscibilité partielle avec les carburants conventionnels. (Brown, Stevens, 2011)

	Liquéfaction sous solvant pressurisé		Procédé HTU
	Biohuile ex-LHT ⁶	Biohuile upgradée	
Rendement massique (masse humide)	29 %	23 %	39 %
Rendement énergétique du procédé	55 %	49 %	75 %
Rendement énergétique global	---	37 %	---

Tableau 1.5 : Rendements des procédés de liquéfaction hydrothermale (Goudriaan et al., 2006 ; Huber et al., 2006)

Le tableau 1.5 présente les rendements de deux procédés disponibles dans la littérature. Le procédé *Hydrothermal Upgrading* (HTU) semble extrêmement efficace mais il n'est pas précisé si le produit obtenu peut être incorporé aux carburants ou doit encore subir un *upgrading*.

Plusieurs procédés de liquéfaction hydrothermale sont en cours de développement dans le monde mais pas en France, le plus avancé est le procédé HTU[®] (HydroThermal Upgrading) développé par Shell et commercialisé par Shell, BTG, TNO-MEP et Biofuel and Stork Engineers and Contractors. Total, HVC Alkmaar et Biofuel ont construit une unité préindustrielle HTU[®] de 25 000 t_{ms}/an⁷ entre 2006 et 2008. À notre connaissance, ce procédé n'a pas connu de plus ample développement alors qu'une unité préindustrielle de 130 000 t_{ms}/an aurait dû être construite.

2.3.2 Les voies biochimiques

Il existe de nombreux procédés pour transformer des sucres simples en composés d'intérêt en utilisant des microorganismes, on parle de voie hétérotrophe. Outre la fermentation éthanolique, maîtrisée depuis des millénaires, des voies de production d'autres alcools (procédés des sociétés Gevo, Cobalt Technologies, Codexis, Terrabon, Butamax), d'alcanes (LS9, Chematur), d'alcènes

⁶ Liquéfaction HydroThermale

⁷ tonne de matière sèche par an

(Global Bioenergies, Amyris) et d'acides gras (Solazyme, Solix Biofuels) sont en cours d'investigation. Elles sont récapitulées sur la figure 1.29.

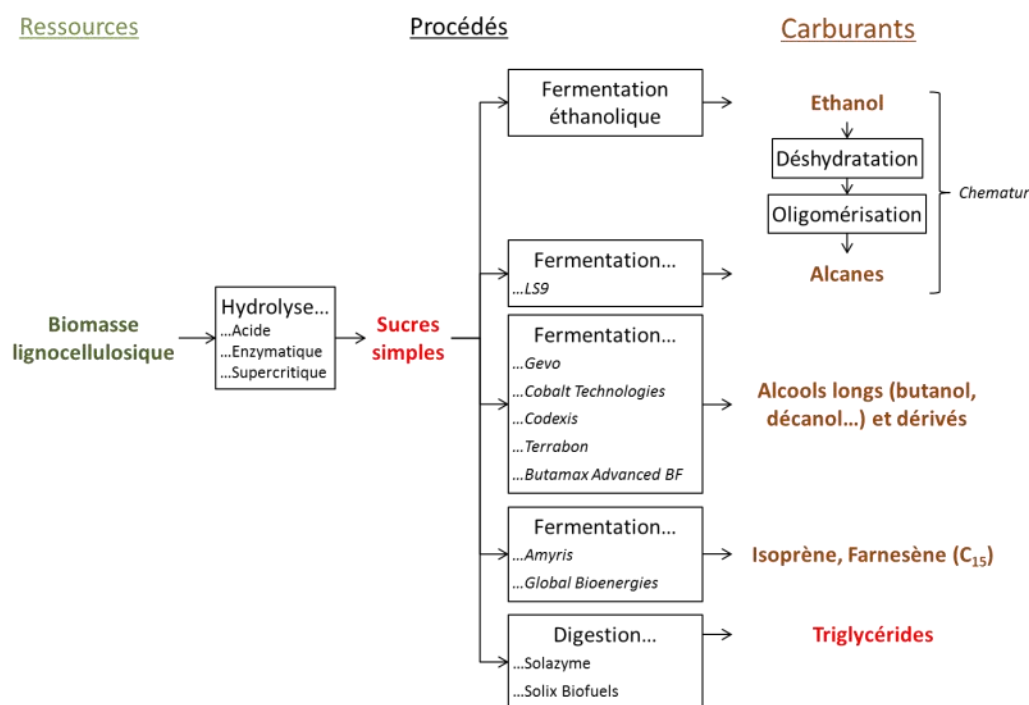


Figure 1.29 : Les voies biochimiques de conversion de la biomasse lignocellulosique

La déconstruction de la matrice lignocellulosique afin de la transformer en sucres simples est un enjeu majeur. Cette brique technologique permet en effet de s'affranchir des sucres issus de l'alimentaire actuellement, et d'augmenter considérablement le potentiel de la ressource. Du point de vue technique, le traitement de la lignine est le point clé et plusieurs procédés d'hydrolyse sont investigués. Les procédés Organosolv, utilisés dans l'industrie papetière, permettent de récupérer la lignine en vue d'une valorisation ultérieure. Du point de vue économique, le traitement à la chaux s'avère le moins cher à l'investissement. L'hydrolyse à l'acide et l'explosion à l'ammoniac viennent en deuxième position et leurs coûts variables sont légèrement moins élevés. Enfin, l'explosion à la vapeur est un peu plus chère mais permet d'altérer une grande partie de l'hémicellulose et une partie de la lignine, ce qui est recherché si l'on veut réaliser une fermentation éthanolique par la suite (Harmsen et al., 2010).

La production d'éthanol lignocellulosique est la voie la plus investiguée, en particulier aux États-Unis. En Europe, Borregard, entreprise norvégienne, et Beta Renewables, en Italie, produisent de l'éthanol cellulosique à l'échelle industrielle. Aux États-Unis, neuf usines sont opérationnelles ou en cours de construction. Cette technologie connaît néanmoins des difficultés à se développer, du fait des obstacles techniques, le traitement de la lignine notamment, et la rentabilité économique du procédé. Par exemple, Range Fuels, qui s'était vu octroyer un prêt de 80 millions de dollars du Département de l'Énergie américain pour la production d'éthanol cellulosique a déposé le bilan fin 2011. En 2013, la production américaine d'éthanol lignocellulosique n'a ainsi pas dépassé 2500 tonnes alors que les États-Unis avaient proposé des objectifs beaucoup plus ambitieux dans le cadre du Renewable Fuel Standard 2 de l'EISA (*Energy Independence and Security Act*) de 2007.

Les produits des autres procédés biochimiques sont pour l'instant dirigés vers des marchés à plus haute valeur ajoutée que les biocarburants, telle que l'alimentation ou la chimie – pharmaceutique, cosmétique. C'est le cas par exemple de la production des fameux acides gras ω -3 (EPA, DHA).

La production d'huile fermentaire permet d'élargir le champ d'approvisionnement des unités de transestérification et d'hydrotraitement. Mais on est loin de la compétitivité économique avec les huiles végétales conventionnelles.

2.3.3 Voie de production par des microorganismes autotrophes

Contrairement aux procédés biochimiques présentés précédemment, le substrat carboné est le dioxyde de carbone et l'énergie provient du soleil, on parle de production autotrophe. Cette voie de production de biomasse par des microorganismes a connu un gain d'intérêt croissant depuis 2007. D'importants efforts de recherche sont menés aux États-Unis, en Israël, en Europe et en Océanie, tant par les acteurs publics que privés. Les espoirs portent sur de meilleurs rendements, des cycles de culture plus courts, moins de dépendance aux aléas météorologiques que les oléagineux conventionnels. (Chisti, 2007 ; Rattanapoltee et al., 2008)

Il existe deux modes de culture des microalgues : la production dans des bassins ouverts, que l'on appelle « open ponds » ou « raceway ponds », et la production dans des photobioréacteurs (IEA Bioenergy Task 39, 2011).

Les premiers présentent l'avantage d'être peu capitalistiques et peuvent profiter de zones existantes, comme les marais salants camarguais. Ils sont par contre en interaction avec l'environnement, ce qui implique évaporation importante d'eau, contaminations extérieures, changements de pH et de température, perte de CO₂. Cela impose donc de cultiver des souches oléagineuses plus robustes. La productivité attendue serait de l'ordre de 20 t_{ms}/ha/an.

Les photobioréacteurs, tubes transparents de 3 à 10 cm de diamètre et pouvant atteindre jusqu'à 100 m de long, sont beaucoup plus chers à l'investissement. Mais puisque c'est un système clos, il est nettement plus facile de contrôler les conditions opératoires ainsi que les risques de contamination et de pollution, de même qu'il pourrait être envisagé d'y cultiver des souches génétiquement modifiées. En revanche, l'acheminement de la lumière en leur cœur et l'échauffement limitent la productivité.

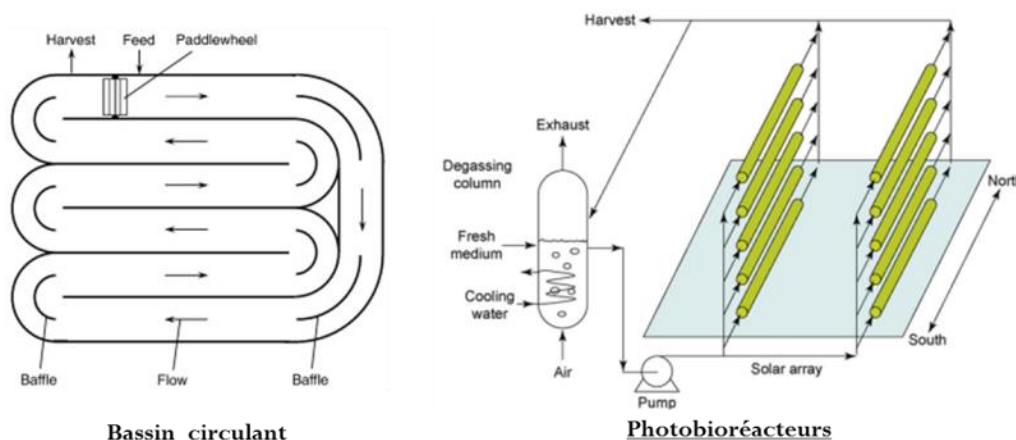


Figure 1.30 : Designs envisagés pour la production de biomasse algale (Chisti, 2007, 2008)

Pour produire des carburants liquides, il est ensuite possible de réaliser une liquéfaction hydrothermale qui permet de limiter les étapes de concentration et de séchage, très énergivores (López Barreiro et al., 2013). Mais l'option la plus étudiée concernant les microorganismes est la production de triglycérides. Tout comme la voie hétérotrophe, il existe déjà une production d'acides gras pour les marchés de l'alimentaire et de la cosmétique, e.g. acides gras essentiels⁸ ou bêta-caroténoïdes.

La figure 1.31 présente les étapes pour la production d'huile algale. On se référera à (Chisti, 2007 ; Davis et al., 2011) pour plus de précisions.

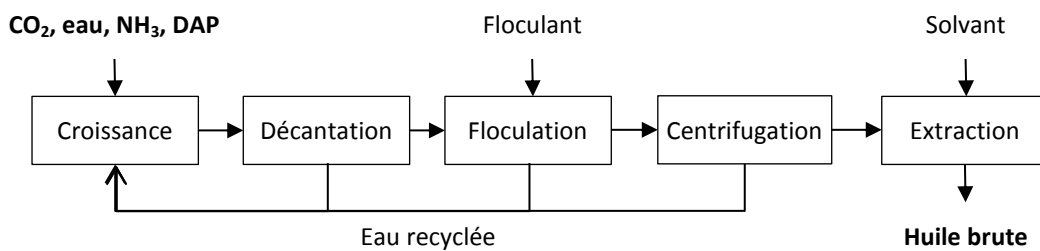


Figure 1.31 : Schéma de principe du procédé de production et d'extraction d'huile algale (Davis et al., 2011)

Après purification, l'huile algale purifiée, tout comme les huiles végétales conventionnelles, doit être rendue compatible avec les moteurs actuels. Les options de conversion sont présentées sur la figure 1.32.

Les prix de revient du biodiesel produit à partir d'huile algale, de l'ordre de 2000 €/t en bassin ouvert et de 4000 €/t en photobioréacteur, sont bien trop élevés pour permettre la mise sur le marché de ce combustible (Davis et al., 2011). Les paramètres clé pour améliorer leur rentabilité sont la productivité surfacique et l'accumulation de triglycérides. Un important travail de recherche doit encore être réalisé, afin d'améliorer le métabolisme des souches identifiées ou d'en trouver une qui soit meilleure parmi les nombreuses espèces non encore étudiées (Davis et al., 2011).

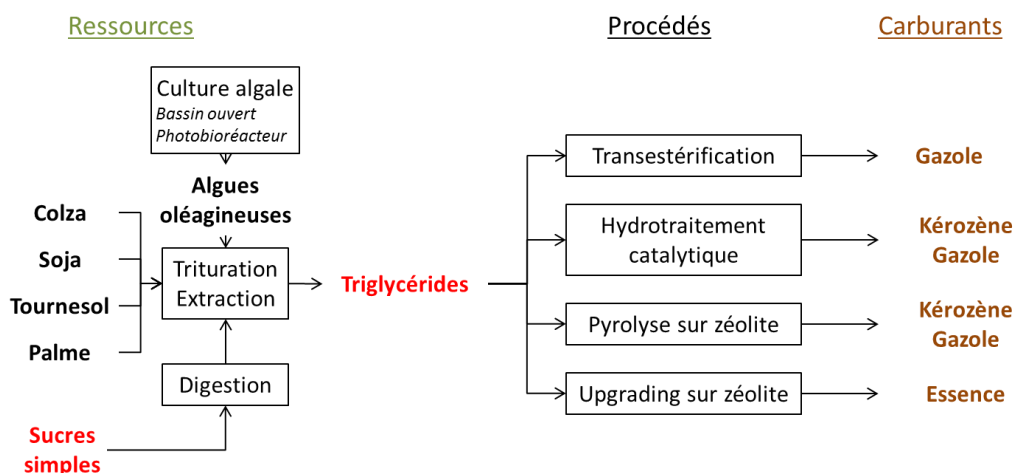


Figure 1.32 : Les voies de valorisation des triglycérides

⁸ Non synthétisés par l'Homme

En France, le projet SALINALGUE, porté par Biocar (filiale de la Compagnie Nationale du Vent, filiale de GDF Suez), a pour objectif la production de microalgues sur 6000 hectares en 2015. L'Institut d'Excellence pour les Énergies Décarbonnées (IEED) GREEN STARS a pour but de coordonner les différents laboratoires travaillant sur la culture des microalgues et leur valorisation. Côté européen, le projet BIOFAT porté par Abengoa, et le projet INTESUSAL porté par le Centre For Process Innovation (UK), doivent démontrer la faisabilité industrielle de la production de biodiesel à partir de microalgues. Aux États-Unis, les majors (Exxon-Mobil, Chevron, Shell et BP) ont investi plus de 900 millions de dollars et établi des partenariats avec les universités et les laboratoires du *Department of Energy*. Ce dernier a de plus accordé 290 millions de dollars de subventions pour les biocarburants produits à partir de microorganismes autotrophes. Enfin, la Navy a consacré plus de 35 millions de dollars pour du carburéacteur algal.

Bio Fuel Systems produit par exemple de la biomasse algale à partir de CO₂ industriel. Le rendement surfacique annoncé de son usine d'Alicante serait de 5 barils par hectare et par jour, soit 250 tep/(ha.an) (Bio Fuel Systems, 2011). Ce rendement annoncé est 50 à 100 fois supérieur au rendement du palmier à huile. Seambiotic, société israélienne fondée en 2003, a développé un procédé de production d'additifs alimentaires et de biocarburants à partir de microalgues. La culture est effectuée dans des bassins ouverts.

Pour les biocarburants, de nombreux enjeux se présentent. Premièrement, sur le plan technique, la faisabilité à l'échelle industrielle à des coûts acceptables n'a été démontrée que pour la production d'éthanol cellulosique, et pour un petit nombre de procédés. En outre, les voies thermochimiques de production de biocarburants liquides et gazeux (gazéification, pyrolyse rapide et liquéfaction hydrothermale) nécessitent l'apport d'énergie ou d'hydrogène externe pour avoir des rendements compatibles avec un déploiement industriel économiquement viable. Or l'hydrogène est produit principalement par reformage de gaz naturel et l'apport d'énergie est dans la plupart des cas du gaz naturel ou de l'électricité. Pourquoi alors ne pas utiliser directement ces vecteurs énergétiques pour le transport ?

Le passage à l'échelle industrielle des voies de production par des microorganismes hétérotrophes et autotrophes constitue aussi un verrou, puisque cela nécessite de passer à des procédés en continu. Il est de plus préférable de procéder par fermentation enzymatique plutôt que bactérienne, car plus efficace et moins coûteuse. En outre, les questions de prolifération d'organismes génétiquement modifiés et du maintien des performances des souches au fil des générations doivent être examinées avec attention. L'adéquation entre la biomasse et le procédé est aussi capitale car, contrairement aux procédés thermochimiques, les procédés biochimiques sont extrêmement sélectifs. La plupart des molécules produites sont aussi des composés d'intérêt en chimie. Il est souvent plus avantageux de les vendre sur ces marchés, d'autant qu'ils bénéficient du *premium* « biosourcé ». Pour les voies hétérotrophes, il est indispensable d'optimiser la séparation des composés de la biomasse lignocellulosique, sans quoi ces voies continueront à être en compétition directe avec l'alimentaire.

Des questions sur la logistique d'approvisionnement se posent aussi. En effet, la filière Fischer-Tropsch avec gazéification dans un réacteur à flux entraîné, très capitalistique, doit transformer au moins 800 000 t_{ms} de biomasse par an pour bénéficier d'économies d'échelle suffisantes et être

économiquement acceptable avec un prix de revient de l'ordre d'1 €/L_{éq.gazole}. Les mêmes problématiques que pour la production de chaleur et d'électricité évoquées ci-dessus se posent alors.

L'équation n'est pas la même pour les voies de pyrolyse rapide. En effet, les unités sont nettement moins capitalistiques et il est tout à fait envisageable de construire de nombreuses petites unités à l'approvisionnement local. À l'inverse pour la liquéfaction hydrothermale nécessitant de la biomasse humide (taux supérieur à 50 %), l'approvisionnement est difficile pour des unités de grande capacité, indispensable à la viabilité économique du procédé.

D'un point de vue environnemental, les biocarburants avancés sont annoncés comme vertueux. Mais les analyses de cycle de vie présentent des résultats plus mitigés. Les procédés de production par des microorganismes, qui nécessitent un apport important d'énergie pour les étapes de séparation des composés d'intérêt du reste de la cellule et de séchage, pourraient être moins vertueux que les biocarburants conventionnels, voire que les carburants fossiles.

2.4 Systèmes de conversion en biocarburants gazeux

Une technologie basée sur la gazéification de la biomasse et permettant de produire du « biométhane 2G » ou bioSNG⁹ est investiguée. Le procédé, parfois appelé méthanation, se fait en quatre étapes : gazéification, puis lavage et épuration du syngas, méthanation catalytique et enfin mise aux spécifications.

L'étape de gazéification est effectuée à une température inférieure à 800°C et à pression inférieure à 2,5 bar pour maximiser la production de méthane (Piatkowski et al., 2011). Les réacteurs à lit fluidisé sont de bons candidats, notamment les réacteurs à lit fluidisé circulant (CFB) et à lit fluidisé à circulation interne rapide (FICFB). Le syngas obtenu contient cependant moins de 20 % de méthane. (Gassner, Maréchal, 2009)

Pour produire plus de méthane, le syngas doit subir une étape de méthanation qui consiste à transformer le monoxyde de carbone et l'hydrogène présents en grande quantité. C'est une réaction catalytique, découverte par Paul Sabatier en 1912 et qui lui a valu le prix Nobel. Auparavant, il est indispensable de laver et épurer le syngas de ses particules, qui abrasent et colmatent les conduites, de ses composés acides, corrosifs, et de ses goudrons, qui sont un poison pour le catalyseur. Le ratio H₂/CO doit aussi être ajusté à 3 pour se placer dans les conditions stœchiométriques. Ce traitement se fait dans un jeu de colonnes d'adsorption (solvant organique, charbon actif, ZnO). (CRIGEN, GDF SUEZ, 2013)

Enfin, le produit obtenu doit être mis aux spécifications pour être injecté dans le réseau de transport et de distribution. Cela consiste à séparer l'eau et le CO₂ contenus dans le biogaz de synthèse pour atteindre les spécifications du gaz naturel en termes de PCS et d'indice de Wobbe (W) : 10,7 < PCS < 12,8 kWh/Nm³ et 13,7 < W < 15,70 kWh/Nm³ (CRIGEN, GDF SUEZ, 2013).

⁹ bioSynthetic Natural Gas

Selon les études, l'efficacité énergétique de la méthanation varie de 58 à 76 % et le coût de production serait de 21 à 30 €/GJ pour une unité traitant 4 t_{ms}/h de biomasse et il descendrait de 16 à 27 €/GJ pour une unité traitant 30 t_{ms}/h de biomasse (Gassner, Maréchal, 2009). À titre de comparaison, le prix d'achat du gaz pour les industriels français était de 13 €/GJ en 2012 d'après Eurostat.

En France, un projet du fonds démonstrateur ADEME, « vers l'industrialisation du biométhane de 2^{ème} génération », dénommé GAYA, a été lancé en 2010 pour une durée de 7 ans. Il est porté par GDF Suez et compte 11 partenaires académiques et industriels.

Le déploiement sur tout le territoire national des réseaux de transport et distribution de gaz naturel présente un atout sérieux pour la production de bioSNG. Elle permet d'augmenter considérablement le potentiel de la filière biogaz, puisqu'il permet de valoriser de grandes quantités de biomasse lignocellulosique.

Conclusions

Le premier temps de la réflexion prospective a été présenté dans ce chapitre : une description détaillée filière par filière des voies actuelles de production d'énergie à partir de biomasse ainsi que les systèmes techniques d'intérêt pour le futur.

Les bioénergies comptent pour 8 % de la consommation finale. La part de la production de chaleur et d'électricité à partir de biomasse solide en représente environ les deux tiers. Les biocarburants liquides, en deuxième position, participent à 20 % du mix bioénergies.

Du fait de leurs nombreux avantages en termes énergétiques – source renouvelable et sécurité d'approvisionnement, économiques – réduction de la balance commerciale et accroissement des activités des filières agricoles et sylvicoles, et environnementales – réduction des émissions de GES et de certains polluants à la combustion pour les biocarburants, les bioénergies ont été promues par les législateurs européens et français. Tout comme les autres sources d'énergies renouvelables, des objectifs annuels ont été fixés en 2020 au niveau national. Ils prévoient une augmentation de 60 % de la consommation de bioénergies par rapport à 2012 et sont déclinés par filière. Pour remplir ces objectifs, des mécanismes ont été mis en place parallèlement : prix garanti, subventions et crédit d'impôt pour la production de chaleur renouvelable, tarifs d'achat et appels d'offre pour la production d'électricité, exonération partielle de la TICPE et sanction sur la TGAP pour les biocarburants et tarifs d'achat pour l'injection de biométhane.

Ces incitations ont eu pour conséquence de structurer les filières biomasse pour l'énergie. Les moyens de chauffage au bois, les poêles en particulier, ont connu un regain d'intérêt. Le fonds chaleur biomasse a aussi eu un fort succès avec 461 installations hors BCIAT. Cela a entraîné un accroissement des débouchés pour les produits connexes de scierie et rémanents forestiers. Les unités de cogénération n'ont par contre pas connu le développement escompté puisque seulement 40 % de la puissance électrique définie par les appels d'offre successifs de la CRE ont été effectivement installés. La politique en faveur des biocarburants a aussi permis d'accroître considérablement leur production, et d'assurer des débouchés aux filières de la betterave et du colza. La part de surface agricole utile française mobilisée par les biocarburants était estimée à 2,5 % en 2011. En revanche, la révision des objectifs d'incorporation a entraîné une surcapacité chronique des moyens de production, poussant certains acteurs à restructurer leurs outils de production.

Le développement important de ces filières, qui ont eu des impacts sur les secteurs agricoles et forestiers, a néanmoins remis en question un certain nombre d'arguments qui plaidaient initialement en leur faveur. La généralisation d'unités consommant de grandes quantités de bois menace le caractère renouvelable de la ressource, et/ou ne permet plus un approvisionnement local, engendrant la consommation d'énergie fossile et l'émission supplémentaire de gaz à effet de serre. En outre, la pression sur les prix des denrées alimentaires, en partie liée au choc de demande des biocarburants, a fait émerger les questions de concurrence d'usage et du réel bénéfice en termes d'approvisionnement alimentaire et d'émissions de gaz à effet de serre des biocarburants.

Des systèmes techniques innovants sont donc actuellement à l'étude pour répondre à ces nouveaux défis. La généralisation des dispositifs de chauffage – label Flamme Verte – est retenue pour le bois résidentiel. Pour la production de chaleur et d'électricité, la gazéification pourrait permettre des gains substantiels d'efficacité énergétique. Elle est cependant très coûteuse, doit être de grande capacité pour bénéficier d'économies d'échelle suffisantes et son plan d'approvisionnement sera

difficilement local. Un arbitrage doit donc être fait entre un déploiement centralisé et décentralisé des unités de cogénération. Le secteur des biocarburants liquides et gazeux présente les enjeux technologiques les plus forts avec de nombreux procédés en développement : voies thermochimiques ou biochimiques pour valoriser la biomasse, lignocellulosique notamment, et de production d'huile par des microalgues. Là encore, des verrous techniques sont à lever pour le déploiement à l'échelle industrielle et la viabilité économique. Les questions d'approvisionnement se posent aussi en termes de déploiement d'unités centralisées ou décentralisées.

Le déploiement de ces systèmes techniques ne sera possible qu'en cas de mise en place d'incitations car ils ne sont pas compétitifs économiquement avec leurs homologues fossiles. Cela nécessite donc de réfléchir et de proposer une stratégie cohérente pour l'ensemble de la filière biomasse, en prenant en compte les spécificités de chacune des filières actuelles et en devenir.

Le chapitre suivant présentera la deuxième étape de la réflexion prospective : le développement de l'outil qui nous servira à élaborer des stratégies technologiques pour les bioénergies en France.

Bibliographie du chapitre 1

- ACTU-ENVIRONNEMENT, 2010. Vers un conflit d'usages autour du bois. In : *Actu-Environnement* [en ligne]. 5 novembre 2010. Disponible à l'adresse : <http://www.actu-environnement.com/ae/news/UIPP-panneaux-industrie-bois-construction-bois-energie-11311.php4>.
- ADEME, 2009. *Méthanisation agricole et utilisation de cultures énergétiques en codigestion*. S.I.
- ADEME et GRDF, 2014. Injection Biométhane - Outil d'aide à l'injection de Biométhane dans les réseaux de gaz nature. In : [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : <http://www.injectionbiomethane.fr/>.
- AGRESTE, 2014. *Utilisation du territoire en France métropolitaine* [en ligne]. juin 2014. S.I. : MAAF. Disponible à l'adresse : <http://agreste.agriculture.gouv.fr/IMG/pdf/primeur313.pdf>.
- AHRENFELDT, Jesper, THOMSEN, Tobias P., HENRIKSEN, Ulrik et CLAUSEN, Lasse R., 2013. Biomass gasification cogeneration – A review of state of the art technology and near future perspectives. In : *Applied Thermal Engineering*. février 2013. Vol. 50, n° 2, p. 1407-1417. DOI 10.1016/j.applthermaleng.2011.12.040.
- BALLERINI, D., 2006. *Les biocarburants: état des lieux, perspectives et enjeux du développement*. S.I. : Editions Technip.
- BENOIST, Anthony, 2009. *Eléments d'adaptation de la méthodologie d'analyse de cycle de vie aux carburants végétaux: cas de la première génération* [en ligne]. S.I. : École Nationale Supérieure des Mines de Paris. [Consulté le 9 décembre 2013]. Disponible à l'adresse : <http://pastel.archives-ouvertes.fr/pastel-00005919/>.
- BICTIN, Barnabé, 2014. Aspiré par des centrales géantes, le bois n'est plus écologique. In : [en ligne]. décembre 2014. Disponible à l'adresse : <http://www.amisdelaterre.org/Aspire-par-des-centrales-geantes.html>.
- BIOÉNERGIE INTERNATIONAL, 2014. Bioénergie international, Magazine et portail d'information. In : [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : <http://www.bioenergie-promotion.fr/>.
- BIOÉNERGIE PROMOTION, 2013. Aebiom et Eurelectric favorables à des critères de durabilité contraignants pour la biomasse en Europe. In : *MAGAZINE ET PORTAIL FRANCOPHONE DES BIOÉNERGIES* [en ligne]. 15 avril 2013. Disponible à l'adresse : <http://www.bioenergie-promotion.fr/28272/aebiom-et-eurelectric-favorables-a-des-criteres-de-durabilite-contraignants-pour-la-biomasse-en-europe/>.
- BIOFUELS DIGEST, 2010. BREAKING NEWS: Lufthansa to commence 6-month aviation biofuel trial on commercial routes. In : [en ligne]. 29 novembre 2010. Disponible à l'adresse : <http://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2010/11/29/breaking-news-lufthansa-to-commence-6-month-aviation-biofuel-trial-on-commercial-routes/>.
- BIOFUELS DIGEST, 2012. First biofuel flight in Persian Gulf completed in Boeing 777. In : [en ligne]. 27 novembre 2012. Disponible à l'adresse : <http://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2012/01/27/first-biofuel-flight-in-persian-gulf-completed-in-boeing-777/>.
- BIOFUELS DIGEST, 2014. KiOR seeks Chapter 11 reorganization after asset bid received. In : *Biofuels Digest* [en ligne]. 11 novembre 2014. Disponible à l'adresse :

<http://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2014/11/11/kior-seeks-chapter-11-reorganization-after-asset-bid-received/>.

BIOFUELSTP.EU, 2014. Biofuels Policy and Legislation. In : *European Biofuels Technology Platform* [en ligne]. novembre 2014. Disponible à l'adresse : <http://www.biofuelstp.eu/biofuels-legislation.html#b99>.

BIO FUEL SYSTEMS, 2011. BFS lance la première usine de conversion du CO2 en combustible en Europe. In : *Bio Petroleo* [en ligne]. 20 mai 2011. Disponible à l'adresse : <http://www.biopetroleo.com/france/noticia/bfs-lance-la-premiere-usine-de-conversion-du-co2-en-combustible-en-europe/>.

BRIDGWATER, Anthony V., 2012. Review of fast pyrolysis of biomass and product upgrading. In : *Biomass and Bioenergy*. 2012. Vol. 38, p. 68–94.

BRIDGWATER, A. V., MEIER, D. et RADLEIN, D., 1999. An overview of fast pyrolysis of biomass. In : *Organic Geochemistry*. 1999. Vol. 30, n° 12, p. 1479–1493.

BRIDGWATER, A. V. et PEACOCKE, G. V. C., 2000. Fast pyrolysis processes for biomass. In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2000. Vol. 4, n° 1, p. 1–73.

BROWN, R. C et STEVENS, C. (éd.), 2011. *Thermochemical processing of biomass: Conversion into fuels, chemicals and power*. S.I. : Wiley. ISBN 978-0-470-72111-7.

CGAAER, 2011. XIV : *Biomasse - Énergie - Climat de la photosynthèse à la bioéconomie - Tome 2 : « l'énergie des bois »*. S.I. Cahier thématique AAER.

CHISTI, Yusuf, 2007. Biodiesel from microalgae. In : *Biotechnology advances*. 2007. Vol. 25, n° 3, p. 294–306.

CHISTI, Yusuf, 2008. Biodiesel from microalgae beats bioethanol. In : *Trends in biotechnology*. 2008. Vol. 26, n° 3, p. 126–131.

COMMISSION EUROPÉENNE, 2010. *Rapport de la Commission au Conseil et au Parlement européen sur les exigences de durabilité concernant l'utilisation de sources de biomasse solide et gazeuse pour l'électricité, le chauffage et le refroidissement SEC(2010) 65 final SEC(2010) 66 final*. 25 février 2010. S.I. : s.n.

COMMISSION EUROPÉENNE, 2012. *Proposition de DIRECTIVE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL modifiant la directive 98/70/CE et la directive 2009/28/CE*. 17 octobre 2012. S.I. : s.n.

CONFÉDÉRATION PAYSANNE, 2013. *Vade-mecum Agrocarburants - Les éléments clés* [en ligne]. 2013. S.I. : s.n. Disponible à l'adresse : http://www.confederationpaysanne.fr/sites/1/mots_cles/documents/Agrocarburants_VadeMecum_ConfederationPaysanne_VF.pdf?PHPSESSID=oud2oadg8ntcmqdh8ifl3145m6.

CONSEIL GÉNÉRAL DES MINES, INSPECTION GÉNÉRALE DES FINANCES et CONSEIL GÉNÉRAL DU GÉNIE RURAL DES EAUX ET FORÊTS, 2005. *L'optimisation du dispositif de soutien à la filière biocarburants*. S.I.

COUR DES COMPTES, 2012. *La politique d'aide aux biocarburants*. Rapport public thématique. S.I.

COUR DES COMPTES, 2013. *La politique de développement des énergies renouvelables*. juillet 2013. S.I. : s.n.

- CRE, 2014. *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine - Éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque*. avril 2014. S.l. : s.n.
- CRIGEN, GDF SUEZ, 2013. *Biométhane de gazéification - Evaluation du potentiel de production aux horizons 2020 et 2050*. février 2013. S.l. : s.n.
- CZERNIK, Stefan et BRIDGWATER, A. V., 2004. Overview of applications of biomass fast pyrolysis oil. In : *Energy & Fuels*. 2004. Vol. 18, n° 2, p. 590–598.
- DANIEL BALLERINI, 2011. *Les biocarburants : répondre aux défis énergétiques et environnementaux des transports*. S.l. : Editions Technip. ISBN 9782710811282.
- DAVIS, R., ADEN, A. et PIENKOS, P. T., 2011. Techno-economic analysis of autotrophic microalgae for fuel production. In : *Applied energy*. 2011. Vol. 88, n° 10, p. 3524–3531.
- ENERZINE, 2014. Toulouse - Paris-Orly : un vol hebdomadaire alimenté en biocarburant. In : [en ligne]. 27 octobre 2014. Disponible à l'adresse : <http://www.enerzine.com/6/17784+toulouse---paris-orly---un-vol-hebdomadaire-alimente-en-biocarburant+.html>.
- EUROPEAN COMMISSION, 2009. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. In : *Official Journal of the European Union*. 2009. p. 16–61.
- EUROSTAT, 2014. EUROSTAT Database. In : [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database.
- GASSNER, Martin et MARÉCHAL, François, 2009. Thermo-economic process model for thermochemical production of Synthetic Natural Gas (SNG) from lignocellulosic biomass. In : *Biomass and Bioenergy*. novembre 2009. Vol. 33, n° 11, p. 1587-1604. DOI 10.1016/j.biombioe.2009.08.004.
- GNANSOUNOU, Edgard et DAURIAT, Arnaud, 2010. Bioethanol | Bioenergy and Energy Planning Research Group. In : *EPFL website* [en ligne]. 2010. Disponible à l'adresse : <http://bpe.epfl.ch/page-34012-en.html>.
- GOUDRIAAN, Frans, NABER, Jaap et VAN DEN BERG, Ed, 2006. *Conversion Of Biomass Residues To Transportation Fuels With The HTU® Process* [en ligne]. 2006. S.l. : s.n. Disponible à l'adresse : http://www.adktroutguide.com/files/HTU_Process.pdf.
- HARMSSEN, P., HUIJGEN, W., BERMUDEZ, L. et BAKKER, R., 2010. Literature review of physical and chemical pretreatment processes for lignocellulosic biomass. In : *Report/Wageningen UR, Food & Biobased Research (1184)* [en ligne]. 2010. [Consulté le 29 juillet 2014]. Disponible à l'adresse : <http://library.wur.nl/WebQuery/clc/1945929>.
- HOHWILLER, Carole, 2011. *La production de carburants liquides par thermoconversion de biomasse lignocellulosique: évaluation pour le système énergétique français futur* [en ligne]. S.l. : École Nationale Supérieure des Mines de Paris. [Consulté le 29 juillet 2014]. Disponible à l'adresse : <http://tel.archives-ouvertes.fr/pastel-00620639/>.
- HUBER, G. W, IBORRA, S., CORMA, A. et OTHERS, 2006. Synthesis of transportation fuels from biomass: chemistry, catalysts, and engineering. In : *Chemical Reviews*. 2006. Vol. 106, n° 9, p. 4044.

HUBER, G. W., O'CONNOR, P. et CORMA, A., 2007. Processing biomass in conventional oil refineries: Production of high quality diesel by hydrotreating vegetable oils in heavy vacuum oil mixtures. In : . 2007. p. 120–129.

IEA, 2011. *Technology Roadmap Biofuel for transport*. S.I.

IEA BIOENERGY, 2009. *Bioenergy – a sustainable and reliable energy source. A review of status and prospects*. S.I.

IEA BIOENERGY TASK 39, 2011. *Algae as a Feedstock for Biofuels*. septembre 2011. S.I. : s.n.

IFHVP, 2014. IFHVP | Qui est l'IFHVP ? In : *Institut Français des Huiles Végétales Pures* [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : <http://www.ifhvp.fr/presentation/qui-est-lifhvp>.

IN NUMERI, 2012. *Analyse rétrospective des interactions du développement des biocarburants en France avec l'évolution des marchés français et mondiaux (productions agricoles, produits transformés et coproduits) et les changements d'affectation des sols*. S.I. ADEME.

JEAN-CLAUDE LENOIR et ALAIN LIÉBARD, 2008. *Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale - COMOP 10*. S.I.

KERSTEN, Sascha R. A., VAN SWAAIJ, Wim P. M., LEFFERTS, Leon et SESHAN, Kulathuier, 2007. Options for Catalysis in the Thermochemical Conversion of Biomass into Fuels. In : CENTI, Gabriele et SANTEN, Rutger A. van (éd.), *Catalysis for Renewables* [en ligne]. S.I. : Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. p. 119-145. [Consulté le 21 juillet 2014]. ISBN 9783527621118. Disponible à l'adresse : <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/9783527621118.ch6/summary>.

LABORDE, David, 2011. *Assessing the Land Use Change Consequences of European Biofuel Policies* [en ligne]. octobre 2011. S.I. : ATCLASS Consortium. Disponible à l'adresse : <http://trade.ec.europa.eu/doclib/html/148289.htm>.

LAKO, Paul et SIMBOLOTTI, Giorgio, 2010. *Biomass for Heat and Power - Technology Brief E05*. mai 2010. S.I. : IEA ETSAP.

LONDO, Marc et OTHERS, 2008. *REFUEL Road map: From inconvenient rapeseed to clean wood: A European road map for biofuels* [en ligne]. S.I. ECN. Disponible à l'adresse : <ftp://ftp.ecn.nl/pub/www/library/report/2008/m08038.pdf>.

LÓPEZ BARREIRO, Diego, PRINS, Wolter, RONSSE, Frederik et BRILMAN, Wim, 2013. Hydrothermal liquefaction (HTL) of microalgae for biofuel production: State of the art review and future prospects. In : *Biomass and Bioenergy*. juin 2013. Vol. 53, p. 113-127. DOI 10.1016/j.biombioe.2012.12.029.

MA, Fangrui et HANNA, Milford A., 1999. Biodiesel production: a review. In : *Bioresource technology*. 1999. Vol. 70, n° 1, p. 1–15.

MCDOWALL, Will, ANANDARAJAH, Gabriel, DODDS, Paul E. et TOMEI, Julia, 2012. Implications of sustainability constraints on UK bioenergy development: Assessing optimistic and precautionary approaches with UK MARKAL. In : *Energy Policy*. août 2012. Vol. 47, p. 424-436. DOI 10.1016/j.enpol.2012.05.015.

MEDDE, 2014a. Cogénération - Les soutiens à la production d'électricité à partir de bois énergie - Appels d'offre. In : *Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie* [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Appels-d-offres.html>.

MEDDE, 2014b. Cogénération - Les soutiens à la production d'électricité à partir de bois énergie - Tarifs d'achat. In : *Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie* [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Tarifs-d-achat,40507.html>.

MEDDE, 2014c. Les biocarburants. In : *Ministère du Développement Durable* [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : www.developpement-durable.gouv.fr/-Les-biocarburants-.html.

MEDDE, 2014d. Production de chaleur - Le fonds chaleur. In : *Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie* [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Presentation-generale,25027.html>.

MEEDDM, 2010. *Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables - Période 2009-2020*. 2010. S.l. : s.n.

PIATKOWSKI, Nicolas, WIECKERT, Christian, WEIMER, Alan W. et STEINFELD, Aldo, 2011. Solar-driven gasification of carbonaceous feedstock—a review. In : *Energy & Environmental Science*. 2011. Vol. 4, n° 1, p. 73. DOI 10.1039/c0ee00312c.

PUECH, Jean, 2009. *Mise en valeur de la forêt française et développement de la filière bois*. 6 avril 2009. S.l. : s.n.

RAES, Thierry, SPIEGEL, Isabelle et LUBEK, Jeanne, 2013. Évaluation du poids socio-économique et environnemental de la filière biodiesel en France. In : *OCL*. 27 septembre 2013. Vol. 20, n° 5, p. D506. DOI 10.1051/ocl/2013028.

RATTANAPOLTEE, P., CHULALAKSANANUKUL, W., JAMES, A. E. et KAEWKANNETRA, P., 2008. Comparison of autotrophic and heterotrophic cultivations of microalgae as a raw material for biodiesel production. In : *Journal of Biotechnology*. 2008. Vol. 136.

SEARCHINGER, Timothy, HEIMLICH, Ralph, HOUGHTON, R. A., DONG, Fengxia, ELOBEID, Amani, FABIOSA, Jacinto, TOKGOZ, Simla, HAYES, Dermot et YU, Tun-Hsiang, 2008. Use of U.S. Croplands for Biofuels Increases Greenhouse Gases Through Emissions from Land-Use Change. In : *Science*. 29 février 2008. Vol. 319, n° 5867, p. 1238-1240. DOI 10.1126/science.1151861.

SHAKOURZADEH, Khalil, 2002. *Techniques de fluidisation*. mars 2002. S.l. : Techniques de l'ingénieur.

SHAKOURZADEH, Khalil, 2009. *Lit fluidisés circulants*. mars 2009. S.l. : Techniques de l'ingénieur.

SNPAA, ESTERIFRANCE, AGPB, CGB, FOP et AGPM, 2012. *Biocarburants - Une énergie renouvelable produite en France Une valorisation pour l'agriculture française*. 2012. S.l. : s.n.

SOES, 2014a. Base de données Pégase. In : [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : <http://developpement-durable.bsocom.fr>.

SOES, 2014b. *Chiffres clés de l'énergie - Édition 2013* [en ligne]. février 2014. S.l. : s.n. Disponible à l'adresse : www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr.

SOES, 2014c. *Chiffres clés des énergies renouvelables - Édition 2014*. octobre 2014. S.l. : s.n.

SOES, 2014d. *Chiffres clés du transport - Édition 2014* [en ligne]. février 2014. S.l. : s.n. Disponible à l'adresse : http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Rep_-_Chiffres_cles_transport_2014-2.pdf.

SYNDICAT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES, 2012. *Fiche d'informations sur les bioénergies* [en ligne]. juin 2012. S.l. : s.n. Disponible à l'adresse : <http://www.enr.fr/download.php?doc=f6310a33c09e5cf>.

THUAL, Julien, 2013. *Bilan national des projets biogaz au 1er juillet 2013* [en ligne]. juillet 2013. S.I. : ADEME. Disponible à l'adresse : <http://www.sinoe.org/documents/consult-doc/idDoc/1165>.

VESSIA, Oyvind, 2012. *Biofuels - New Commission proposal for limiting indirect land-use change emissions (ILUC)* [en ligne]. 2012. S.I. : Commission Européenne. Disponible à l'adresse : <http://www.biofuelstp.eu/spm5/pres/vessia.pdf>.

WRIGHT, Mark M., DAUGAARD, Daren E., SATRIO, Justinus A. et BROWN, Robert C., 2010. Techno-economic analysis of biomass fast pyrolysis to transportation fuels. In : *Fuel*. 15 juin 2010. Vol. 89, p. S2 - S10. DOI 10.1016/j.fuel.2010.07.029.

Chapitre 2 : Modélisation prospective du secteur bioénergies français

Sommaire

SOMMAIRE

INTRODUCTION

1. CHOIX ET PRESENTATION DE L'APPROCHE PROSPECTIVE

1.1 QUELLE APPROCHE RETENIR ?

1.2 L'APPROCHE TIMES

1.2.1 Représentation du système énergétique

1.2.2 Présentation du problème d'optimisation

1.2.3 Interprétation économique

2. DESCRIPTION DU MODELE BIOENERGIE FRANÇAIS

2.1 PERIMETRES DU MODELE ET SYSTEME ENERGETIQUE DE REFERENCE

2.2 LES RESSOURCES BIOMASSE, LEURS COUTS ET LEURS DISPONIBILITE

2.2.1 Les ressources agricoles métropolitaines

2.2.2 Les ressources forestières, populicoles et bocagères métropolitaines

2.2.3 Importations de plaquettes forestières et de pellets de bois

2.2.4 Les ressources issues des IAA

2.2.5 Production de triglycérides par voie autotrophe

2.3 TECHNOLOGIES DE PRODUCTION DE BIOENERGIES

2.3.1 Chaleur et électricité

2.3.2 Biocarburants liquides

2.3.3 Biocombustibles gazeux

2.4 LES IMPORTATIONS DE BIOCARBURANTS

2.4.1 Le bioéthanol

2.4.2 Le biogazole d'huile végétale conventionnelle

2.4.3 Le biogazole d'huiles végétales usagées

2.4.4 Les huiles végétales hydrotraitées

2.5 MODELISATION DE LA DEMANDE

2.5.1 Désagrégation en huit demandes distinctes

2.5.2 Valeurs pour l'année de référence

CONCLUSIONS

Introduction

Le premier temps de la réflexion prospective, c'est-à-dire la compréhension du secteur des bioénergies et de ses enjeux actuels et futurs, a été présenté dans le chapitre 1. Nous avons vu que les bioénergies constituent un secteur complexe, susceptible de mobiliser de nombreuses ressources, et où des technologies innovantes pourraient émerger, permettant à la fois d'accroître le potentiel mobilisable et une meilleure adéquation entre les matières premières et la demande. Il s'agit de plus d'un secteur fortement réglementé, puisque les bioénergies ne sont pas, pour la plupart, compétitives avec leurs homologues fossiles.

Esquisser les forces et les faiblesses des systèmes techniques susceptibles de se développer ne permet pas encore d'avoir une vision systémique du secteur. Les objectifs d'incorporation, les potentiels techniques et économiques des ressources biomasse, les performances environnementales, les usages concurrents doivent être pris en compte simultanément pour définir une stratégie cohérente de développement. L'étape suivante est donc d'agréger l'ensemble de ces données pour créer un outil de réflexion prospective pour les bioénergies en France. Mais comment y parvenir concrètement ?

La première étape est la définition d'un cahier des charges, qui permet de cibler les outils d'intérêt parmi l'éventail d'approches utilisées pour mener une réflexion prospective. Parmi celles-ci, l'approche TIMES a été retenue. Nous présentons au cours de la première partie de ce chapitre les raisons du choix de cette approche, puis nous la décrivons dans le détail : son formalisme mathématique, les équations structurantes du problème d'optimisation, et son paradigme économique.

Dans une deuxième partie, nous décrivons dans le détail le modèle que nous avons développé pour mener la réflexion prospective. Nous partons du système énergétique de référence, et décrivons de l'amont à l'aval les hypothèses retenues : les ressources disponibles, puis les procédés et leurs contraintes, et enfin les demandes bioénergies.

La seconde partie de ce chapitre a donc pour but de présenter la structure du modèle bioénergie ainsi que les données de référence. Il nous a semblé indispensable de les présenter dans le détail car ces choix conditionnent un certain nombre de résultats. Néanmoins, ceux qui souhaitent se concentrer sur les scénarios d'évolution des filières bioénergies peuvent se référer au chapitre 3.

1. Choix et présentation de l'approche prospective

1.1 Quelle approche retenir ?

Pour sélectionner une approche permettant de répondre aux questions de stratégie industrielle des bioénergies, l'outil de réflexion prospective doit avoir trois caractéristiques clés.

Premièrement, des objectifs chiffrés sont nécessaires pour donner de la visibilité aux acteurs.

Deuxièmement, il s'agit d'un secteur industriel qui est susceptible d'avoir recours à un grand nombre de technologies, concurrentes ou en synergie, qui peuvent transformer plusieurs types de biomasse et répondre à diverses demandes en bioénergie. Une représentation technologique fine est donc primordiale pour rendre compte de cette complexité.

Troisièmement, il est impératif se donner une vision systémique. Les bioénergies sont en interaction avec les secteurs de l'alimentation, du bois, et prochainement de la chimie. La concurrence des usages sur les ressources va être un critère déterminant dans l'établissement d'une politique incitative. Les critères socio-économiques devront aussi être pris en compte dans l'établissement de cette stratégie. Enfin, il est intéressant de se donner une vision robuste, c'est-à-dire d'envisager plusieurs hypothèses d'évolution des paramètres clés. Idéalement, un tel outil pourrait venir en complémentarité du panel d'experts et permettrait d'inclure la vision et la problématique de chacun des acteurs pour avoir la représentation la plus fiable possible du secteur.

Pour répondre au premier point, la modélisation mathématique est par nature une excellente approche. Nous nous référerons à l'annexe 2.1 pour une description succincte des modèles mathématiques traitant au sens large des questions des bioénergies.

Le second point est déterminant pour le choix entre un modèle bottom-up, où chaque technologie est décrite de façon détaillée, et un modèle top-down, qui donne une vision technologique plus agrégée du secteur pour se focaliser sur son influence sur l'économie. Nous retenons une approche bottom-up car les contraintes technologiques spécifiques aux biocombustibles peuvent y être implémentées. Les arbitrages technologiques et la concurrence des usages sont alors appréhendés de façon pertinente en fonction du jeu d'hypothèses sur les prix et disponibilités des ressources, les demandes énergétiques et les mesures réglementaires.

Le troisième point nécessite enfin de ne pas se contenter de décrire uniquement les procédés de production des bioénergies avec leurs paramètres techniques et économiques seulement mais de décrire aussi leurs externalités et de prendre en compte les autres secteurs dans la description des ressources et des demandes du modèle. Il est donc nécessaire de retenir une approche suffisamment flexible.

Nous avons alors retenu **une approche MarkAI/TIMES** car la façon dont est modélisé le système énergétique permet d'ajouter des externalités environnementales aux procédés – un module climatique est d'ailleurs déjà interfacé avec cette approche (modèles TIAM). Il est possible d'implémenter une taxe ou une subvention qui correspondraient à leur internalisation dans l'économie. Cette approche permet aussi de décrire des secteurs non-énergétiques, comme l'industrie par exemple.

Enfin, concernant l’outil en tant que tel, il est utilisé par une communauté active de modélisateurs, regroupée au sein l’ETSAP (Energy Technology System Analysis Program). C’est un réseau de laboratoires de modélisateurs de l’énergie qui est issu d’un accord de mise en œuvre de l’AIE, dont le Centre de Mathématiques Appliquées de Mines ParisTech fait partie. Il présente l’avantage d’une prise en main relativement aisée puisque seule l’utilisation d’Excel est requise. Par ailleurs, le modèle développé peut être facilement intégré dans des modèles existants.

Cette approche a d’ailleurs été déjà employée pour définir des stratégies de déploiement des bioénergies. L’AIE a publié sa *roadmap* technologique pour les bioénergies en 2012. Les outils sur lesquels elle s’appuie sont le World Energy Model et l’ETP-TIMES model. (IEA, 2011) Au niveau européen, des exercices de prospective sur les bioénergies ont été réalisés à l’aide d’un modèle TIMES pour le Royaume-Uni (McDowall et al., 2012). Dans le cadre du REFUEL, dont le but était d’établir une roadmap européenne pour les biocarburants, le modèle BioTrans développé a aussi une structure de type TIMES (Londo, others, 2008).

1.2 L’approche TIMES

Les modèles TIMES sont technologiquement explicites (*bottom-up*), multirégionaux et d’équilibre partiel. Ils ont été développés pour représenter des systèmes énergétiques mais nous verrons qu’ils permettent néanmoins une souplesse de modélisation qui permet de représenter d’autres secteurs. Nous décrirons la façon de représenter le système énergétique, le problème d’optimisation associé et terminerons par une brève interprétation en termes de modélisation économique.

1.2.1 Représentation du système énergétique

Le système énergétique est représenté par un enchaînement de commodités et de procédés, faisant le lien entre les ressources primaires et la demande énergétique finale. Les technologies d’extraction, de logistique, de transformation et de consommation sont décrites dans le détail. La totalité de la chaîne de procédés élémentaires constitue le système énergétique de référence (**RES** pour *Reference Energy System* dans la description TIMES).

Ainsi, chacune des étapes est représentée par un procédé élémentaire, schématisé sur la figure 2.1, qui transforme un certain nombre de commodités d’entrée en commodités de sortie.

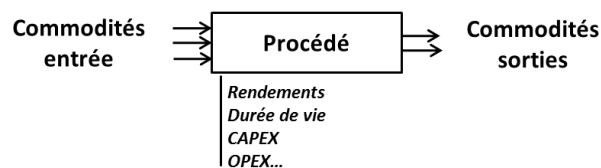


Figure 2.1 : Représentation d’un procédé élémentaire dans TIMES

Ces procédés sont définis par des paramètres techniques (efficacités, durée de vie, etc.) et économiques (coûts d’investissement, coûts opérationnels, etc.) selon la classe de procédés à laquelle ils appartiennent. Ces classes indiquent par exemple si ce sont des procédés d’échange, de production d’électricité, de demande, etc. Leur description précise est fournie dans la documentation (Loulou, Remne, et al., 2005, p. 11)

La figure 2.2 fournit un exemple de représentation de la partie demande du RES du modèle bioénergie développé dans le cadre de cette thèse. Les barres verticales représentent les

commodités, qui peuvent être définies dans cinq catégories : demande, énergie, matériau, environnement et finance. Les rectangles matérialisent les procédés : les jaunes sont les procédés de demande bioénergie, les rouges sont des procédés de production de chaleur et les violets sont des procédés intermédiaires propres à la modélisation qui permettent d’agréger les différents biocarburants avant de servir la demande. Les flux de commodités sont symbolisés par les flèches noires.

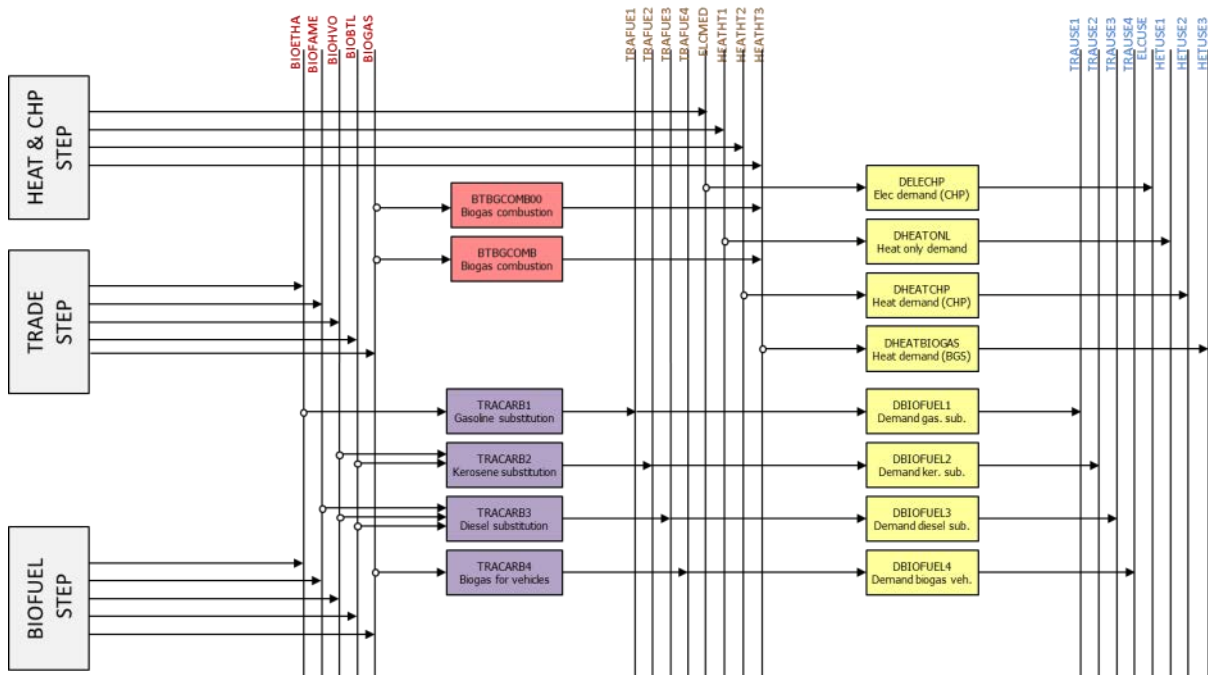


Figure 2.2 : Représentation du RES de la partie demande du modèle bioénergie

Les capacités installées, les niveaux d’activités des procédés et les quantités de flux sont calculés par résolution d’un problème d’optimisation.

1.2.2 Présentation du problème d’optimisation

TIMES est un générateur de modèles dont le cœur est implémenté sous GAMS (*General Algebraic Modeling System*). Ce **modeleur** s’appuie sur un « langage de modélisation algébrique » et est conçu pour résoudre des problèmes d’optimisation linéaires, entier-mixtes, et non linéaires. Il est interfacé avec de nombreux solveurs (e.g. CPLEX, GUROBI, EXPRESS).

Description compacte

D’un point de vue général, un problème d’optimisation consiste à minimiser ou maximiser une **fonction objectif**, expression mathématique impliquant des **variables de décision**, qui sont les inconnues du problème. Il doit en outre respecter un certain nombre de **contraintes**, sous la forme d’égalités ou d’inégalités, impliquant aussi les variables de décision. Les données connues décrivant le problème sont appelés **paramètres**. Enfin, les variables de décision et les paramètres sont généralement classés selon leur type dans des collections, appelées **sets**.

Dans sa formulation standard, le problème d’optimisation décrit dans TIMES est linéaire, c’est-à-dire que la fonction objectif et les contraintes sont des combinaisons linéaires des variables de décision. Il

consiste à **minimiser le coût total actualisé** du système, c'est-à-dire sur tout l'horizon de modélisation.

L'ensemble du problème peut donc être décrit à l'aide de l'écriture matricielle suivante :

$$\begin{aligned} & \text{minimiser } (c^T x) \\ & \text{sous contraintes } \{Ax \leq b \end{aligned}$$

Avec

- x le vecteur des variables de décision
- c le vecteur des coefficients de la fonction objectif
- A la matrice des paramètres connus des contraintes
- b le vecteur des bornes des contraintes.

Pour tout problème d'optimisation linéaire, il existe deux formulations, appelées primale et duale. Elles sont équivalentes et le problème dual s'écrit de la façon suivante :

$$\begin{aligned} & \text{maximiser } (b^T y) \\ & \text{sous contraintes } \{A^T y \geq c \end{aligned}$$

Les variables de décision du problème dual sont alors associées à chacune des contraintes du problème primal. Nous verrons dans le paragraphe suivant que les solutions duales ont une interprétation économique intéressante.

La résolution du problème délivre, pour chaque période et pour chaque région, les valeurs des variables de décision (solutions primales) et le coût marginal associé à chaque contrainte (solutions duales). Nous présentons les variables de décision principales et les contraintes majeures dans la suite du paragraphe.

Variables de décisions

Dans la suite du paragraphe, les variables de décision et les paramètres sont indexés de la façon suivante :

- r : relatif à une région de l'ensemble **R** des régions ;
- t : relatif à l'année de l'ensemble **T** des « années charnières » (*milestone years*) définies par le modélisateur ;
- v : relatif à l'année d'investissement de l'ensemble **V** des années d'investissement des procédés possédant l'attribut vintage ;
- s : relatif à la tranche horaire de l'ensemble **S** des tranches horaires
- p : relatif à un procédé de l'ensemble **P** comprenant toutes les technologies définies ;
- c : relatif à une commodité de l'ensemble des commodités définies **C**

Les variables de décision qui concernent les procédés sont :

- **ACT(r,v,t,p,s)** : niveau d'activité d'une technologie p , dans la région r , à la période t (et de façon optionnelle pour une période de construction v durant la tranche horaire s) – elle

s'exprime en PJ pour un procédé de production d'énergie, en Mt pour un procédé de production de matériaux ;

- **CAP(r,v,t,p)** : capacités installées du procédé p à la période t, dans la région r (et de façon optionnelle pour une période de construction v) – elle s'exprime en GW, PJ/an ou en Mt/an.
- **NCAP(r,v,p)** : nouvelles capacités installées de la technologie p, à la période v, dans la région r – elle s'exprime en GW, en PJ/an ou en Mt/an.

Deux variables de décisions propres aux commodités peuvent être créées dans le cas où une contrainte sur la quantité ou la production d'une commodité est définie :

- **COMNET(r,t,c,s)** : la quantité nette de la commodité c, dans la région r, à la période t (et de façon optionnelle à la tranche horaire s). Elle correspond à la différence entre la quantité produite plus la quantité importée moins la quantité consommée moins la quantité exportée – elle s'exprime en PJ ou en Mt ;
- **COMPRD(r,t,c,s)** : la quantité produite plus la quantité importée de la commodité c, dans la région r, à la période t (et de façon optionnelle durant la tranche horaire s) – elle s'exprime en PJ ou en Mt.

Enfin, les variables de décision relatives aux flux de commodité sont :

- **FLO(r,v,t,p,c,s)** : flux de la commodité c consommée ou produite par le procédé p dans la région r à la période t (et de façon optionnelle pour une période de construction v durant la tranche horaire s) – elle s'exprime en PJ ou en Mt ;
- **IRE(r,v,t,p,c,s,i/e)** : quantité importée (i) ou exportée (e) de la commodité c à l'aide du procédé p, dans la région r, à la période t à la tranche horaire s (et de façon optionnelle pour une période de construction v) – elle s'exprime en PJ ou en Mt ;
- **SIN(r,v,t,p,c,s)** et **SOUT(r,v,t,p,c,s)** : flux de la commodité c entrant ou sortant du procédé de stockage p, dans la région r, à la période t (et de façon optionnelle pour une période de construction v durant la tranche horaire s) – elle s'exprime en PJ ou en Mt.

Contraintes principales

Les équations qui composent TIMES sont décrites en détail dans (Loulou, Remne, et al., 2005). Nous nous contenterons de décrire les équations principales qui sont utiles à la compréhension du modèle et des résultats présentés.

Fonction objectif

La fonction objectif à minimiser est **le coût total actualisé du système**. Le critère choisi correspond donc à une vision où la rationalité recherchée par le stratège est d'ordre économique. Les questions sociétales, e.g. les externalités environnementales, doivent être monétisées afin d'être prise en compte dans le calcul de la trajectoire technologique optimale.

Elle s'écrit de la sorte :

$$Obj = \sum_{r \in R} \sum_{t \in T} \frac{ANNCOST(r, t)}{(1 + \tau(r, p))^{t-t_{ref}}}$$

Avec

R l'ensemble des régions représentées

T l'ensemble des années de l'horizon étudié

$\tau(r, p)$ taux d'actualisation du procédé ou groupe de procédés de la région r

t_{ref} année de référence

$ANNCOST(r, t)$ correspond à la somme des dépenses moins la somme des revenus pour la région r à la période t . Les dépenses incluent les coûts d'investissement et de démantèlement, les coûts opérationnels fixes et variables, les coûts d'importation et les taxes sur les commodités et les procédés. Les revenus viennent des exports, des subventions sur les commodités et les procédés, et la valeur actualisée des actifs et des commodités disponibles à la fin de l'horizon temporel. (Loulou, Remne, et al., 2005)

Les paramètres sont connus a priori sur tout l'horizon de modélisation.

Contraintes principales

La représentation proposée par la formulation mathématique essaie de représenter au mieux le système physique existant, à l'aide d'un certain nombre de contraintes.

Contrainte de capacité

Elle permet de s'assurer que le taux d'activité d'une technologie ne dépasse pas ce que permet le facteur de disponibilité multiplié par la capacité installée durant la tranche horaire impartie. Elle relie les variables ACT et CAP.

$\forall r \in R, \forall v \in V, \forall t \in T, \forall p \in P, \forall s \in S,$

$$ACT(r, v, t, p, s) \leq af(r, v, t, p, s) \cdot cap2act(r, p) \cdot fr(r, s) \cdot CAP(r, v, t, p)$$

Avec

$af(r, v, t, p, s)$ facteur de disponibilité du procédé p , à la période t

$cap2act(r, p)$ facteur de conversion entre l'unité de capacité et l'unité d'activité du procédé p

$fr(r, s)$ fraction annuelle de la tranche horaire

Transfert de capacité

Cette contrainte correspond à une traduction de l'intertemporalité. Elle permet de prendre en compte les capacités installées qui sont toujours susceptibles d'être utilisées avant la période t et de les ajouter aux capacités créées durant la période t . Elle relie les variables CAP et NCAP.

$\forall r \in R, \forall t \in T, \forall p \in P,$

$$CAP(r, t, p) = resid(r, t, p) + NCAP(r, v = t, p)$$

Avec

$resid(r, t, p)$ capacités installées et disponibles du procédé p , préalablement à l'année t

Activité des procédés

Elle permet d'exprimer les niveaux d'activité des procédés avec les flux de commodités entrants ou sortants. Elle relie les variables ACT et FLO.

$$\forall r \in R, \forall v \in V, \forall t \in T, \forall p \in P, \forall s \in S,$$

$$ACT(r, v, t, p, s) = \sum_{c \in PCG} \frac{FLO(r, v, t, p, c, s)}{actflo(r, v, p, c)}$$

Avec

$actflo(r, v, p, c)$ facteur de conversion entre l'activité du procédé et le flux de commodité c . Il peut être apparenté à l'efficacité du procédé à condition de définir les commodités d'entrée comme le *Primary Commodity Group* (PCG).

Équilibre des flux de commodités

Quelle que soit la commodité, pour chaque période ou sous période, les quantités produites doivent être supérieures ou égales aux quantités consommées, comme le montre la figure 2.3. Elle relie les variables FLO, IRE, SIN et SOUT.

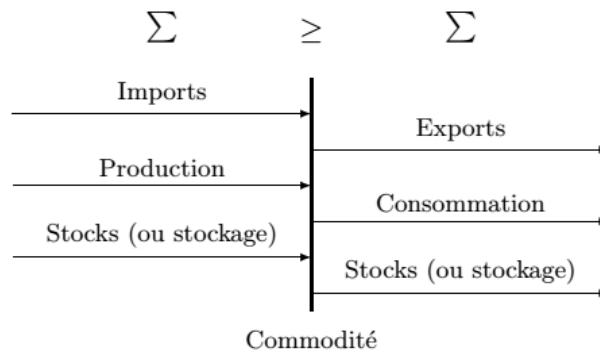


Figure 2.3 : Contrainte d'équilibre des flux de commodités. La somme des quantités produites doit être supérieure ou égale à la somme des quantités utilisées (Loulou, Remne, et al., 2005). Schéma de (Drouineau, 2011)

C'est dans ce cadre que s'exprime l'équation de satisfaction de la demande, à la différence que le niveau « de consommation » pour les commodités de demande est fixé de façon exogène.

Autres relations entre les flux de commodités

Des paramètres supplémentaires existent pour décrire les flux de commodités de façon plus flexible. En effet, la contrainte d'activité des procédés ne permet que de définir les flux des commodités appartenant au PCG. Il existe donc une autre relation qui permet de relier flux des commodités d'entrée et de sortie pour un procédé donné.

$$\forall r \in R, \forall v \in V, \forall t \in T, \forall p \in P, \forall s \in S,$$

$$\sum_{c \in CG_2} FLO(r, v, t, p, c, s) = flocunc(r, v, CG_1, c, CG_2, s) \cdot \sum_{c \in CG_1} coeff(r, v, p, CG_1, c, CG_2, s) \cdot FLO(r, v, t, p, c, s)$$

Avec

CG_1 Ensemble des commodités entrantes du procédé p

CG_2 Ensemble des commodités sortantes du procédé p

$flofunc(r, v, CG_1, c, CG_2, s)$ efficacité globale par rapport à la somme des commodités de CG_1

$coeff(r, v, p, CG_1, c, CG_2, s)$ efficacité particulière de la commodité c

Une deuxième équation permet d'encadrer les flux de commodités entrant ou sortant du procédé p afin de les décrire le plus précisément possible.

$\forall r \in R, \forall v \in V, \forall t \in T, \forall p \in P, \forall s \in S,$

$$FLO(r, v, t, p, c, s) \stackrel{\leq}{\geq} floshar(r, v, t, p, c, s) \cdot \sum_{c' \in CG} FLO(r, v, t, p, c', s)$$

Avec

CG Ensemble ou sous-ensemble de commodités entrantes ou sortantes du procédé p

$floshar(r, v, t, p, c, s)$ facteur permettant de définir des contraintes spécifiques pour la commodité c par rapport au groupe de commodité CG.

Contraintes utilisateurs

Une dernière catégorie de contraintes concerne celles que l'utilisateur peut créer afin de représenter une caractéristique du système étudié qui ne serait pas prise en compte dans le jeu d'équations présenté ci-dessus. Il est par exemple possible de limiter le développement d'une technologie, e.g. la production de triglycérides par des microorganismes, ou de limiter l'incorporation de biogazole dont les points de filtrabilité seraient trop élevés afin de respecter les normes en vigueur dans l'Union Européenne.

1.2.3 Interprétation économique

En termes de modélisation économique, les modèles TIMES sont dits d'équilibre partiel des marchés de l'énergie. En effet, l'optimisation revient à hiérarchiser les technologies dans l'ordre de préséance économique (ordre de coûts croissants). Cette organisation de la courbe d'offre permet de garantir la maximisation du surplus des producteurs. Dans le cas où la demande est élastique aux prix, l'optimisation garantit aussi la maximisation du surplus des consommateurs, c'est-à-dire l'exacte quantité de commodité que l'acheteur est prêt à payer au prix d'équilibre. Or, sous certaines conditions vérifiées sous TIMES, l'équilibre offre-demande est atteint lorsque le surplus total (surplus des producteurs et surplus des consommateurs) est maximisé¹⁰. (Loulou, Remne, et al., 2005)

Puisque l'ensemble des données actuelles et futures sont connues a priori, le modèle est dit d'anticipation parfaite ou de *perfect foresight*. Il est néanmoins possible d'introduire de l'incertitude sur certains paramètres à l'aide de l'outil stochastique de TIMES.

De plus, cet équilibre se fait dans le cadre de concurrence parfaite : atomicité des acteurs et information parfaite sur tout l'horizon de modélisation. La théorie microéconomique nous dit que les

¹⁰ Ce principe est vrai pour plusieurs commodités à condition que leurs élasticités-prix croisées soient égales, ce qui est le cas dans TIMES puisqu'elles sont toutes nulles.

coûts marginaux sont alors égaux aux prix de marché. Néanmoins, il est possible d'introduire des incertitudes concernant l'issue d'évènements dans le futur (effort de réduction des émissions de GES, croissance économique) à l'aide de la version stochastique de TIMES. (Loulou, Remne, et al., 2005)

Enfin, la valeur duale de la contrainte d'équilibre des flux d'une commodité reflète son coût marginal, c'est-à-dire le surcoût pour produire une quantité infinitésimale supplémentaire.

2. Description du modèle bioénergie français

2.1 Périmètres du modèle et système énergétique de référence

Le périmètre géographique retenu est celui de la France métropolitaine, qui est un marché d'intérêt stratégique pour Avril. Il existe de plus un corpus étoffé d'études sur l'évaluation des potentiels des ressources biomasse. C'est aussi le périmètre du modèle TIMES-FR développé au CMA dans lequel doit s'intégrer ce modèle bioénergie

Le périmètre sectoriel est celui des bioénergies. Les ressources considérées sont les commodités agricoles susceptibles d'être transformées en biocarburants, les co-produits agricoles (paille, effluents d'élevage, etc.), les ressources sylvicoles pour l'énergie et les déchets des industries agro-alimentaires. Les déchets industriels banaux et les déchets municipaux ne sont pas pris en compte. La production de composés d'intérêt par des microorganismes est aussi considérée. La modélisation des technologies est basée sur une revue de littérature internationale des analyses technico-économiques. Tous les procédés présentés au chapitre précédent n'ont pas pu être représentés du fait du manque de données technico-économiques fiables. C'est le cas par exemple des procédés de craquage catalytique fluide de KiOR et de reformage en phase aqueuse de Virent.

Enfin, l'année de départ est 2010 et l'horizon de modélisation est 2050. Cela permet d'étudier le déploiement de technologies de rupture, telles que la production d'huile par des microorganismes autotrophes ou la gazéification de biomasse pour produire des biocarburants liquides ou gazeux. Pour être cohérents avec le modèle TIMES-FR, l'ensemble des coûts et des prix sont donnés en €₂₀₀₅.

La figure 2.4 est une représentation simplifiée du système énergétique de référence du modèle bioénergie développé. De gauche à droite, nous parcourons l'ensemble de la chaîne de conversion, des ressources aux demandes en passant par les étapes de logistique, et de transformation de la biomasse. Dans la suite du chapitre, nous allons décrire en détail les hypothèses de modélisation en parcourant le système énergétique de référence de l'amont à l'aval et détaillerons les données retenues pour l'année de référence.

L'évolution des prix des énergies fossiles sont basées sur les projections de l'Agence Internationale de l'Énergie présentée dans son *World Energy Outlook*. Nous avons retenu le scénario qui prévoit l'augmentation la plus importante. Ces hypothèses sont récapitulées à l'annexe 2.2.

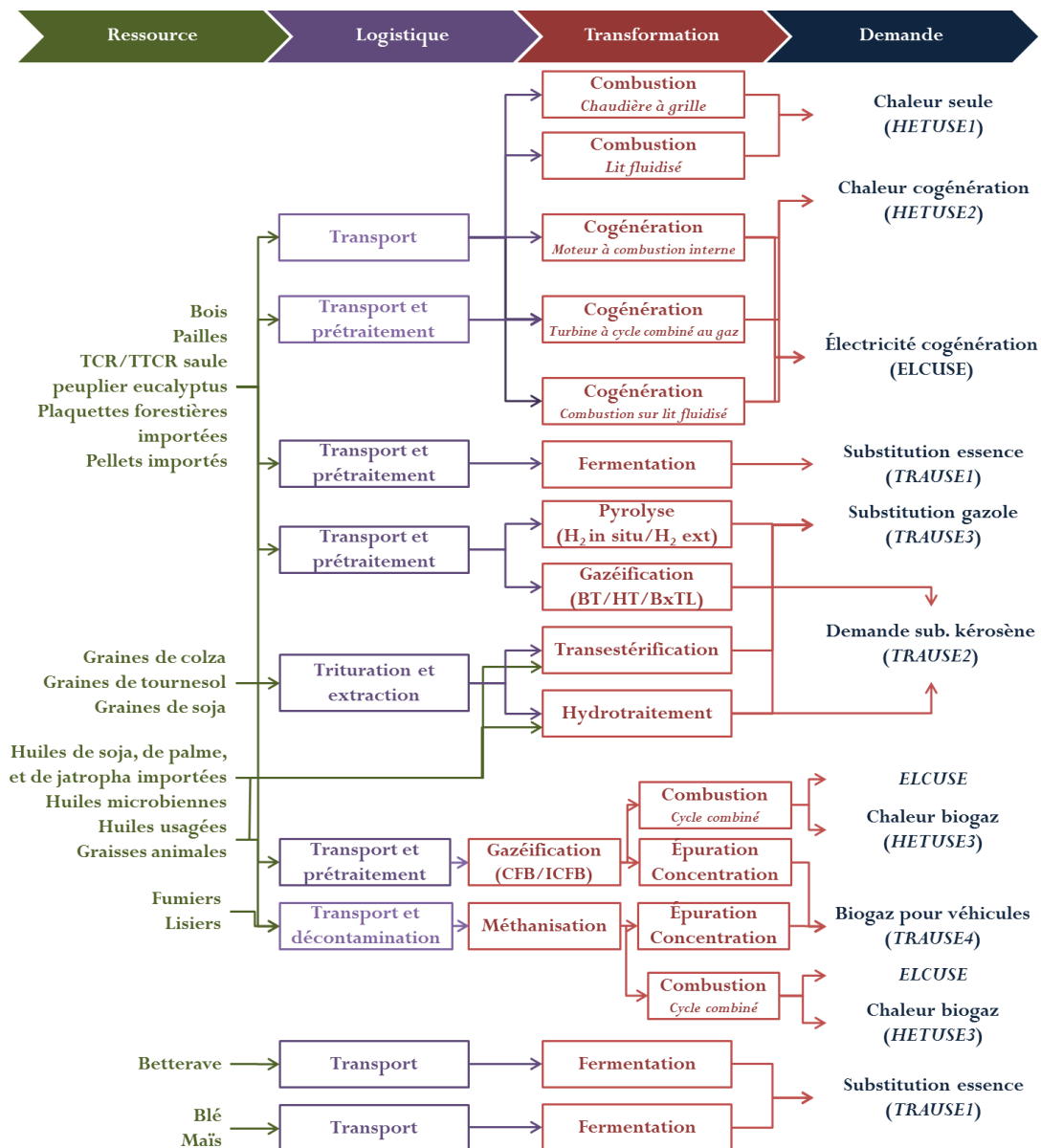


Figure 2.4 : Système Énergétique de Référence simplifié du modèle bioénergie France

2.2 Les ressources biomasse, leurs coûts et leurs disponibilité

Les filières agricoles, forestières et l'industrie agro-alimentaire (IAA) françaises sont les principales fournisseuses de biomasse susceptible d'être valorisée énergétiquement. Les importations de fèves de soja, des huiles de palme, de soja et de jatropha, de plaquettes forestières et de granulés de bois, ou pellets, sont aussi représentées dans le modèle. Nous décrivons également les voies de production d'huile algale par voie autotrophe, que nous considérons comme des technologies de production de biomasse. En revanche, nous n'avons pas inclus les déchets urbains et industriels banals dans ce modèle.

Dans cette partie, nous présenterons les ressources que nous avons retenues, leur quantité mobilisée pour l'année de référence ainsi que la méthodologie pour construire des scénarios de leurs disponibilités futures.

2.2.1 Les ressources agricoles métropolitaines

Le secteur agricole fournit de nombreux produits et co-produits susceptibles d'être valorisés énergétiquement.

Produits de l'agriculture

Neuf commodités agricoles sont représentées dans le modèle : la betterave sucrière, le blé tendre, le maïs, le triticale, le colza, le tournesol, le soja, le panic érigé (*switchgrass*) et le miscanthus.

La betterave sucrière, le blé tendre et le maïs sont actuellement utilisés pour la production d'éthanol carburant. En revanche, le triticale ne l'est pas mais il est vu comme une plante à fort potentiel pour la production d'éthanol dans la mesure où il présente un rendement de conversion équivalent à celui du blé. Il est essentiellement destiné au marché du fourrage à l'heure actuelle, les producteurs pourraient décider d'en valoriser l'amidon pour produire de l'éthanol.

Les huiles de colza, soja et tournesol sont les matières premières du biogazole. Selon les années, les proportions varient : le colza est de loin le plus utilisé, la part de tournesol tend à décroître, son prix sur le marché alimentaire étant trop élevé pour qu'une valorisation biocarburant soit rentable, le soja est très peu cultivé en France à l'heure actuelle et a une contribution négligeable. (In Numeri, 2012)

Pour les oléagineux (colza, tournesol, soja), nous avons retenu deux options de modélisation. Dans la première, nous considérons les graines et une étape de trituration permet de séparer huile d'une part et tourteaux riches en protéine d'autre part. Dans la seconde, nous considérons directement les huiles. Cette dernière permet d'étudier plus particulièrement le comportement d'un acteur qui valorise les acides gras : responsable d'unités de transestérification ou d'hydrotraitement. Ce qui est d'intérêt stratégique pour Avril.

Le miscanthus et le switchgrass sont deux graminées qui présentent des rendements de production de biomasse lignocellulosique intéressants ainsi que de bons bilans environnementaux (faible besoin en intrant, recyclage de l'azote performant, itinéraires techniques simples). (France Miscanthus, RMT Biomasse, 2012)

Disponibilité

Le tableau 2.1 présente les disponibilités des ressources agricoles implémentées dans le modèle. Les données proviennent de sources diverses car il n'existe pas de service statistique dédié aux bioénergies en France accessible au public.

Pour la betterave, la surface cultivée pour la production d'éthanol carburant était de 50 kha et le rendement était de 83 t/ha. (SNPAA et al., 2012 ; Sauvée, 2013). Pour le blé et le maïs, les données sont basées sur les calculs de l'étude rétrospective de l'ADEME (In Numeri, 2012) en faisant l'hypothèse que 936 millions de m³ d'éthanol carburant ont été produits en France en 2010 (EUROSTAT, 2014). La quantité de triticale valorisé est statistiquement négligeable.

D'après l'étude PricewaterhouseCoopers sur le poids socio-économique de la filière biogazole française, la seule commodité produite en France ayant servi à sa production est le colza. Les huiles restantes sont des huiles importées et sont décrites au paragraphe 2.2.2. (Raes et al., 2013)

Enfin, d'après le site du semencier NovaBiom, 2000 ha de miscanthus et 1000 ha de switchgrass ont été cultivés en France en 2010. Le rendement de production est estimé entre 9 et 15 t_{ms}/ha pour le miscanthus après la première année de culture, nous retenons un rendement de 12 t_{ms}/ha. (France Miscanthus, RMT Biomasse, 2012) Celui du switchgrass peut varier entre 12 et 15 t_{ms}/ha, nous retenons un rendement de 14 t_{ms}/ha. (Programme LIDEA, 2007)

		Disponibilité (kt)	Source
Betterave		4150	(SNPAA et al., 2012 ; Sauvée, 2013)
Blé		785	Adapté de (In Numeri, 2012)
Triticale		0	–
Maïs		353	Adapté de (In Numeri, 2012)
Colza	<i>Graines</i>	3440	Adapté de (Raes et al., 2013)
	<i>Huile</i>	1445	(Raes et al., 2013)
Tournesol	<i>Graines</i>	0	(Raes et al., 2013)
	<i>Huile</i>	0	(Raes et al., 2013)
Soja	<i>Graines</i>	0	(Raes et al., 2013)
	<i>Huile</i>	0	(Raes et al., 2013)
Miscanthus		24	(NovaBiom, 2013)
Switchgrass		14	(NovaBiom, 2013)

Tableau 2.1 : Disponibilité des ressources agricoles métropolitaines en 2010

Pour l'élaboration des scénarios de disponibilité, l'estimation des quantités disponibles pour l'énergie est effectuée en deux étapes :

1. Une estimation de la surface disponible allouée à une production énergétique pour chaque ressource agricole ;
2. Une multiplication par le rendement agricole qui varie au cours du temps.

Coûts

Renseigner les coûts (ou prix de revient) ou les prix de marché des commodités est un choix de modélisation important. Il va dépendre de l'objet de l'étude. Si l'on est un décideur et que l'on cherche à définir une stratégie équilibrée pour l'ensemble des acteurs, en maximisant leur surplus, la logique économique préconise d'utiliser les coûts de production. Si l'on est un acteur industriel et que l'on se sert du modèle comme outil d'aide à la décision, utiliser les prix de marché est plus judicieux puisque ce sont eux qui vont être déterminants pour établir le classement des rentabilités.

	Coût de production (€ ₂₀₀₅ /t)	Source
Betterave	22	(Desbois, Legris, 2007)
Blé	165	(Desbois, Legris, 2007)
Triticale	125	(Nathalie Sabatté, 2008)
Maïs	150	(Desbois, Legris, 2007)
Colza	231	(Desbois, Legris, 2007)
Tournesol	384	(Desbois, Legris, 2007)
Soja	204	(Guy Millet, 2010)
Miscanthus	26	(G Bocquého, F Jacquet, 2010)
Switchgrass	33	(G Bocquého, F Jacquet, 2010)

Tableau 2.2 : Coûts des ressources agricoles métropolitaines

Nous retenons la première approche car nous cherchons à définir une stratégie équilibrée pour l'ensemble des acteurs. Nous présentons dans le tableau 2.2 les coûts de production des commodités agricoles. Là encore, ils proviennent de nombreuses sources, de dates différentes, les montants ont été ramenés en euros constants 2005 avec le calculateur de pouvoir d'achat de l'INSEE¹¹.

Le coût de transport dépend fortement du moyen utilisé, e.g. camion, train ou péniche. Nous avons retenu un coût de 13,3 €₂₀₀₅/t qui correspond à un rayon moyen de 100 km.

Co-produits de l'agriculture

Ce que nous appelons co-produits de l'agriculture sont les pailles de céréales, les cannes de maïs, et les pailles oléagineuses.

D'après France AgriMer, la moitié des pailles de céréales et des cannes de maïs récoltables doivent être retournées 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 Mt_{ms} de pailles de céréales, 1,2 Mt_{ms} de pailles d'oléagineux et 2,9 Mt_{ms} de cannes de maïs en 2010. (France AgriMer, 2011)

Mais les quantités de paille effectivement mobilisables dépendent surtout du consentement 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. (ADEME, INRA, 2006) Les pailles possèdent l'avantage d'avoir un taux d'humidité base humide relativement faible, de 15 %.

Les coûts des co-produits agricoles ont été évalués dans le rapport final du projet AGRICE (Gagnaire et al., 2006). Nous considérerons un prix de 41 €₂₀₀₅/t qui inclut un transport de 50 km.

2.2.2 Les ressources agricoles importées

Le modèle du secteur bioénergie français a la possibilité d'importer des ressources agricoles afin de les valoriser en énergie. Nous avons modélisé les importations de fèves de soja, d'huiles de palme, de soja et de jatropha, de plaquettes forestières et de pellets de bois.

Les fèves de soja

À l'heure actuelle, les importations de fèves de soja servent principalement à l'alimentation humaine (tofu, yaourt, lait de soja...). Mais on peut envisager un accroissement des importations de fèves, qui seraient triturées en France. Elles sont en effet riches en tourteaux destinées à l'alimentation animale et l'huile pourrait trouver un débouché avec le biogazole.

Comme le montre la figure 2.5, les importations de fèves de soja ont fluctué entre 0,32 et 1 Mt au cours de la dernière décennie. La quantité de fèves de soja disponible à l'importation a été fixée à 428 kt/an. En effet, cela correspond aux 77 kt d'huile brute de soja qui ont été transestérifiées après avoir été triturées en France en 2010. (Raes et al., 2013) L'huile issue de la trituration est ensuite susceptible d'être incorporée dans le mix huile qui va subir la transestérification.

¹¹ <http://www.insee.fr/fr/themes/calcul-pouvoir-achat.asp>

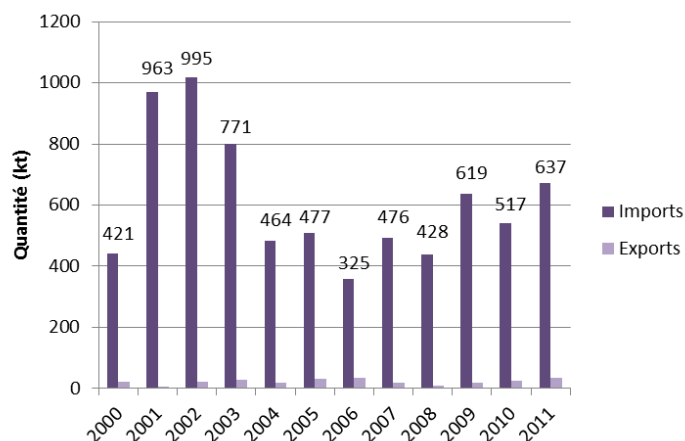


Figure 2.5 : Importations, exportations et balance de fèves de soja en France (FAOSTAT, 2014)

L'INSEE fournit le prix des fèves de soja importées cotées sur le marché de Chicago. Nous retenons la valeur 2010 mais nous tenons à signaler que les cours se sont envolés en 2011, avec une augmentation de près de 30 % en monnaie courante.

	2000	2005	2010	2011
Prix (c\$_{courant}/boisseau)	488	598	1030	1304
Prix (€₂₀₀₅/t)	212	176	264	334

Tableau 2.3 : Évolution du prix des fèves de soja (INSEE, 2012)

1 boisseau = 60 lb = 27,216 kg

L'huile de soja

D'après la figure 2.6, les importations de soja croissent depuis 2003 et s'expliquent par le besoin croissant d'huiles végétales depuis que la France en fait un usage énergétique en plus d'un usage alimentaire. D'après Gabriel KRAPF, Directeur Développement chez Avril, plus de 95 % de l'augmentation des importations d'huile de soja est dirigée vers les biocarburants. Environ 220 kt d'huile de soja importée ont ainsi été transestérifiées en France en 2010. (Raes et al., 2013)

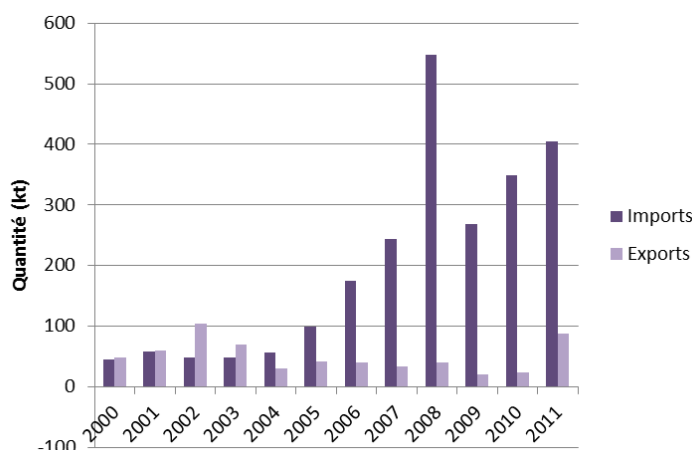


Figure 2.6 : Évolution de la balance commerciale (volumes) d'huile de soja (FAOSTAT, 2014)

D'après les constatations de marché, nous modéliserons une quantité d'huile de soja disponible à l'importation de 0,5 Mt en 2010, ce qui correspond au maximum de la balance commerciale sur la période 2000 – 2010.

Le prix CIF (*Cost Insurance and Freight*) de l'huile de soja a fortement fluctué ces dix dernières années. Nous retenons un prix 2010 basé sur la moyenne de l'année : 774 €₂₀₀₅/t.

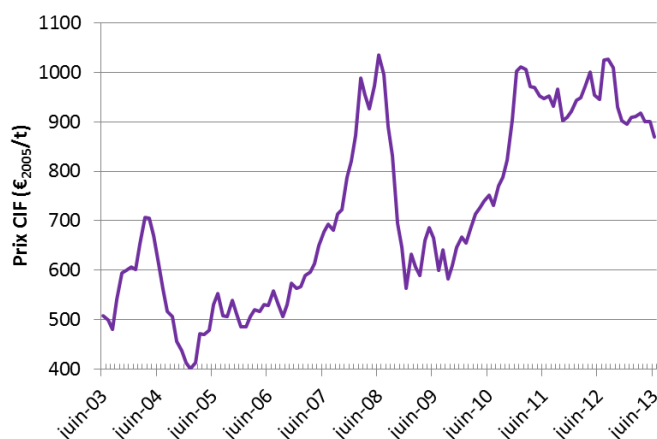


Figure 2.7 : Évolution du prix CIF rendu Rouen de l'huile de soja, adapté de (World Bank, 2012)

L'huile de palme

La production mondiale d'huile de palme, représentée sur la figure 2.8, connaît actuellement une augmentation exponentielle, avec une multiplication par 2 du volume produit tous les 9 ans ! L'essentiel de la demande provient de l'alimentation dans les pays en développement. Elle rentre aussi dans la composition de nombreux produits élaborés, comme les biscuits. En effet, elle présente la particularité d'être solide à température ambiante du fait de sa teneur – plus de 50 % – en acides gras saturés (acides palmitique, stéarique et myristique). Elle présente aussi une bonne résistance à l'oxydation.

Les importations françaises d'huile de palme ont aussi globalement progressé ces dernière années, avec un pic de près de 400 kt en 2008. La polémique sur ses qualités nutritionnelles et sa responsabilité dans la déforestation, en Indonésie et en Malaisie – les deux principaux pays producteurs – notamment ont entraîné une baisse des importations des années suivantes.

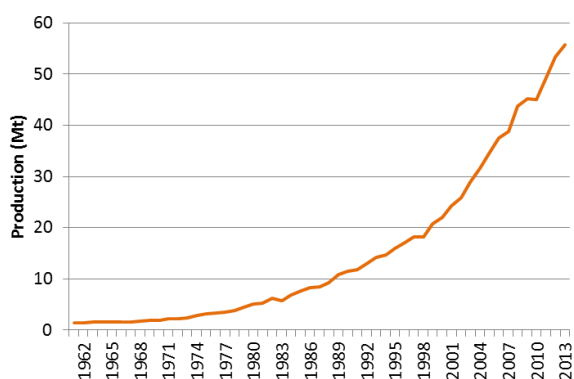


Figure 2.8 : Évolution de la production mondiale d'huile de palme (FAOSTAT, 2014)

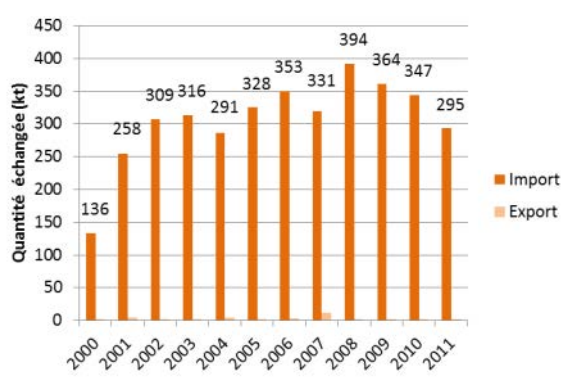


Figure 2.9 : Évolution des importations françaises d'huile de palme (FAOSTAT, 2014)

En 2010, 61 kt d'huile de palme ont servi à la production de biocarburants en France (Raes et al., 2013) et cette quantité pourrait bien augmenter dans les années à venir, car son prix se situe en dessous de l'huile de soja, comme le montre la figure 2.10.



Figure 2.10 : Évolution du prix CIF rendu Rouen de l'huile de palme, adapté de (World Bank, 2012)

Son prix CIF rendu Rouen, basé sur la moyenne des prix constatés en 2010, était de 750 €₂₀₀₅/t.

L'huile de jatropha

Le jatropha est vu par certains comme la solution incontournable au conflit d'usages alimentaire et énergétique des huiles végétales. En effet, cette plante peut se développer sur des terres marginales, impropres aux cultures vivrières. Cependant de nombreuses expérimentations ont montré que le rendement agricole est trois fois et demi inférieur (402 kg/(ha.an) contre 1381 kg/(ha.an)) (Rettenmaier et al., 2008) lorsque le jatropha est cultivé sur des terres marginales. En outre, 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 co-produit de trituration comestible pourrait permettre d'accroître l'attrait nutritif et économique de sa culture.

L'huile de jatropha n'a pas servi de matière première pour la production de biogazole en France et il n'y a pas encore de prix de marché international pour cette commodité.

Le tableau 2.4 récapitule les quantités disponibles et les prix des oléagineux disponibles à l'importation.

En 2010	Disponibilité 2010 (Mt)	Prix (€ ₂₀₁₀ /t)
Fèves de soja	0,4	284
Huile de soja	0,22	800
Huile de palme	0,06	660
Huile de jatropha	0	--

Tableau 2.4 : Récapitulatif des disponibilités 2010 et 2050 et des prix des commodités importées

2.2.3 Les ressources forestières, populicoles et bocagères métropolitaines

Nous avons décrit dans le chapitre 1 les verrous et les enjeux d'une meilleure valorisation du potentiel des ressources forestières françaises. Le but de l'étude présentée dans ce paragraphe est d'établir une courbe d'offre (prix bord de route en fonction du potentiel disponible) des ressources françaises en bois.

L'évaluation du potentiel français de la forêt, des peupleraies et des bocages a fait l'objet de quatre études successives. Leur chronologie, leurs périmètres et leurs liens sont représentés sur la figure 2.11.

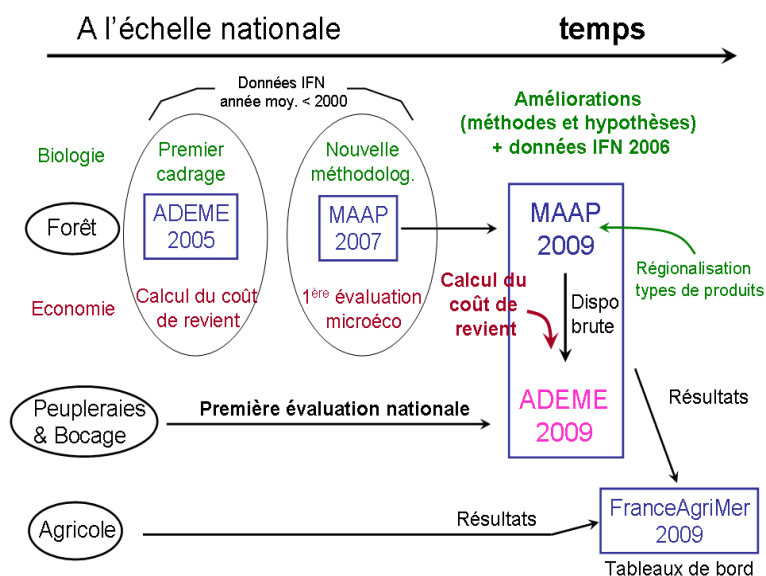


Figure 2.11 : Chronologie et périmètre des études évaluant le potentiel sylvicole métropolitain

Ces études suivent une méthodologie semblable qui s'est affinée au cours du temps, e.g. distinction par types de produits, régionalisation, évaluation des prix de revient. Nous présentons ici la méthodologie de l'étude la plus récente, qui correspond à « ADEME 2009 » sur la figure 2.11 – car « France AgriMer 2009 » ne correspond pas à une nouvelle étude mais à l'ajout des disponibilités lignocellulosiques agricoles. Nous décrivons les études précédentes dans l'annexe 2.3.

L'étude *Biomasse forestière, populicole et bocagère disponible pour l'énergie à l'horizon 2020*, commandée par l'ADEME en 2009 a pour périmètre la France métropolitaine. L'objectif de l'étude est de quantifier les gisements de biomasse ligneuse disponible pour des usages énergétiques. Outre la biomasse forestière, les peupleraies, haies, alignements, arbres urbains et épars, vignes, vergers, landes et souches ont été pris en compte. Sont exclues les cultures agricoles conventionnelles, prairies et les nouvelles cultures dédiées à la production de biomasse.

La question de la durabilité de la gestion de la forêt a aussi été prise en compte avec l'impact sur la concentration en minéraux suite au prélèvement des menus bois. Ainsi, les contraintes prises en compte sont la durabilité de la récolte, l'exploitabilité physique et la contrainte économique. Le schéma (figure 2.12) récapitule les étapes de calcul pour passer de la ressource totale en bois à la disponibilité actuelle et supplémentaire de bois industrie et bois énergie (BIBE).

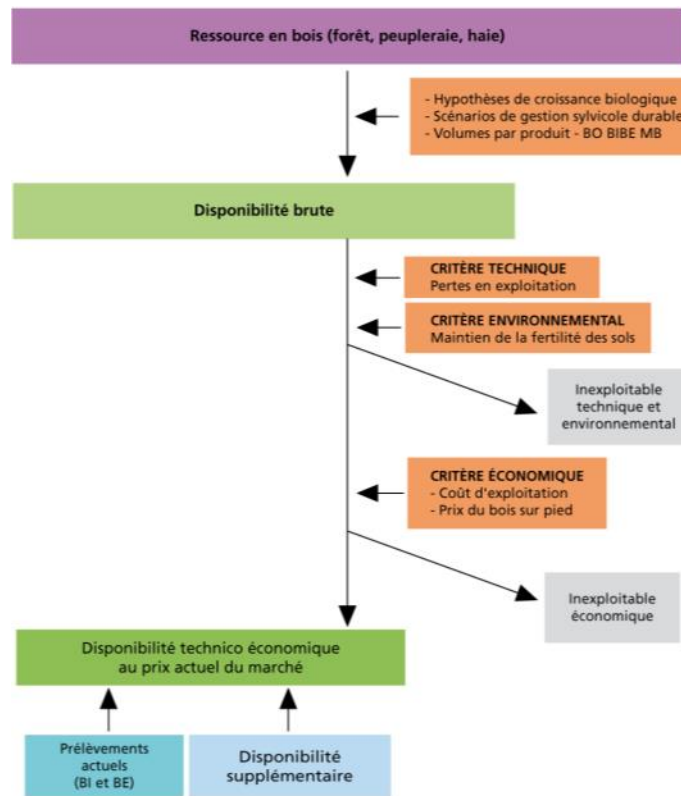


Figure 2.12 : Méthodologie de l'étude ADEME 2009

Méthodologie de l'évaluation des potentiels

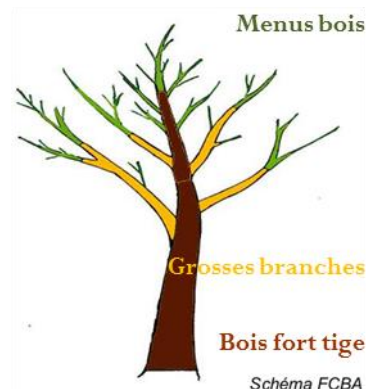
Cette partie est une synthèse de l'étude (ADEME, 2009). Les calculs sont différents pour les secteurs forestier, populier et bocager.

Pour la forêt :

L'inventaire forestier national (IFN) – ancien EPIC indépendant maintenant joint à l'IGN (renommé Institut Géographique National et Forestier depuis le rattachement de l'IFN) – est chargé de l'inventaire permanent des ressources forestières nationales, publiques et privées. Il a servi de base de données pour les études d'évaluation de la ressource en bois.

Évaluation de la ressource totale en bois

Le volume total aérien correspond à l'ensemble du volume bois sur pied. Il est souvent compartimenté en bois fort tige – correspondant au seul volume du tronc, du sol à la découpe au diamètre 7 cm, puis en grosses branches et en menus bois. Or l'IFN fournit des données pour le volume « bois fort tige ». Le volume total aérien se déduit du volume bois fort tige grâce à un coefficient multiplicateur propre à chaque essence ou famille d'essence. Dans l'étude ADEME 2009, l'année moyenne IFN est 2006 et les coefficients sont les « tarifs de cubage » calculés dans le projet Carbofor. Nous nous référerons à l'annexe 2.3 pour plus de précisions.



Calcul de la disponibilité brute

Une fois la ressource totale estimée, il faut évaluer les disponibilités en bois pour chaque type d'usages : bois d'œuvre (BE), bois industrie (BI) et bois énergie (BE). Cela implique plusieurs étapes :

- Construction des **domaines d'étude**, qui regroupent des peuplements comparables en termes d'objectifs sylvicoles et de croissance (selon l'essence, la localisation géographique, la propriété, l'exploitabilité physique, la distribution des diamètres de tronc...);
- Les données IFN permettent ensuite de quantifier la ressource par domaine d'étude ;
- Les peuplements sont alors affectés à un type de gestion (futaie, taillis, mélange futaie-taillis)
- Pour chaque type de gestion de chacun des domaines d'étude, des scénarios sylvicoles sont définis. Ils explicitent un taux de prélèvement pour un âge / diamètre donné, une rotation des interventions, une durée de régénération des peuplements mûrs.

Remarque : Les préconisations de gestion durable définissent une norme. Les prélèvements des peuplements voisins de la norme définiront un « gisement pérenne ». À l'inverse les peuplements surcapitalisés ou peu denses impliqueront un gisement conjoncturel, pour que ces peuplements reviennent progressivement vers la norme.

La compartimentation du volume de la tige bois fort (BO / BIBE / MB) a été affinée à l'aide des études interrégionales menées dans le cadre de l'étude, comme le montre la figure 2.13 pour les tiges de chênes.

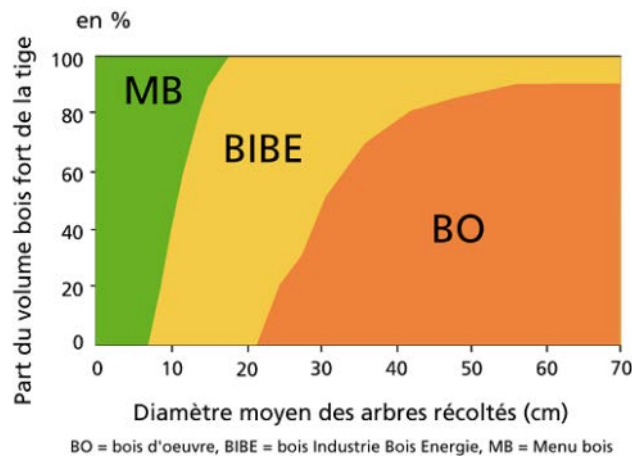


Figure 2.13 : Compartimentation de la tige bois fort, exemple du chêne

Pour compartimenter le reste du volume aérien, l'approche de l'étude MAP 2009 a été retenue. Elle consiste à calculer la proportion de Menus Bois par rapport au volume total. Le volume de BIBE se déduit alors par différence, puisqu'on considère que les houppiers ne fournissent pas de bois d'œuvre. Cette proportion est extrapolée à partir de données expérimentales pour chaque type d'essence.

Une fois la disponibilité brute calculée par type d'usage, la gestion durable des forêts implique de ne pas appauvrir les sols. Or les menus bois contiennent une grande quantité de minéraux, les prélever pour des usages énergétiques impliquent donc une forte exportation minérale. Trois types de sols ont donc été identifiés selon leur sensibilité chimique aux exportations minérales : forte, moyenne et faible.

L'étude prospective (horizon 2020) fait cinq hypothèses :

1. La productivité du peuplement est constante ;
2. La surface boisée est constante ;
3. Tous les peuplements sont soumis au scénario de « gestion durable » ;
4. Les types de gestion sont maintenus (futaies, taillis et mélanges futaies-taillis) ;
5. La ventilation par type d'usages est maintenue constante.

Les hypothèses 1 et 2 sont tout à fait raisonnables du fait de l'inertie biologique et de gestion. Les cycles forestiers sont en effet relativement longs.

L'hypothèse 3 peut être qualifiée d'optimiste, bien que souhaitable. Elle nécessiterait en effet une forte implication des pouvoirs publics et des acteurs privés pour le développement de la filière bois dans les forêts. Ainsi, les résultats obtenus constituent la partie haute de la fourchette des possibles.

L'hypothèse 4 présuppose que le développement futur du bois énergie ne modifiera pas le type de gestion. Or les impacts de cette hypothèse d'invariance pourraient être marqués dans les peuplements mûres qui occupent une surface importante. Le gisement pourrait donc être sous-estimé.

Enfin, l'hypothèse 5 est peut-être la plus sensible des hypothèses puisqu'elle a des conséquences directes sur les types d'usages. Néanmoins, elle est acceptable si on considère que le bois énergie reste un coproduit de l'exploitation du bois d'œuvre.

Remarque : Prise en compte de la tempête Klaus

La très grande majorité des dégâts concerne le massif des Landes de Gascogne où 31 % du stock initial de pin maritime est tombé à terre, ce qui correspond à 37 millions de m³. L'étude MAP 2009 a pris en compte l'impact de la tempête Klaus.

	Sans Klaus (disponibilité brute de BIBE en millions de m ³ /an)		Avec Klaus (disponibilité brute de BIBE en millions de m ³ /an)	
	Aquitaine	France	Aquitaine	France
Résineux	3,1	18,0	2,3	17,2
Feuillus	4,6	51,0	4,4	50,8
Total	7,7	69,0	6,7	68,1

Tableau 2.5 : Impact de la tempête Klaus de 2009 sur la disponibilité BIBE

D'un point de vue national, la disponibilité annuelle diminue de 1 millions de m³, ce qui correspond à 250 ktep.

Pour les peupleraies :

L'évaluation de la ressource populicole est une première dans ce type d'études. Les peupliers sont utilisés car ils fournissent rapidement du bois de qualité bois d'œuvre. Le BIBE s'inscrit donc comme un coproduit de cette exploitation.

Définition des domaines d'étude

Les données IFN permettent de constituer des domaines d'étude pour le calcul de disponibilité du bois, comme cela a été fait pour la forêt. Les critères retenus ici sont la localisation géographique et les cultivars (variété de peuplier).

Calcul de la disponibilité brute

Le calcul des disponibilités brutes est effectué à l'aide d'un simulateur qui fait croître les peuplements par classe d'âge.

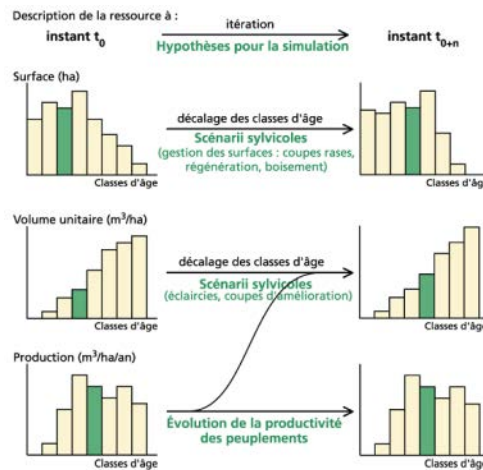


Figure 2.14 : Schéma de fonctionnement du simulateur de peuplements

Les disponibilités annuelles sont alors dérivées des volumes sur pied des classes d'âge passées en coupe finale.

Établissement des scénarios de récolte

La coupe des peupliers se fait à partir du moment où l'arbre a atteint une circonférence seuil (qui varie de 125 à 140 cm). Celle-ci est atteinte à un âge variable en fonction des conditions de croissance. Les scénarios de récolte sont alors définis selon les trois paramètres suivants :

- Âge de début de coupe ;
- Âge moyen des coupes ;
- Âge où la majorité des coupes ont été réalisées.

Un exemple de scénario de coupe est présenté figure 2.15.

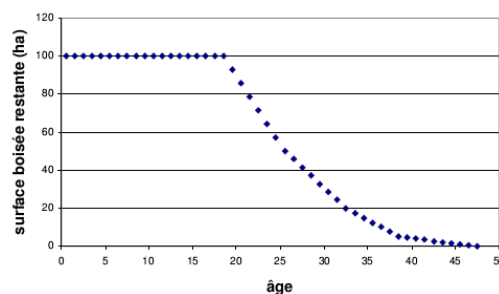


Figure 2.15 : Exemple de scénario de coupe en fonction de l'âge du peuplement (espèce Robusta dans l'Ouest)

Ventilation par type d'usages

Tout d'abord, les auteurs ont considéré que le volume total aérien est 1,3 fois le volume tige bois fort. Puis ils ont considéré que le ratio volume BIBE sur volume tige bois fort est de 5 % et que 8 % du volume total aérien est constitué de menus bois.

Deux hypothèses importantes ont été réalisées :

1. Les calculs reposent sur un calcul tendanciel : surface et productivité, ainsi que la circonférence-objectif sont invariantes. De plus, les cultivars replantés sont identiques à ceux qu'ils remplacent ;
2. Les sols sont considérés peu sensibles aux exportations minérales.

La première hypothèse peut être acceptée quand on considère les progrès très importants réalisés dans l'amélioration génétique de la croissance des peupliers. La seconde nécessite une vérification sur le terrain.

Pour les haies et alignements :

L'estimation de la disponibilité brute en bois des haies se fait en plusieurs étapes : estimation du linéaire brut, puis ventilation du linéaire par types de haies, puis correction du linéaire des haies productives, puis évaluation de la productivité de chaque type de haies.

Le linéaire brut, c'est-à-dire la longueur totale de haies et d'alignement, est estimé à partir des données de l'IFN, qui sont basées sur l'interprétation photographique. La ventilation se fait par localisation géographique (interrégions) et par type de haies (alignements de peupliers, autres alignements, haie arborée, haie arbustive). Une correction doit être apportée car les strates végétales des haies ne sont pas continues. Cette correction varie selon les régions. La productivité des haies (exprimée en MAP/km/an) est déclinée par type de haies et par conditions pédoclimatiques. Enfin les disponibilités en bois des haies résultent du produit du linéaire par la productivité. Elles sont converties en m³ selon le facteur 2,7 MAP sec/m³.

Pour être cohérent avec la première partie de l'étude, il est nécessaire de ventiler entre Bois Industrie Bois Energie et Menus Bois, le ratio BIBE/MB retenu est de 0,65/0,35.

Disponibilité technico-économique

Cette deuxième partie consiste à évaluer la disponibilité économique nette, qui se calcule en faisant la différence entre la disponibilité brute et le gisement inexploitable pour des raisons techniques, environnementales et économiques.

Les contraintes techniques prises en compte sont les pertes d'exploitation. Celles-ci ne sont pas connues précisément, et sont fixées à 10 % pour le BIBE et à 50 % pour le menu bois. Ce ratio passe à 20 % lorsque le menu bois est ramassé avec les petits bois.

Les contraintes économiques sont le coût d'exploitation, lié aux caractéristiques des parcelles et de la coupe ; le contexte économique, plus il est favorable plus une part importante des parcelles sera exploitée. Le coût d'exploitation est la somme des coûts techniques et des charges de l'exploitant. Les coûts techniques sont décrits précisément dans l'étude en fonction du schéma de récolte, du type

de peuplement, du type de coupe, de la difficulté d'exploitation et du mode de récolte (bois rond ou plaquette).

La contrainte environnementale prise en compte se réduit à la conservation de la fertilité des sols : si le sol est sensible aux exportations de minéraux, les menus bois sont laissés sur place. Les restrictions d'exploitation sur les zones protégées et la sensibilité des sols au tassement ne sont pas prises en compte.

De plus, la contrainte due à l'organisation foncière de la propriété forestière privée n'a pas non plus été prise en compte, et celle-ci est extrêmement difficile à quantifier. Elle est néanmoins prépondérante et est un frein majeur au développement de la filière bois à l'heure actuelle.

Résultats de l'étude et courbe d'offre associée

Pour les forêts, peupleraies et haies, l'étude ADEME 2009 conclut à une disponibilité brute moyenne annuelle 71 millions de m³ (soit 36,9 Mt_{ms} ou 15,8 Mtep) de BIBE et de 1,7 millions de m³ (soit 0,9 Mt_{ms} ou 3,3 Mtep) de menus bois. Auxquels s'ajoute 1,6 Mtep/an de ressources d'origine viticole, arboricole et urbaine (soit 7,3 millions de m³ équivalent bois rond).

Dans notre étude, il est nécessaire de retrancher la part de bois industrie consommée par le secteur de la trituration et des panneaux bois notamment. Nous nous sommes basés sur les données du FCBA récapitulées dans son mémento. La consommation de bois industrie s'élevait à 14,2 millions de m³ en 2010.

La courbe d'offre que nous avons retenue est basée sur ces résultats de disponibilité brute et d'évaluation des coûts bord de route. La figure 2.16 représente la courbe d'offre en bois énergie implémentée dans le modèle pour l'année 2010. Elle agrège les disponibilités existantes et supplémentaires à vocation bois énergie.

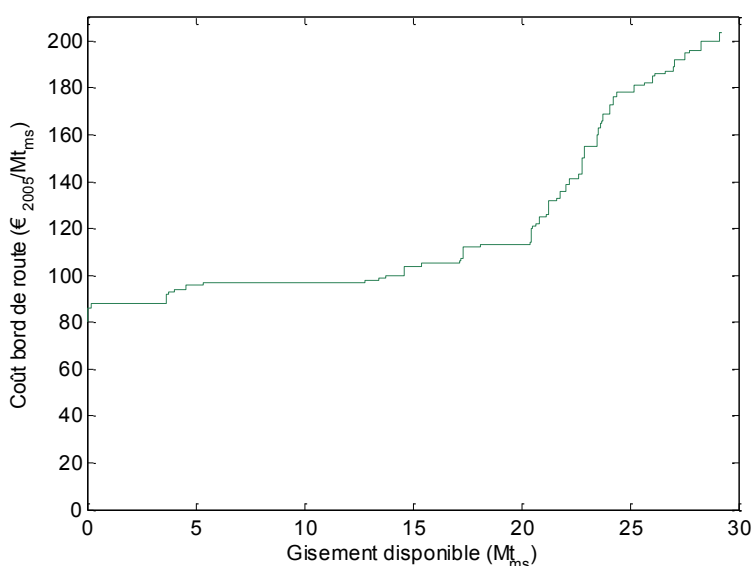


Figure 2.16 : Courbe d'offre en biomasse forestière métropolitaine pour l'année 2010

Dans l'implémentation des procédés dans le modèle, nous avons gardé un découpage en neuf régions, tel que cela avait été fait par le FCBA dans le projet VALERBIO (Nicolas Nguyen The et al., 2010). La commodité bois issue de l'exploitation forestière est prise avec un taux d'humidité (base humide) de 25 %, ce qui correspond à un temps de séchage de 3-4 mois. (ADEME, 2012)

Les coûts de transport des produits forestiers ont été différenciés par région et nous avons retenu un rayon d’approvisionnement de 100 - 150 km.

Zone	0-50 km	50-100 km	100-150 km	150-200 km	200-250 km	250-300 km	400 km
Alpes	15	18	21	23	24	26	33
Landes	9	11	13	14	16	17	22
Massif central	10	12	15	16	18	19	26
Région méditerranéenne	10	12	14	15	17	19	24
Jura - Vosges	13	16	19	20	22	24	30
Pyrénées	15	18	21	23	24	26	33
Plaines de l'Ouest	9	11	13	14	16	17	22
Plaines du Sud-Ouest	9	11	13	14	16	17	22
Plaines du Nord Est	9	11	13	14	16	17	22

Tableau 2.6 : Coûts de transport par région en fonction du rayon d’approvisionnement (Nicolas Nguyen The et al., 2010)

2.2.4 Importations de plaquettes forestières et de pellets de bois

Les échanges internationaux de biomasse sylvicole pour l’énergie sont des échanges de plaquettes forestières ou de pellets de bois, car ils sont relativement dense – peu de volume non occupé lors d’un entreposage en vrac pour les plaquettes et les pellets ont subi une étape de pressage. Néanmoins, 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. (IEA Bioenergy Task 40, 2011, 2012)

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 (IEA Bioenergy Task 40, 2011, 2012). Le tableau 2.7 montre le potentiel disponible à l’importation qui est pris en compte à partir de 2015. La disponibilité en plaquettes forestières serait multipliée par 10 entre 2015 et 2050 et celle en pellets de bois serait multipliée par 20.

	Potentiel 2015 (Mt)	Potentiel 2050 (Mt)	Source	Prix (€ ₂₀₁₀ /t)	Source
Plaquettes forestières	2	20	(IEA Bioenergy Task 40, 2012)	61	(Argus Media, 2011)
Pellets de bois	0,25	5	(IEA Bioenergy Task 40, 2011)	125	(Argus Media, 2011)

Tableau 2.7 : Disponibilité et prix des commodités forestières importées

2.2.5 Les ressources issues des IAA

Les étapes de transformations des produits agricoles génèrent des co-produits et des déchets : pulpes et vinasses issues de l’industrie de la betterave, issues de silos, graisses animales, huiles usagées, tourteaux, boues et effluents. La majorité d’entre eux ont 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 effluents d'élevage sont pris en compte. Ils peuvent tous être méthanisés, et les graisses animales peuvent être transestérifiées ou hydrotraitées pour produire des biocarburants.

D'après les informations recueillies auprès de Marc Vandecandelaere, Directeur commercial chez Diester Industrie, les importations d'huiles végétales usagées et de graisses animales sont nulles ou quasi-nulles. De plus, une seule société estérifie des huiles usagées en France, de même pour les graisses animales.

L'hypothèse d'une mobilisation croissante de ces ressources est retenue. Le potentiel théorique retenu est celui calculé par France AgriMer. (France AgriMer, 2011) Et leur disponibilité passe de 20 % à 90 % 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 co-produits.

2.2.6 Production de triglycérides par voie autotrophe

Culture

Il existe deux modes de cultures de microalgues : la production dans des bassins ouverts, que l'on appelle « open ponds » ou « raceway ponds » et dans des photobioréacteurs.

Les premiers présentent l'avantage d'être peu capitalistiques et peuvent profiter de zones existantes, comme les marais salants camarguais. Ils sont par contre en interaction avec l'environnement, ce qui implique évaporation importante d'eau, contaminations extérieures, changements de pH et de température, perte de CO₂. Cela implique donc d'utiliser des souches oléagineuses plus robustes, sans pour autant utiliser des organismes génétiquement modifiés. La productivité attendue serait de l'ordre de 20 t_{m.s.}/ha/an. (IEA Bioenergy Task 39, 2011, p. 39)

Les photobioréacteurs, tubes transparents de 3 à 10 cm de diamètre et pouvant atteindre jusqu'à 100 m de long, sont beaucoup plus chers à l'investissement. Mais puisque c'est un système clos, il est nettement plus facile de contrôler les conditions opératoires ainsi que les risques de contamination et de pollution, de même qu'il pourrait être envisagé d'y cultiver des souches génétiquement modifiées. Ils sont de plus généralement disposés vers le haut, ils présentent donc un plus grand rendement surfacique. C'est cette solution qu'a privilégiée Bio Fuel Systems.

Récolte et concentration :

L'effluent est collecté en continu, au débit correspondant au taux de croissance. L'étape de concentration consiste à faire sécher l'effluent pour passer de 1 g.L⁻¹ de biomasse à 200 g.L⁻¹. Cela se fait généralement en trois temps : tout d'abord par autofloculation pour atteindre 10 g.L⁻¹, puis par floculation « induite » avec du chitosane pour atteindre 100 g.L⁻¹, et enfin par différentes méthodes (filtration, sédimentation, centrifugation ou absorption sur couche hydrophobe [polystyrène par exemple] pour atteindre 200 g.L⁻¹). (Davis et al., 2011) (IEA Bioenergy Task 39, 2011)

Extraction :

Une fois l'effluent suffisamment concentré, on extrait l'huile contenue dans les vésicules lipidiques des microorganismes. L'extraction est effectuée par une combinaison de procédés mécaniques et chimiques. La lyse de la cellule est effectuée avec des homogénéisateurs haute-pression puis l'huile

est entraînée par un solvant lipophile (Butanol, hexane, CO₂ supercritique). (Davis et al., 2011) (IEA Bioenergy Task 39, 2011)

Évolution des coûts d'investissement

L'obstacle majeur au développement de la production de biogazole par les microalgues est leur coût de production extrêmement élevé.

D'après (Davis et al., 2011), le prix de vente de l'huile algale – pour avoir un taux de retour sur investissement de 10 % (ce qui n'est pas un taux très élevé, surtout pour un investissement risqué) – est de 1650 €₂₀₁₂/t pour un bassin ouvert et 3500 €₂₀₁₂/t en photobioréacteurs. Et sur le biogazole issu de l'hydrotraitement des huiles algales, cela correspond à 1910 €₂₀₁₂/t pour un bassin ouvert et 4000 €₂₀₁₂/t en photobioréacteurs.

Néanmoins, ces coûts pourraient être amenés à baisser. Les paramètres les plus importants sont, dans l'ordre, la productivité des souches, puis leur taux de croissance, puis ex-aequo le recyclage des nutriments et l'optimisation de la maintenance. (Davis et al., 2011)

Prix minimal (€ ₂₀₁₂ /t)	Base	Croissance améliorée	Croissance maximale
Bassin ouvert	1657	798	700
Photobioréacteur	3521	1323	875

Tableau 2.8 : Prix minimal de vente (TRI 10%) d'huile algale selon différentes hypothèses de productivité et de croissance (adapté de (Davis et al., 2011))

La production de biomasse algale présente plusieurs avantages majeurs par rapport aux cultures de biomasse énergétique (TCR, TCCR). Les rendements surfaciques varient de 21 à 64 ts.ha⁻¹.an⁻¹, selon le type de photobioréacteur choisi (Norsker et al., 2011) contre 15 à 20 ts.ha⁻¹.an⁻¹ pour des TCCR de saule ou de peuplier (Fischer et al., 2010). De plus, les algues peuvent être cultivées sur des terres marginales du fait de leur faible besoin en eau. Certaines peuvent même s'accommoder d'eau salée, et même purifier des eaux contaminées. Ce sont les cas respectivement du projet Salinalgue, culture de microalgues halophiles dans l'Aude et du projet de captation des phosphates des eaux usées urbaines porté par Bioalgostral (start-up réunionnaise).

Les algues sont composées d'un mélange de protéines, de lipides et d'hydrates de carbone. La proportion de chacun de ces composants dépend de l'espèce de microalgues considérée.

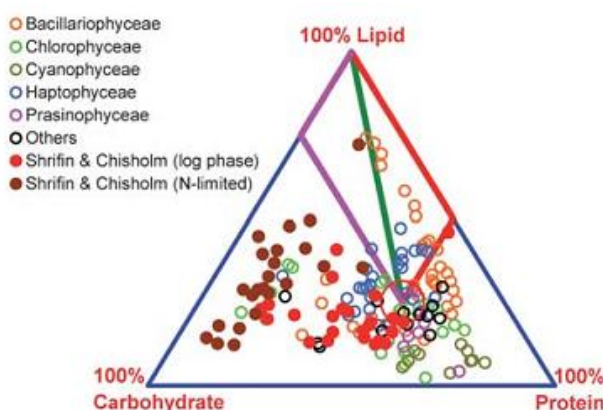


Figure 2.17 : Proportions de lipides, protéines et hydrates de carbone selon l'espèce d'algue (Thévenieau, 2006)

Ainsi, selon le produit final recherché, on privilégiera une souche particulière. À l'heure actuelle, les algues oléagineuses – à forte proportion de lipides – font l'objet de nombreuses recherches puisqu'elles sont une ressource alternative potentielle à la production de biogazole par transestérification ou par hydrotraitement. C'est cette voie que nous modéliserons. La production de macroalgues a été étudiée mais n'a pas été modélisée car son potentiel est trop faible et son coût trop élevé. Les résultats de l'étude sont disponibles à l'annexe 2.4.

Procédé

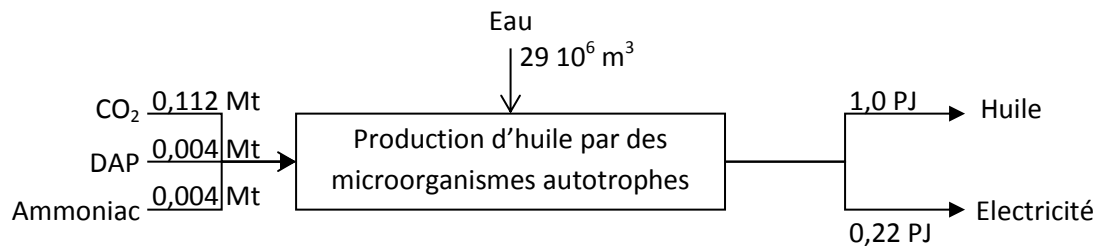


Figure 2.18 : Modélisation du procédé de production d'huile par voie autotrophe – bassin ouvert

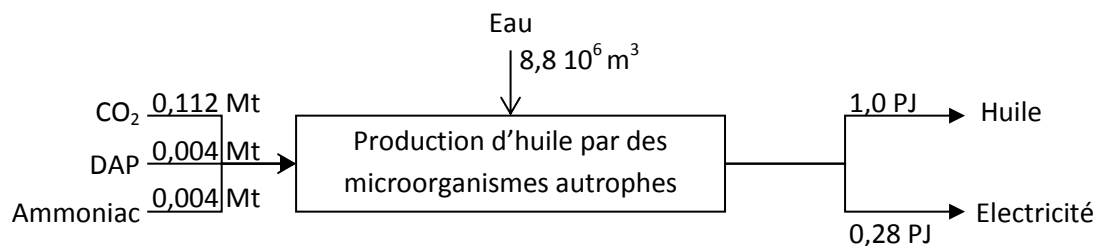


Figure 2.19 : Modélisation du procédé de production d'huile par voie autotrophe – photobioréacteur

Coûts

	OP	PBR	
Coût d'investissement	223	566	M€ ₂₀₀₅ /PJ
Coût d'O&M totaux	21,2	31,5	M€ ₂₀₀₅ /PJ
Coût d'O&M fixes	12,7	18,9	M€ ₂₀₀₅ /PJ
Coût d'O&M variables	8,5	12,6	M€ ₂₀₀₅ /PJ

Tableau 2.9 : Paramètres économiques des procédés de production d'huile

2.3 Technologies de production de bioénergies

Comme nous l'avons vu dans le premier chapitre de cette thèse, il existe de multiples voies de production de bioénergies. Nous présentons plus en détail les paramètres techniques et économiques des technologies de production de chaleur et d'électricité, de biocarburants liquides et enfin de biocombustible gazeux.

Les hypothèses effectuées concernant les prix des *commodities* (e.g. gaz naturel, électricité, eau de procédé, etc.), des réactifs et des produits connexes sont présentés à l'annexe 2.2.

2.3.1 Chaleur et électricité

Chaleur seule

En 2006, lors de la dernière enquête logement de l'INSEE, le nombre d'appareils domestiques de chauffage au bois-énergie a été estimé à 5,6 millions. Ils comprennent les foyers ouverts, les foyers fermés avec insert, les cuisinières, les poêles et les chaudières. 23 % d'entre eux étaient utilisés en appoint exceptionnel. En 2010, la consommation finale thermique de bois était de 10,2 Mtep pour le résidentiel individuel dont 7,6 Mtep dans le secteur domestique et 0,38 Mtep dans les bâtiments et les réseaux de chaleur collectif/tertiaire. (SOeS, 2013)

Les appareils domestiques de chauffage au bois énergie ont tous été agrégés en un procédé de production de « chaleur-bois résidentiel ». Or d'après l'ADEME, environ 40 millions de m³ ont été consommés pour les usages résidentiels, ce qui correspond à 20,1 Mt_{ms} et à 8,7 Mtep d'énergie primaire. La capacité installée du procédé de combustion domestique que nous avons modélisé est donc de 7,6 Mtep/an en 2010 et une efficacité estimée à 85 %.

Le biogaz peut être valorisé sous forme de chaleur qui est utilisée sur site ou injectée dans un réseau de chaleur. Les chaudières à gaz naturel doivent être adaptées pour brûler correctement ce combustible dont le PCI est plus faible que le gaz naturel. Nous considérons un rendement de la chaudière de 85 % en 2010 et de 90 % en 2030. (Lako, Simbolotti, 2010)

Concernant les coûts d'investissement et d'opération et maintenance, d'après l'étude de marché sur la méthanisation et des valorisations du biogaz (ADEME, GrDF, E&Y, 2010), pour « une chaudière consommant 500 m³ de biogaz par heure, située à proximité immédiate de la source, l'investissement s'élève à environ 150 000 €₂₀₀₈ – études et essais compris, et les frais d'exploitation à environ 30 000 €₂₀₀₈/an ». Or, l'installation que nous avons modélisée produit 100 m³ de biogaz pendant 5000 heures, nous considérons donc un coût d'investissement de 40 000 €₂₀₀₈ (ce qui correspond à coût unitaire de 400 €₂₀₀₈/m³_{consommés} contre 300 €₂₀₀₈/m³_{consommés} pour une installation 5 fois plus grande). Les frais d'exploitation seront arrondis à 10 k€₂₀₀₈. (ADEME, GrDF, E&Y, 2010)

Au bilan, cela correspond donc un coût d'investissement de 2,64 M€₂₀₀₅/(PJ/a), à des coûts fixes d'O&M de 0,44 M€₂₀₀₅/(PJ/a) et des coûts variables d'O&M de 0,22 M€₂₀₀₅/PJ.

Cogénération

Trois procédés de cogénération à partir de bois et de co-produits lignocellulosiques sont modélisés :

- Chaudière à grille vibrante + turbine à vapeur à contrepression d'efficacités électrique de 30 % et thermique de 35 %, disponible dès 2010 ;
- Lit fluidisé circulant avec turbine à condensation d'efficacités électrique de 19 % et thermique de 56 % disponible dès 2020 ;
- Cycle combiné à gazéification intégrée d'efficacités électrique de 36 % et thermique de 44 %.

Le biogaz peut aussi être valorisé par cogénération. Il existe trois types de procédés :

- Des turbines à gaz avec générateurs de vapeur récupérant la chaleur ;
- Des cycles combinés consistant en une turbine à gaz, des générateurs de vapeur récupérant la chaleur en sortie et qui envoient la vapeur vers une turbine à contre-pression ou un système d'extraction vapeur ;
- Des moteurs à combustion interne qui servent de générateurs couplés avec un système d'extraction de chaleur.

Encadré 2.1 : Modélisation des procédés de cogénération dans TIMES

Les procédés de cogénération sont des technologies qui permettent la production simultanée d'électricité et de chaleur.

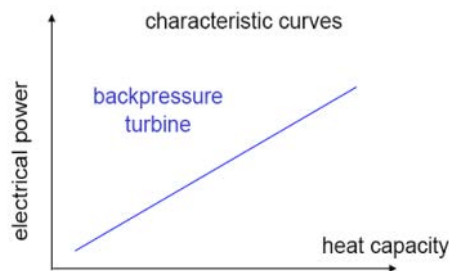
Deux procédés, dits à contrepression ou à condensation, ont des caractéristiques de fonctionnement différentes et sont représentés différemment dans TIMES.

2 paramètres sont spécifiques pour ce type de procédé :

- **CHPR** (FX, LO or UP) est le ratio chaleur sur électricité ;
- **CEH** est le ratio perte chaleur sur gain électricité.

Turbine à contrepression (non flexible)

La courbe caractéristique d'une turbine à contrepression est la suivante :



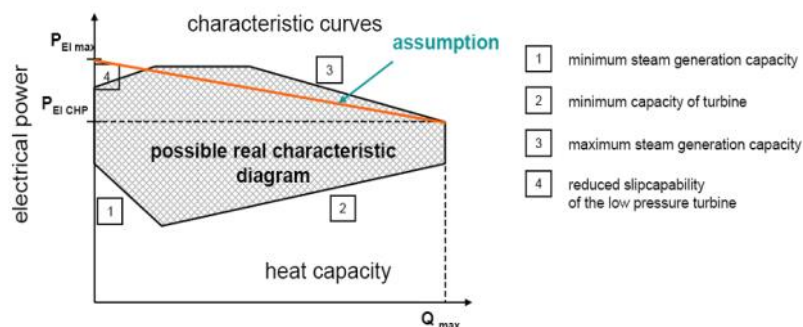
Ainsi, pour une unité de cogénération ayant un rendement électrique de $\rho_{el} = 45\%$ et un rendement thermique de $\rho_{th} = 30\%$ et un facteur de charge de 3500 h/an.

Les paramètres sont les suivants :

- **CEH = 1** ;
- **EFF = $\rho_{el} + \rho_{th} = 75\%$** ;
- **NCAP_AFA = 0.40** ;
- **CHPR~FX = $\rho_{th}/\rho_{el} = 0.67$** .

Turbine à condensation

La courbe caractéristique d'une cogénération à condensation est la suivante :



Deux modes de fonctionnement doivent alors être décrits différemment, ils sont fixés par la valeur de **CEH** :

- Si **CEH < 1** alors le régime de fonctionnement passe de condensation à contrepression (l'activité du procédé est alors égale à la quantité d'électricité produite) ;
- Si **CEH > 1** alors le régime de fonctionnement est celui d'une turbine à condensation (l'activité est égale à l'énergie totale produite). Le ratio chaleur sur électricité **CHPR** est alors pris au point de contrepression.

En fonction de la valeur précédente, les efficacités **EFF** sont spécifiées :

- a. Pour le point de condensation ;
- b. Pour le point de contrepression.

En fonction de la valeur précédente, les coûts sont relatifs :

- a. au point de condensation ;
- b. aux coûts totaux (électricité + chaleur) au point de contrepression.

Étant données les relativement faibles capacités mises en jeu, la technologie retenue pour les installations biogaz est le moteur à gaz avec récupération de chaleur. Nous retiendrons la fourchette basse des données de l'ETSAP, puisque la combustion de biogaz n'est pas aussi bien optimisée que la combustion de gaz naturel. (Lako, Simbolotti, 2010)

	2010	2020	2030
Efficacité électrique nette (%)	32	33	35
Efficacité thermique (%)	48	48	48
Durée de vie (an)	20		
Facteur de charge (%)	50		

Tableau 2.10 : Hypothèses de modélisation du procédé de production de chaleur à partir de biogaz

D'après l'étude du cabinet *Ernst & Young* commanditée par l'ADEME, les coûts d'investissement des installations de cogénération qui fonctionnent avec du biogaz se situent, en euros 2008, entre 1700 €/kW_e et 2300 €/kW_e. Nous considérerons une valeur moyenne de 2000 €₂₀₀₈/kW_e, ce qui équivaut à 1886 M€₂₀₀₅/GW_e. (ADEME, GrDF, E&Y, 2010)

Électricité seule

Aucun procédé produisant uniquement de l'électricité n'est modélisé hormis un procédé de production d'électricité pour l'année de référence avec une capacité installée de 0,7 GW. Cela répond aux exigences du COMOP 10 : « eu égard à la rareté de la ressource bois en particulier, l'usage chaleur devra être privilégié autant que possible. Ces unités de production d'électricité renouvelable devront être particulièrement performantes en matière d'efficacité énergétique, et doivent être essentiellement des unités de cogénération » (Jean-Claude Lenoir, Alain Liébard, 2008).

2.3.2 Biocarburants liquides

Nous présentons ici les procédés de conversion de la biomasse en biocarburants liquides en commençant par les procédés de 1^{ère} génération : fermentation éthanolique, transestérification et hydrotraitement. Nous décrivons ensuite les procédés de 2^{ème} génération : procédé de production d'éthanol lignocellulosique, et de carburants de synthèse par pyrolyse rapide et par gazéification. Ces deux dernières technologies font l'objet d'une description détaillée puisqu'elles rentrent en concurrence avec le biogazole de première génération. Nous décrivons enfin la voie de production d'huile par voie fermentaire.

Production d'éthanol de première génération

Trois procédés de production sont modélisés, la production d'éthanol à partir de blé, de maïs et de betterave. Les données sont issues de l'étude ACV appliquées aux biocarburants de 1^{ère} génération consommés en France (BIO Intelligence Service, 2010).

Procédés

La teneur en amidon des grains de blé est de 65 % alors que celle de maïs est de 72 % (Ballerini, 2006).

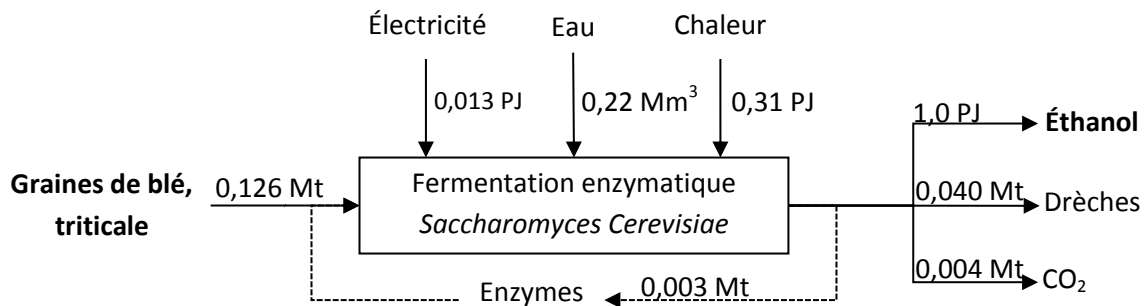


Figure 2.20 : Modélisation du procédé de production d'éthanol à partir de blé

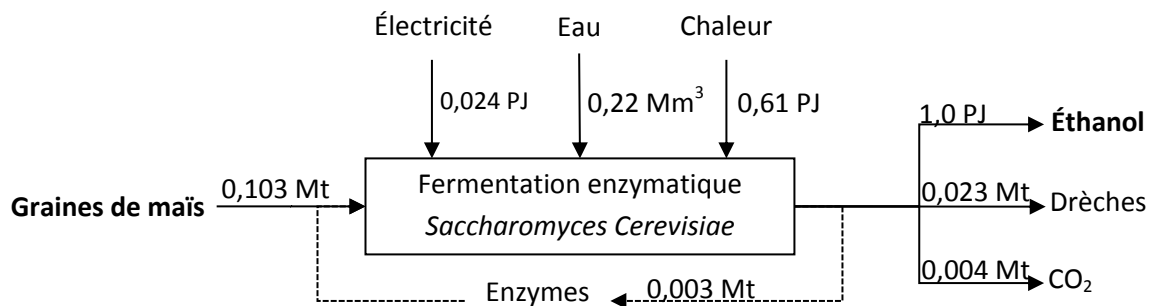


Figure 2.21 : Modélisation du procédé de production d'éthanol à partir de maïs

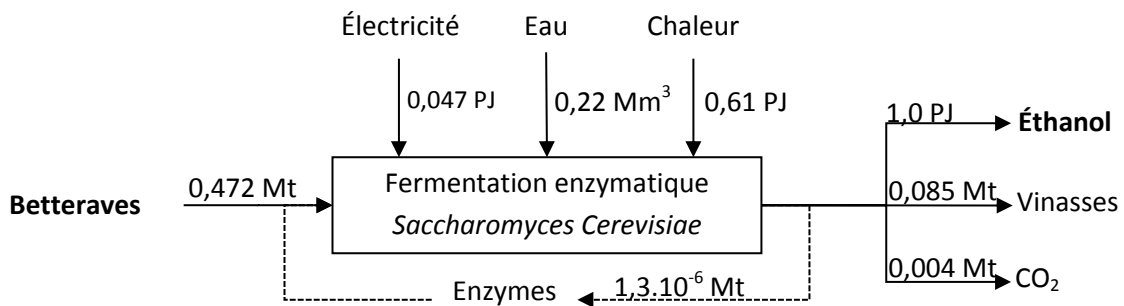


Figure 2.22 : Modélisation du procédé de production d'éthanol à partir de betterave

Coûts

Les coûts de production sont issus du projet VALERBIO. Ils sont récapitulés dans tableau 2.11.

	Coûts d'investissement <i>M€₂₀₀₅/(PJ/an)</i>	Coûts fixes d'O&M <i>M€₂₀₀₅/(PJ/an)</i>	Coûts variables d'O&M <i>M€₂₀₀₅/PJ</i>
Éthanol de blé	24,6	4,6	0,4
Éthanol de maïs	24,6	4,6	0,4
Éthanol de betterave	8,9	1,8	0,4

Tableau 2.11 : Coûts des procédés de production d'éthanol de première génération

Production d'esters méthyliques d'acides gras (EMAG)

Procédés

Dans le modèle, pour les graines oléagineuses métropolitaines, la production d'EMAG à partir d'huiles végétales est séparée en deux étapes, l'étape de trituration et de raffinage et celle de transestérification.

Les rendements de la trituration, étape qui consiste à séparer l'huile et le tourteau des graines oléagineuses, sont donnés dans le tableau 2.12. Nous considérerons une consommation de 4,6 kWh d'électricité et de 645 MJ de vapeur par tonne de graine oléagineuse traitée.

	Part d'huile	Part de tourteau	Part de protéines dans le tourteau
Colza	0,42 t/t _{graines}	0,56 t/t _{graines}	35 %
Tournesol	0,44 t/t _{graines}	0,54 t/t _{graines}	35 %
Soja	0,18 t/t _{graines}	0,80 t/t _{graines}	48 %

Tableau 2.12 : Rendements de trituration des graines oléagineuses (CETIOM, 2011)

La figure 2.23 récapitule les flux pris en compte dans la modélisation du procédé de transestérification. D'un point de vue énergétique, le procédé nécessite 900 MJ pour la production de vapeur (utilisation du gaz naturel) et 30 kWh d'électricité par tonne d'huile traitée.

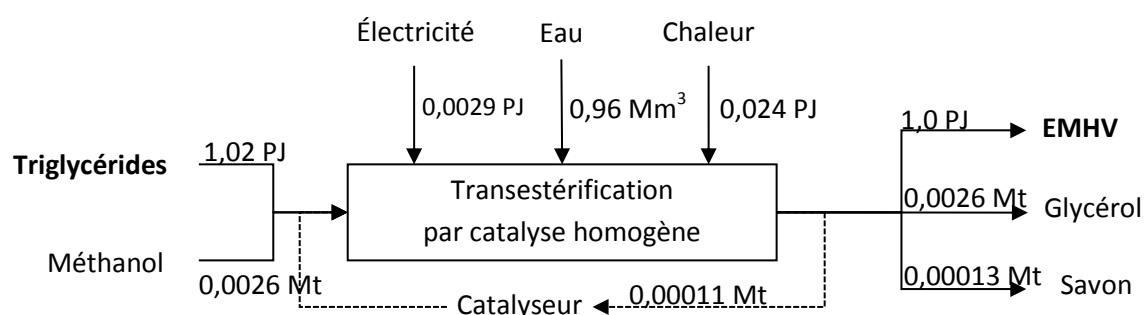


Figure 2.23 : Modélisation du procédé de transestérification

Coûts

	Coûts d'investissement <i>M€₂₀₀₅/(PJ/an)</i>	Coûts fixes d'O&M <i>M€₂₀₀₅/(PJ/an)</i>	Coûts variables d'O&M <i>M€₂₀₀₅/PJ</i>
Trituration	3,06	0,77	0,05
Transestérification	10,0	0,98	1,2

Tableau 2.13 : Paramètres économiques des procédés de trituration et de transestérification

Hydrotraitement des acides gras

Procédé

Les données proviennent des éléments techniques mis à disposition par Neste Oil (Reinhardt et al., 2006).

Pour évaluer la quantité de chaleur nécessaire, nous avons considéré un procédé à 400°C et une capacité calorifique moyenne des huiles végétales de $1,67 \text{ MJ.t}^{-1}.\text{K}^{-1}$. Pour prendre en compte les pertes et les réactions endothermiques, nous avons multiplié cette valeur par deux.

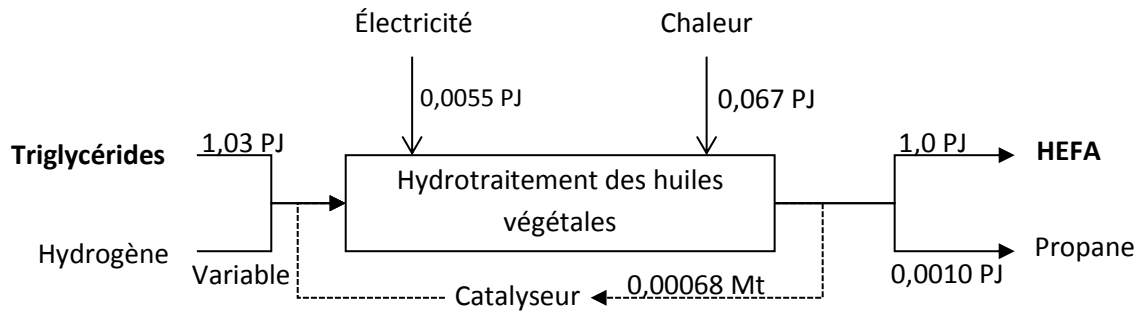


Figure 2.24 : Modélisation du procédé d'hydrotraitement d'acides gras

Les valeurs retenues pour la quantité de dihydrogène selon le type d'huiles :

	Soja	Palme	Colza	Tournesol	Jatropha
Consommation d'H₂ (PJ/PJ_{HEFA})	0,13	0,097	0,12	0,13	0,12

Tableau 2.14 : Consommation d'H₂ pour l'hydrotraitement par type d'huile végétale

La production de biokérosène à partir d'HEFA nécessite de prolonger l'étape de craquage isomérisant pour maximiser l'obtention de chaînes carbonées de longueur C₁₀ - C₁₄. Cette étape fait l'objet d'un procédé supplémentaire puisque les HEFA sont aussi des substituants au gazole. Les données sont issues de (Chauvel et al., 2001).

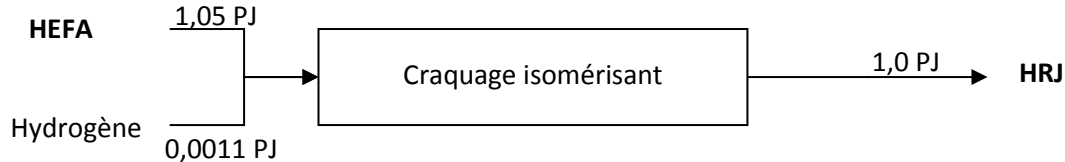


Figure 2.25 : Modélisation du procédé de production de biokérosène à partir d'HEFA

Coûts

	Coûts d'investissement <i>M€₂₀₀₅/(PJ/an)</i>	Coûts fixes d'O&M <i>M€₂₀₀₅/(PJ/an)</i>	Coûts variables d'O&M <i>M€₂₀₀₅/PJ</i>
Hydrotraitement	5,9	0,6	0,2
Craquage isomérisant	0,4	0,1	0,4

Tableau 2.15 : Paramètres économiques des procédés d'hydrotraitement et de craquage

Contraintes techniques spécifiques au biogazole

Deux contraintes sont modélisées pour la production de biogazole. La première concerne les propriétés à froid du biogazole. (Jeong et al., 2008) ont montré que les températures limites de filtrabilité évoluaient linéairement avec la fraction massique du mélange d'esters de triglycérides. Les températures limites de filtrabilité sont présentées dans le tableau 2.16. Dans le modèle, nous implémentons une contrainte telle que le mélange de biogazole produit n'ait pas une température limite de filtrabilité (TLF) inférieure à 0°C, ce qui correspond à la norme française en été.

	TLF (°C)
Esters de soja	-3
Esters de colza	-6
Esters de palme	9
Esters de graisses animales	8

Tableau 2.16 : CFPP de quelques esters (Jeong et al., 2008)

Encadré 2.2 : Propriétés à froid du biogazole

Trois grandeurs sont généralement utilisées pour caractériser le comportement à froid du biogazole :

- La température limite de filtrabilité TLF (ou point de filtrabilité ou *cold filter plugging point* (CFPP)), il s'agit de la température en dessous de laquelle le biogazole commence à boucher le filtre standard présent dans la motorisation diesel ;
- Le point de trouble (ou *cloud point*) : température en dessous de laquelle le biogazole commence à précipiter ;
- Le point de non-écoulement (ou *pour point*) : température en dessous de laquelle le carburant arrête de s'écouler.

Plus ils sont faibles, meilleures sont les propriétés à basse température du carburant. La relation d'ordre entre les trois « points » est la suivante *Pour Point* < *CFPP* < *Cloud Point*. Généralement, le cloud point et le pour point du biogazole sont plus élevés que celui du gazole conventionnel. Dans la norme européenne biogazole EN 14214 sur le biogazole, la valeur du CFPP varie selon les pays et les saisons. La norme la plus stricte est un CFPP maximal de -26°C en hiver en Estonie. Des additifs sont alors nécessaires pour la respecter.

La norme européenne EN 14214 précise que l'indice d'iode du biogazole doit être inférieur à 120 $g_{\text{iode}}/100g_{\text{HV}}$. L'indice d'iode est en effet lié à la propension du biogazole à s'oxyder ou à polymériser, ce qui peut provoquer des dépôts dans le moteur (Knothe et al., 2005). En effet, plus l'indice d'iode est élevé, plus les chaînes carbonées sont insaturées et sont susceptibles de réagir avec le dioxygène de l'air. Cette limitation est prise en compte dans le mix biogazole français.

Production d'éthanol lignocellulosique (LC)

Procédés

L'évaluation technico-économique des procédés de production d'éthanol LC a fait l'objet de plusieurs études approfondies, en particulier par le NREL (Wooley et al., 1999 ; Aden et al., 2002) et dans le cadre du projet REFUEL (Londo et al., 2008). Pour modéliser les procédés, nous nous sommes basés sur l'excellente revue de littérature de (Gnansounou, Dauriat, 2010). Le prétraitement – qui permet de séparer cellulose, hémicellulose et lignine – consiste en un broyage et une hydrolyse à l'acide sulfurique dilué. Il est suivi d'une hydrolyse enzymatique, qui permet de produire du glucose à partir de la cellulose, et d'une fermentation simultanée (*SSCF* pour *simultaneous saccharification and co-fermentation*).

Deux procédés ont été modélisés : l'un où la matière première est de la paille et l'autre où il s'agit de bois de peuplier, que nous avons pris comme référence pour la biomasse forestière. Les compositions de ces deux types de biomasse sont en effet très différentes, ce qui mène à des rendements de procédés différents. Les consommations d'eau, de catalyseur et d'enzyme sont intégrées au coût variable d'O&M. Les co-produits, la lignine notamment, sont brûlés pour produire

de la vapeur et de l'électricité pour le procédé. Ils permettent d'ailleurs de générer un faible excédent d'électricité.

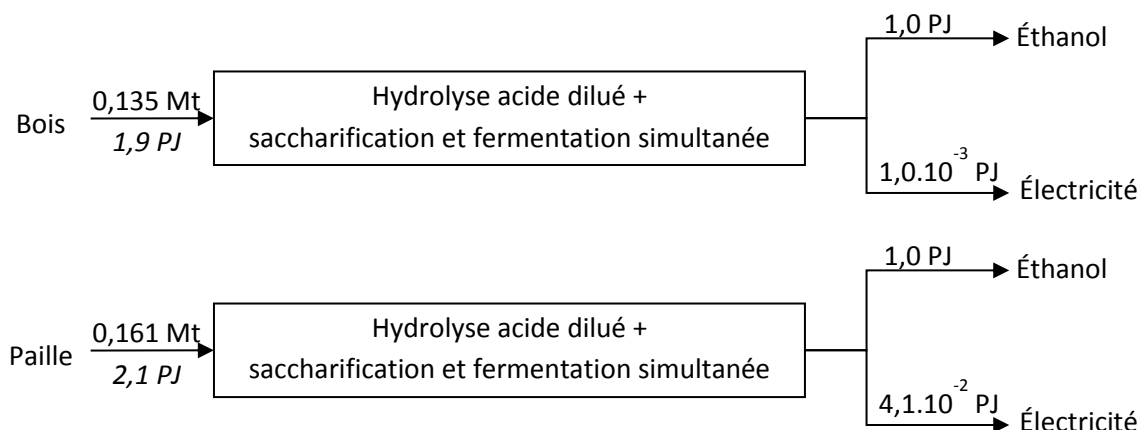


Figure 2.26 : Procédés de production d'éthanol LC à partir de bois et de paille

Les moins bons rendements massiques et énergétiques d'éthanol LC à partir de pailles sont notamment dus à la forte teneur en composés inorganiques et en cendres, mais ces dernières expliquent la plus grande production d'électricité à partir de paille.

Coûts

D'après l'analyse de sensibilité sur le coût de production de (Humbird et al., 2011, p. 80), les facteurs prépondérants sont, par ordre décroissant, le coût d'investissement, la concentration enzymatique, le rendement de conversion de cellulose en glucose et la concentration en acide sulfurique. Pour la description des procédés dans le modèle, nous retiendrons les coûts présentés dans le tableau 2.17.

À partir de bois		À partir de paille	
Capacité de production d'éthanol LC	200 ML/an	Capacité de production d'éthanol LC	200 ML/an
Coûts d'investissements	211 M€ ₂₀₁₀ /(PJ/an)	Coûts d'investissements	232 M€ ₂₀₁₀ /(PJ/an)
Coûts d'O&M fixe	8 M€ ₂₀₁₀ /(PJ/an)	Coûts d'O&M fixe	6 M€ ₂₀₁₀ /(PJ/an)
Coûts d'O&M variable (hors matière première)	3 M€ ₂₀₁₀ /PJ	Coûts d'O&M variable (hors matière première)	8 M€ ₂₀₁₀ /PJ

Tableau 2.17 : Paramètres économiques des procédés de production d'éthanol LC (Gnansounou, Dauriat, 2010)

Production de biocarburants liquides par pyrolyse flash

Les procédés retenus pour la modélisation sont détaillés dans l'étude de (Wright et al., 2010). C'est celle qui nous a semblé la plus cohérente et la plus aboutie des différentes évaluations technico-économiques disponibles dans la littérature. (Westerhout et al., 1998 ; Islam, Ani, 2000 ; Holmgren et al., 2008)

Procédé

Le procédé peut être décomposé en six étapes clés et peut être schématisé de la façon suivante :

Le prétraitement consiste dans un premier temps à broyer mécaniquement la biomasse pour obtenir des particules inférieures à 3 mm de diamètre. La consommation d'électricité nécessaire est donnée

dans (Mani et al., 2004). La biomasse est ensuite amenée de 25 % à 7 % d'humidité dans un sécheur rotatif à vapeur. La consommation énergétique est de 5 MJ par kg d'eau évaporée.

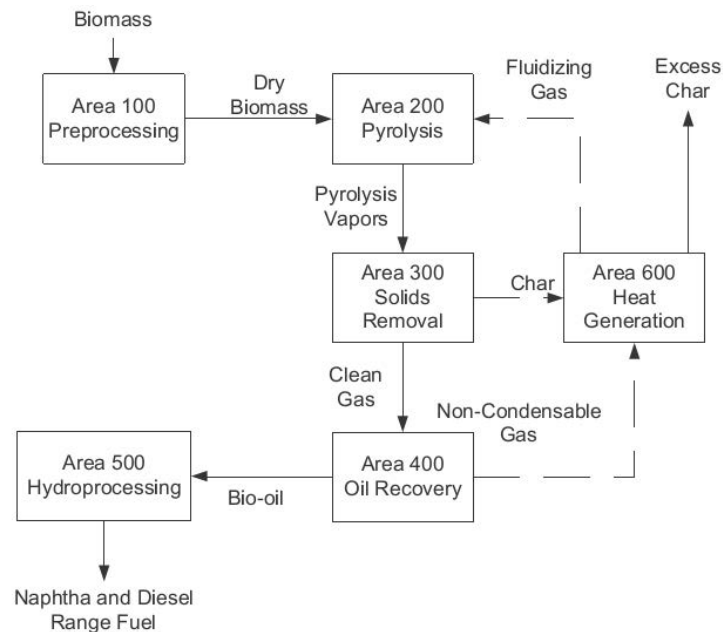


Figure 2.27 : Schéma du procédé de pyrolyse flash suivie d'un hydrotraitement

La pyrolyse flash est une décomposition thermique de la biomasse qui requiert une température de l'ordre de 500°C, un transfert thermique rapide et un temps de résidence court. Dans l'étude, elle est effectuée à 480°C dans quatre réacteurs à lit fluidisé d'une capacité de 500 t/j (matière sèche). Les réacteurs à lit fluidisé présentent l'avantage d'être flexibles, facilement dimensionnables, et on trouve des données technico-économiques dans la littérature. À titre d'information, Dynamotive utilise un réacteur à lit fluidisé bouillonnant d'une capacité de 100 tonnes de matière sèche par jour, et Ensyn se sert d'un réacteur à lit fluidisé circulant qui traite 50 tonnes de matière sèche par jour. Ainsi, le rendement en biohuile est de 72 % en masse sèche, le rendement en char et en cendres est de 17 % et les 11 % restants constituent les gaz non condensables.

D'une part, les gaz sortant du réacteur de pyrolyse entraînent des particules de diamètres inférieurs à 25 µm, bien moins que pour la gazéification. Cette taille est importante car elle va déterminer le dimensionnement des cyclones et des filtres. Le modèle considère que 90 % des particules entraînées sont séparées. Celles-ci sont envoyées vers la chambre de combustion pour alimenter le procédé en chaleur. À titre d'information, si du char est incorporé à froid dans l'huile de pyrolyse, on parle de slurry (Bio-oil Plus de Dynamotive). Il possède des propriétés thermiques intéressantes dans le cas d'une gazéification ultérieure.

Pour récupérer de la biohuile de bonne qualité avec un bon rendement, les vapeurs doivent être condensées en une fraction de seconde en sortie du pyrolyseur. Ce modèle utilise un échangeur indirect de chaleur pour tremper les vapeurs à 480°C au moyen d'un flux d'eau. Un précipiteur électrostatique (ESP) en série permet de condenser les gouttelettes résiduelles (aérosols). Les particules de char (10 % restant) qui n'ont pas été séparées dans l'étape précédente servent de noyau de condensation des aérosols.

Les gaz non condensables, constitués de méthane et d'autres gaz combustibles, sont brûlés et la chaleur sert à alimenter le sécheur et le pyrolyseur.

L'hydrotraitement est un procédé exothermique couramment utilisé dans les raffineries pour débarrasser les charges de leur soufre, azote, oxygène, métaux et de leurs insaturations. Cette étape se fait en fort excès d'H₂ (95 mol%), à température et pression élevée (300-400°C ; 20 [coupes légères]-200 [coupes lourdes] bars), et par catalyse hétérogène CoMo pour les coupes légères, NiMo pour les coupes lourdes ou CoNiMo sur alumine.

L'hydrotraitement est suivi d'un hydrocraquage afin d'obtenir des coupes naphta (C₅-C₁₀) et diesel (C₁₄-C₂₀). Celui-ci se fait à des conditions de température et pression plus sévères que l'hydrotraitement (360-400°C ; 150-200 bars). Le catalyseur utilisé est alors du NiMo sur zéolite.

Dans cette étude, contrairement aux études UOP de 2005 et 2008, seulement 38 % en masse de biohuile est reformée avec du méthane pour produire l'hydrogène nécessaire à l'hydrotraitement et à l'hydrocraquage. La question de la pollution des catalyseurs par les composés métalliques restant dans la biohuile a été réglée en ajoutant un lit de protection (*guard bed*) dont le coût d'investissement s'élève à 15 % du coût de l'unité d'hydrotraitement.

Une hypothèse de modélisation est que le produit obtenu en sortie est soit de l'essence soit du gazole. Cela implique que les étapes d'hydrotraitement et d'hydrocraquage puissent être pilotées pour orienter la sélectivité (chaînes carbonées **courtes** ou **longues**) de la réaction.

Ces deux charges peuvent être incorporées directement au carburant conventionnel correspondant.

Les gaz non condensables et une partie du char pyrolytique sont brûlés dans un excès d'air (20 %mol.). Les gaz de combustion sont ensuite refroidis pour produire de la vapeur. Les cendres sont finalement récupérées et entreposées.

Les besoins de l'unité sont de 100 tonnes de char par jour, ce qui représente environ un tiers de la production journalière de char.

Modélisation du procédé

Paramètres techniques

À partir des données de l'étude de (Wright et al., 2010), quatre procédés de production de carburants liquides par pyrolyse flash ont été modélisés et sont schématisés ci-dessous :

- Production d'essence sans apport d'H₂ externe ;
- Production d'essence avec apport d'H₂ externe ;
- Production de gazole sans apport d'H₂ externe ;
- Production de gazole avec apport d'H₂ externe.

Remarque : Le PCI de l'huile de pyrolyse hydrotraitée (44,1 MJ/kg) est issu de l'étude de (Zhang et al., 2005). L'hydrotraitement avait été effectué sur un catalyseur CoMo sulfuré.

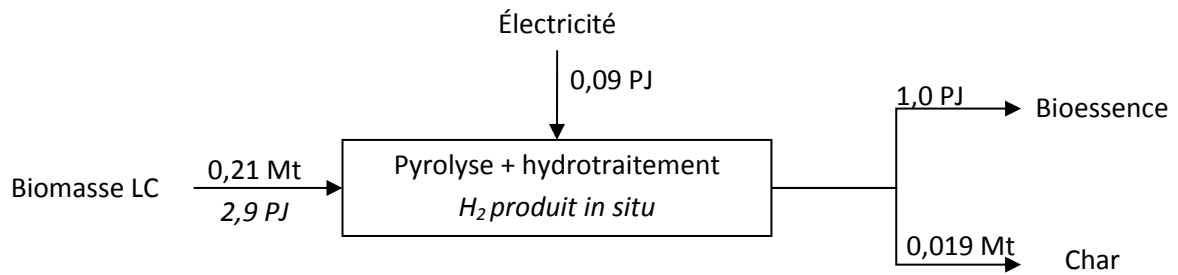


Figure 2.28 : Modélisation du procédé de production d'essence par pyrolyse flash (H_2 produit in situ)

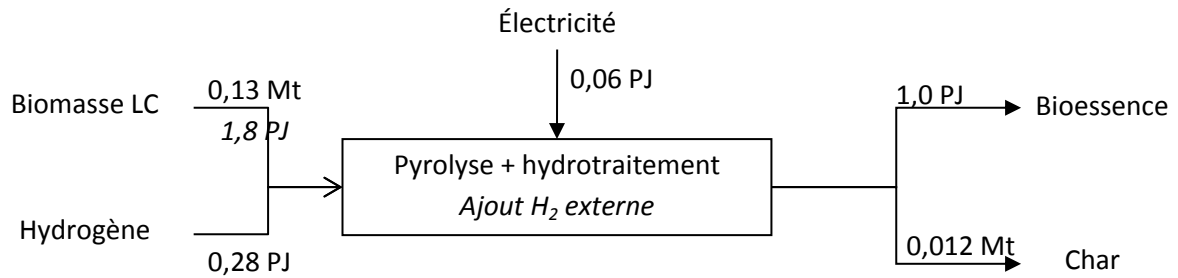


Figure 2.29: Modélisation du procédé de production d'essence par pyrolyse flash (Ajout H_2 externe)

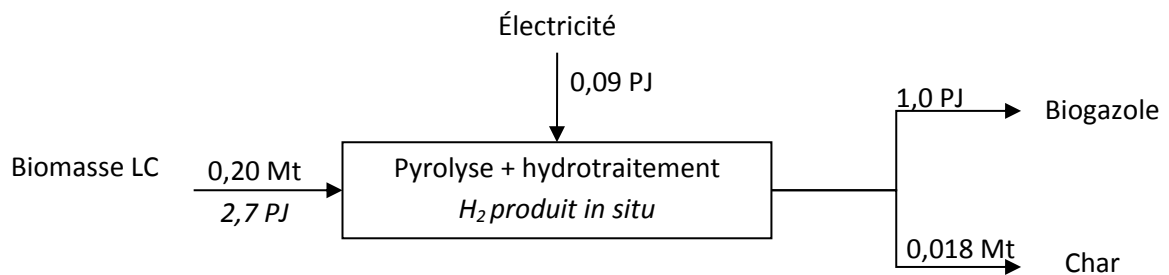


Figure 2.30: Modélisation du procédé de production de gazole par pyrolyse flash (H_2 produit in situ)

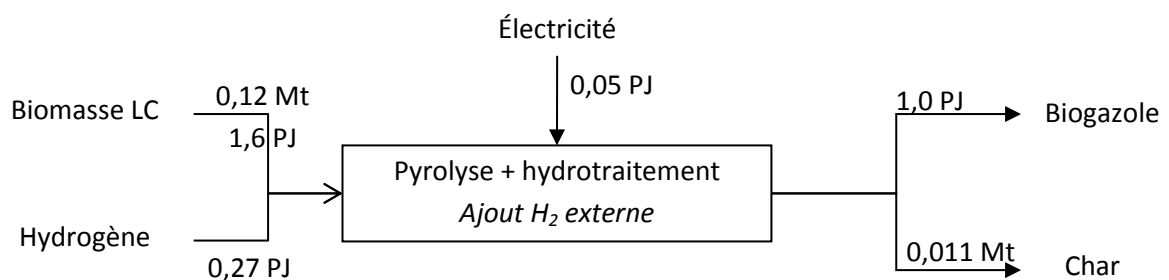


Figure 2.31: Modélisation du procédé de production de gazole par pyrolyse flash (Ajout H_2 externe)

L'ajout d'hydrogène permet de mieux valoriser le contenu carbone de la biomasse lignocellulosique, les rendements énergétiques secondaires de ces procédés sont d'ailleurs supérieurs de 15 % lorsque l'hydrogène est produit in situ.

Coûts

Les coûts d'O&M fixes et variables ne sont pas donnés tels quels dans l'article de (Wright et al., 2010). Les coûts fixes ont été calculés comme la somme des salaires (1 % du coût d'investissement),

des frais de maintenance (2 % du coût d'équipements installés), des frais généraux (60 % des salaires) et des assurances et taxes (1,5 % du coût d'équipements installés).

Les coûts variables les coûts d'O&M totaux (données article) moins les coûts fixes – prix des matières premières non incluses (biomasse, hydrogène et électricité).

Les paramètres économiques sont donnés dans le tableau 2.18. Les coûts de la première unité installée et ceux d'une unité de série sont présentés.

Unité	Voie	Produit	Coût	Coût d'O&M fixes	Coûts d'O&M
			d'investissement	€ ₂₀₀₅ /PJ	variables
			€ ₂₀₀₅ /(PJ/a)	€ ₂₀₀₅ /PJ	€ ₂₀₀₅ /PJ
1 ^{ère}	H ₂ in situ	Essence	219	7,7	20,6
1 ^{ère}	H ₂ externe	Essence	86	3,0	9,5
1 ^{ère}	H ₂ in situ	Gazole	205	7,3	19,4
1 ^{ère}	H ₂ externe	Gazole	80,3	2,8	8,6
N ^{ème}	H ₂ in situ	Essence	49	2,4	9,2
N ^{ème}	H ₂ externe	Essence	21	0,73	3,2
N ^{ème}	H ₂ in situ	Gazole	46	2,3	8,6
N ^{ème}	H ₂ externe	Gazole	19,4	0,7	3,0

Tableau 2.18 : Paramètres économiques des procédés de pyrolyse rapide

Les coûts d'investissement sont plus faibles pour la voie allothermique car elle permet d'éviter l'investissement dans une unité de reformage de la biohuile, qui comprend un séparateur, un vaporeformeur et un adsorbeur modulé en pression (*Pressure Swing Adsorption*). Les coûts d'O&M sont également plus faibles car le procédé allotherme nécessite moins d'opérateurs, une maintenance moins importante et moins de catalyseurs. Le dihydrogène est par ailleurs produit par vaporeformage du méthane, procédé fortement émetteur de CO₂. Une politique contraignante (plafond, quotas ou taxe sur les émissions de CO₂) pourrait alors favoriser la voie autotherme.

En moyenne, les coûts d'investissement de la n^{ème} unité ne représentent plus que 23 % du coût de la première unité, les coûts fixes d'O&M sont inférieurs de 70 % et les coûts variables de 58 %. Il y a donc un fort potentiel de diminution des coûts de production, qui ne seront vérifiable qu'à condition qu'une première unité de taille industrielle voie le jour.

Production de biocarburants liquides par gazéification

Procédé

Les nombreuses options technologiques des procédés de production de biocarburants liquides par voie gazéification suivie d'une synthèse Fischer-Tropsch ont été étudiées en détail par (Hohwiller, 2011). Les choix technologiques portent sur l'ajout d'H₂ externe, le recyclage des gaz de tête, la trempe du syngas pour le purifier, le caractère auto/allothermique de l'étape de gazéification et le prétraitement. Les rendements massiques varient de 18 % à 53 % et les rendements énergétiques secondaires – i.e. PCI des produits Fischer-Tropsch rapporté aux énergies contenues dans les matières premières aux bornes du procédé – varient de 38 % à 58 %. Le NREL a aussi étudié deux options, qui diffèrent par l'architecture du gazéifieur utilisé. Dans le premier procédé, la biomasse est gazéifiée dans un réacteur à lit fluidisé, basse température (870°C), sans scorification et alimenté en oxygène. Le gazéifieur du second procédé est un réacteur à flux entraîné haute température

(1300°C), avec scorification et alimenté en oxygène (Swanson et al., 2010). Nous avons retenu cette étude pour la modélisation de deux procédés de gazéification de biomasse.

Le schéma de principe des procédés est le suivant, ils peuvent être décomposés en sept étapes clés :

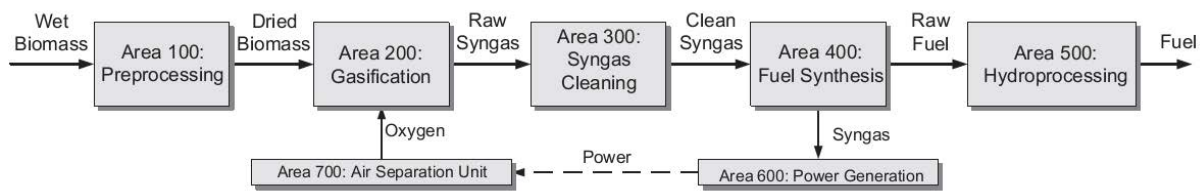


Figure 2.32 : Schéma du procédé de gazéification suivie d'une synthèse Fischer-Tropsch

Cette étape contient le broyage et le séchage de la biomasse entrante. Dans un premier temps, la biomasse est broyée pour obtenir des particules de 12 mm de diamètre, elle est ensuite amenée à 10 % d'humidité (base humide) dans un sécheur à vapeur. Puis, les deux procédés nécessitent des tailles de particules différentes. Le procédé basse température (BT) – gazéification sur lit fluidisé – ne nécessite qu'une taille de 6 mm alors que le procédé HT – réacteur à flux entraîné – nécessite un broyage plus fin de la biomasse, jusqu'à 1 mm. L'énergie requise pour le broyage est calculée à partir des travaux de Mani et al.

Dans cette étape, la biomasse prétraitée est transformée en gaz de synthèse ou *syngas* sous pression. Elle est introduite sous pression à l'aide d'une trémie, car c'est le système le plus approprié pour mettre la biomasse sous pression malgré son coût élevé. Dans le périmètre de cette étape, on trouve aussi une chaudière qui fournit la vapeur pour finir de sécher la biomasse. Les solides et particules initiales (scories, char et cendres) sont éliminés lors de cette « pré-étape ».

Dans les deux scénarios, le gaz vecteur est du dioxyde de carbone (issu de l'élimination des gaz acides). L'oxygène (95 % de pureté) et la vapeur sont introduits dans des proportions différentes selon les scénarios :

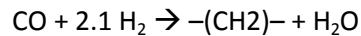
- Procédé BT : $m_{O_2}/m_{biomasse} = 0,26$ et $m_{vapeur}/m_{biomasse} = 0,17$;
- Procédé HT : $m_{O_2}/m_{biomasse} = 0,35$ et $m_{vapeur}/m_{biomasse} = 0,48$

Pour le gazéifieur BT, le char et les cendres sont collectés dans des cyclones et brûlés pour fournir la chaleur nécessaire au séchage. Le syngas obtenu en sortie du gazéifieur LT a un PCI de 10,0 MJ/Nm³, et de 9,3 MJ/Nm³ pour le gazéifieur HT. La part de syngas qui n'est pas ultérieurement convertie est valorisée sous forme de chaleur, qui sert à sécher la biomasse.

Le syngas contient encore des particules, de l'ammoniac, du sulfure d'hydrogène (H₂S) et d'autres contaminants. La purification s'effectue à basse température à l'aide d'un gaz froid nettoyant. Dans le scénario BT, le syngas est trempé à 40°C, cela permet la condensation du goudron et permet de collecter la majorité de l'ammoniac et du chlorure d'ammoniac, soluble dans l'eau. Le ratio CO/H₂ est ensuite ajusté à 2,1:1 par water gas shift. Dans le scénario HT, une trempe directe à 300°C permet sa purification, elle est suivie d'une réaction Sour water gas shift qui permet d'ajuster le ratio CO/H₂ à 2,1:1. Enfin, le CO₂ et H₂S restant sont éliminés dans un système de gaz froid nettoyant à base de mono-éthanolamine. En sortie, le syngas contient moins de 4 ppm de sulfure d'hydrogène et moins

de 2 % de CO₂. Le gaz acide enrichi est envoyé vers une unité de retraitement, qui permet de produire du soufre. Une partie du CO₂ est réutilisée sous pression, le reste est relâché. Dans le procédé LT, l'étape de water gas shift n'est pas faite dans la foulée car le goudron est susceptible d'encrasser les équipements et d'empoisonner le catalyseur, le syngas doit être purifié et raffiné.

Lors de la synthèse Fischer-Tropsch, le syngas est catalytiquement transformé en alcanes selon la réaction :



Au préalable, le syngas est « poli » à travers un lit de Zn/Co et du charbon actif. Cela permet d'éliminer les dernières traces de contaminants (<0.2 ppm de soufre et 10 ppm d'ammoniac). Il est ensuite pressurisé de 22 à 25 bars. Dans le scénario BT, pour éviter l'accumulation de méthane et d'éthane présents en quantité non négligeable dans le syngas, une unité de vaporeformage (870°C) est ajoutée. Elle permet de produire l'hydrogène nécessaire à l'ajustement du ratio CO/H₂ et à l'étape d'hydrotraitement. Le syngas réagit alors dans un réacteur à lit fixe fonctionnant à 200°C avec un catalyseur à base de cobalt. Les conditions sont ajustées pour obtenir maximiser la coupe diesel : le taux de probabilité de croissance des chaînes (ou facteur d'Anderson-Schulz-Flory) retenu est de 0,90. Un rendement par passe de réaction du monoxyde de carbone de 40 % est retenu. En sortie de réacteur, après refroidissement du gaz et séparation des phases aqueuse et alcane, une partie du syngas n'ayant pas réagi est directement renvoyée dans le réacteur alors qu'une autre partie est recyclée après être repassée à travers l'unité de nettoyage des gaz acides. Le reliquat est envoyé à l'unité de production de chaleur. En considérant l'ensemble des cycles de recyclage, le taux de conversion du monoxyde de carbone est de 67 %.

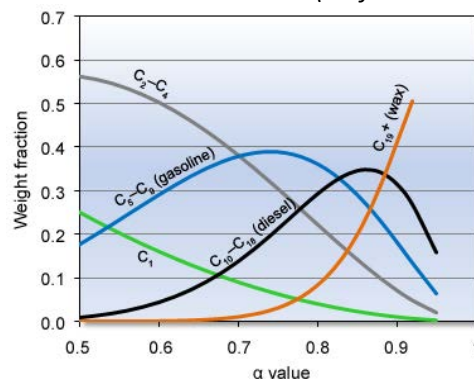
Encadré 2.3 : Modélisation de la croissance des chaînes au cours de la synthèse Fischer-Tropsch

Ce taux de croissance correspond au facteur Anderson-Schulz-Flory. Ils ont modélisé la croissance des chaînes carbonées au cours de la réaction Fischer-Tropsch. La distribution (d'Anderson-Schulz-Flory) donne la fraction massique en fonction des chaînes carbonées :

$$\frac{W_n}{n} = (1 - \alpha)^2 \alpha^{n-1}$$

où W_n est la fraction massique des molécules de longueur de chaînes n ,

et α est le taux de probabilité de croissance de la chaîne (ou facteur d'Anderson-Schulz-Flory).



On constate que la fraction gazole est maximisée pour un facteur de 0,85-0,9. (Swanson et al., 2010) ont retenu une valeur de 0,9.

Les cires – alcanes de longueur de chaînes C₁₉ et + – sont hydrocraquées pour être ramenées dans une coupe compatible avec l'essence ou le gazole. L'hydrogène requis est issu du reformage des alcènes

légers et du *water gas shift*. La distribution du produit est de 26 % en coupe essence et de 62 % coupe gazole.

Les unités auxiliaires sont l'unité de production d'électricité et l'unité de séparation d'air. La combustion du syngas n'ayant pas réagi permet d'entraîner une turbine pour produire de l'électricité, et la chaleur résiduelle est récupérée par un générateur de vapeur. Le surplus d'électricité est vendu. L'oxygène (95 % en pureté) fourni au gazéifieur est produit dans l'unité de séparation d'air (ASU pour *Air Separation Unit*). Il est constitué d'une double-colonne cryogénique de séparation oxygène/azote. Le préchauffage de l'air est réalisé à l'aide de la chaleur résiduelle de l'azote non utilisé. Une proportion importante de l'électricité produite est consommée par cette unité.

Modélisation du procédé

Paramètres techniques

Les bilans simplifiés des procédés sont présentés figure 2.33 et figure 2.34.

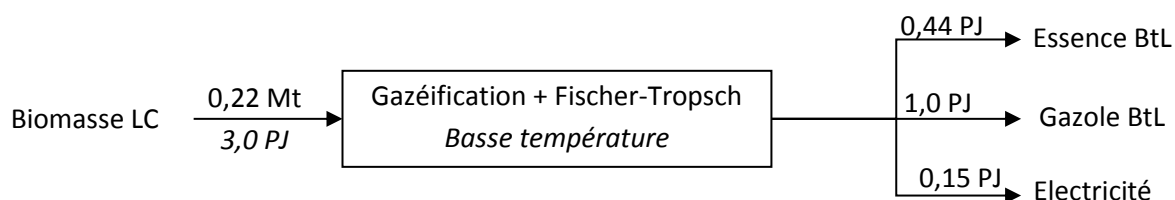


Figure 2.33 : Modélisation du procédé gazéification Basse Température + synthèse FT

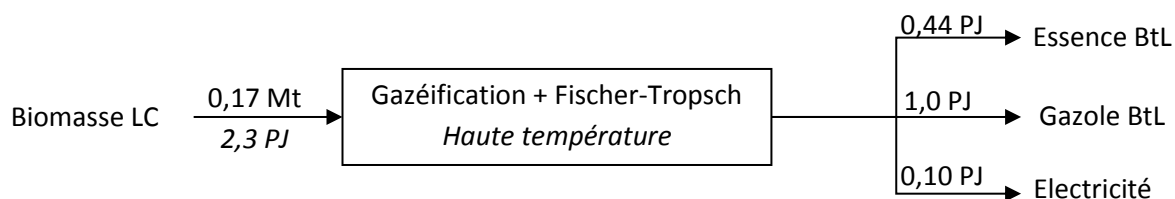


Figure 2.34 : Modélisation du procédé gazéification Haute Température + synthèse FT

Coûts

Pour pouvoir comparer les coûts avec ceux présentés dans le paragraphe précédent sur la pyrolyse, les coûts sont rapportés à l'énergie « carburant » produite (à la fois essence et gazole).

Unité	Procédé	Coût d'investissement	Coût d'O&M fixes	Coûts d'O&M variables
		€ ₂₀₀₅ /(PJ/a)	€ ₂₀₀₅ /PJ	€ ₂₀₀₅ /PJ
1 ^{ère}	Basse T	192	4,9	4,2
1 ^{ère}	Haute T	190	3,3	3,8
N ^{ème}	Basse T	87	2,4	2,1
N ^{ème}	Haute T	82	1,6	1,8

Tableau 2.19 : Paramètres économiques des procédés de gazéification

D'importantes économies dues à l'apprentissage sont attendues : on constate qu'entre la première et la $n^{\text{ième}}$ unité, les coûts sont divisés par deux. Le procédé haute température présente les coûts unitaires les plus avantageux. Néanmoins, cette technologie s'avère extrêmement capitalistique puisque l'ensemble des coûts d'investissement de la première unité est estimé à 1400 M\$₂₀₀₇. C'est à l'heure actuelle le verrou majeur pour cette technologie.

Production d'huile par voie hétérotrophe

La voie hétérotrophe, ou fermentaire, qui fait intervenir plusieurs « briques élémentaires », sera aussi modélisée car elle est extrêmement prometteuse. En effet, le temps de croissance des microorganismes autotrophes est 3 à 5 fois plus long que les organismes en condition hétérotrophe. Et la productivité volumique de molécules d'intérêt est de 2 à 8 fois plus importante par voie hétérotrophe (Rattanapoltee et al., 2008).

Procédé

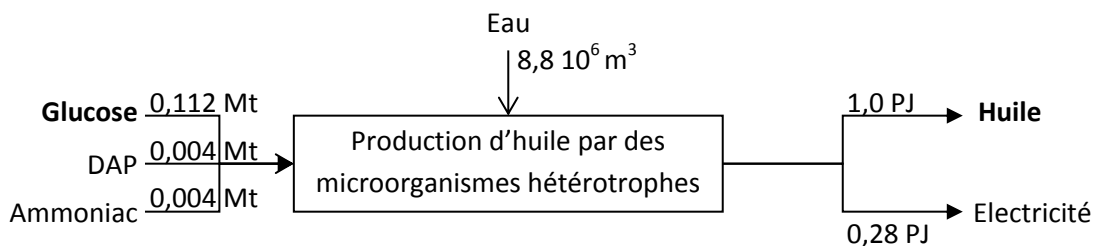


Figure 2.35 : Modélisation du procédé de production d'huile par voie autotrophe – photobioréacteur

Coût

	Coûts d'investissement <i>M€₂₀₀₅/(PJ/an)</i>	Coûts fixes d'O&M <i>M€₂₀₀₅/(PJ/an)</i>	Coûts variables d'O&M <i>M€₂₀₀₅/PJ</i>
Huile fermentaire	80,4	3,6	3,4

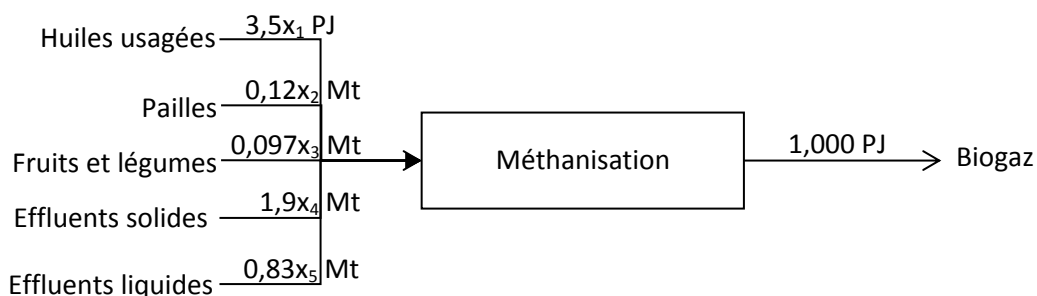
Tableau 2.20 : Paramètres économiques des procédés d'hydrotraitement et de craquage

2.3.3 Biocombustibles gazeux

Les deux voies de production présentées au chapitre 1 ont été modélisées : la méthanisation, qui peut être qualifiée de 1^{ère} génération et la méthanation, qui peut être qualifiée de 2^{ème} génération, puisque valorisant de la biomasse lignocellulosique.

Méthanisation agricole

Procédé



avec x_i fraction massique (resp. énergétique) de la commodité

Figure 2.36 : Modélisation du procédé de méthanisation agricole

Coûts

La figure 2.37 montre une grande variabilité des coûts unitaires d'investissement en fonction de la capacité issue du cas des exploitations françaises agricoles et agro-industrielles déjà en activité. Pour estimer le coût d'investissement, nous interpolons une loi de décroissance exponentielle et considérons une unité d'une capacité de 500 000 m³/an.

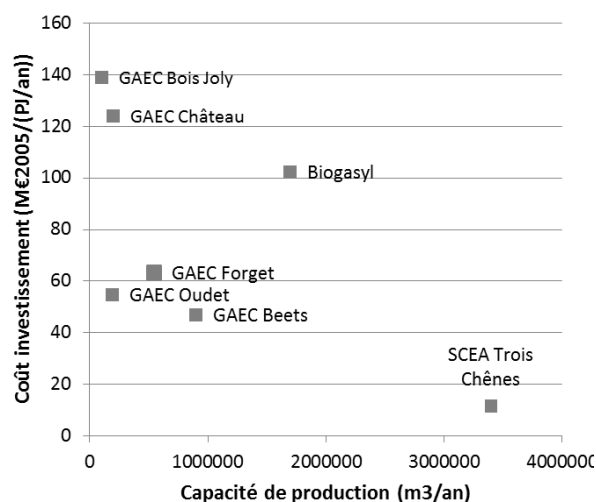


Figure 2.37 : Évolution du coût d'investissement en fonction de la capacité (adapté de [30])

Les coûts d'exploitation ont été évalués dans une étude de 2003 « Réalisation d'un référentiel technique et économique d'unités de traitement des déchets organiques par méthanisation avec et sans valorisation du biogaz » reprise dans l'étude de l'ADEME (ADEME, GrDF, E&Y, 2010).

	Coûts d'investissement <i>M€₂₀₀₅/(PJ/an)</i>	Coûts fixes d'O&M <i>M€₂₀₀₅/(PJ/an)</i>	Coûts variables d'O&M <i>M€₂₀₀₅/PJ</i>
Méthanisation	5,9	0,6	0,2

Figure 2.38 : Paramètres économiques de la méthanisation agricole

Production de biogaz ex-gazéification (méthanation)

Procédé

La modélisation repose sur les études de (Gassner, Maréchal, 2009) et (CRIGEN, GDF SUEZ, 2013). Deux types de réacteurs ont été représentés : un réacteur à lit fluidisé circulant (CFB) et un réacteur à lit fluidisé à circulation interne rapide (FICFB). Ces réacteurs permettent de réaliser la réaction de gazéification dans des conditions optimales pour une méthanation ultérieure : relativement basse température et haute pression.

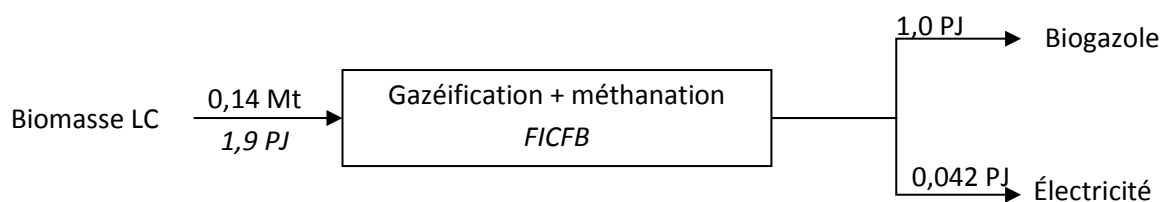


Figure 2.39 : Modélisation du procédé de méthanation (FICFB)

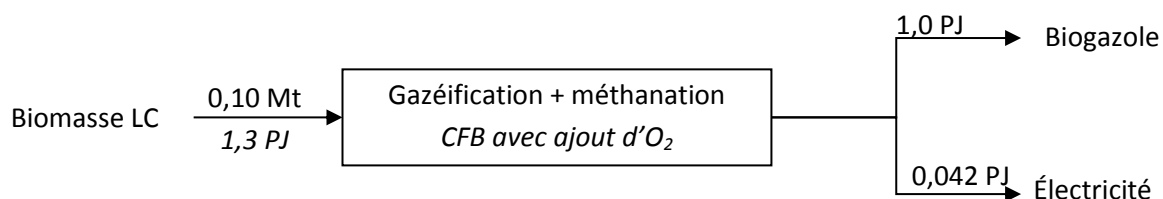


Figure 2.40 : Modélisation du procédé de méthanation (CFB)

Coûts

	Coûts d'investissement <i>M€₂₀₀₅/(PJ/an)</i>	Coûts fixes d'O&M <i>M€₂₀₀₅/(PJ/an)</i>	Coûts variables d'O&M <i>M€₂₀₀₅/PJ</i>
FICFCB	97	6,9	0,7
CFB	39	4,6	1,3

Figure 2.41 : Paramètres économiques des procédés de méthanation

2.4 Les importations de biocarburants

En plus des moyens de production français, des procédés d'importations de quatre types de biocarburants ont été modélisés : éthanol, biogazole conventionnelle, EMHU/EMGA et huiles végétales hydrotraitées.

2.4.1 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 bénéficié 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. (Eurobserv'ER, 2012) Un droit antidumping a depuis été mis en place pour l'éthanol provenant des USA et s'élevait à **62,3 euros/tonne nette**, soit 2,32 €/GJ en 2013.

La France, premier producteur européen de bioéthanol carburant (534 ktep en 2010, 512 ktep en 2011 (Eurobserv'ER, 2012)), n'a pas encore eu besoin d'importer pour répondre à ses besoins d'incorporation. En 2010, la France exportait même 170 kt d'éthanol (U.N. Statistics Division, 2014). Il est néanmoins plausible que la France soit amenée à importer de l'éthanol carburant. Nous avons donc défini un potentiel de 25 ktep de bioéthanol disponible en 2015, 100 ktep en 2030 et 200 ktep en 2050 pour traduire l'offre croissante des pays tropicaux en bioéthanol.

2.4.2 Le biogazole d'huile végétale conventionnelle

Nous faisons d'une part la distinction entre les esters méthyliques d'huiles conventionnelles (EMHV) et ceux d'huiles usagées et de graisses animales (EMHU/EMGA) car leur comptabilisation dans les objectifs d'incorporation n'est pas la même. Nous faisons aussi la différence entre les importations de biogazole de colza, de biogazole de soja argentin et brésilien et le biogazole de palme provenant de Malaisie et d'Indonésie, car leurs prix et leur contenu en CO₂ sont différents.

D'après Eurobserv'ER, l'Europe des 27 importait 2,6 Mt de biogazole 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 285 kt de biogazole en 2010. Nous considérerons donc une quantité importée de 135 kt (0,12 Mtep) de biogazole conventionnel, qui correspond aux importations totales moins les importations de biogazole d'huiles usagées et de graisses animales. Pour la répartition entre les origines, nous retenons les valeurs 2009 données dans l'analyse rétrospective biocarburants ADEME (In Numeri, 2012, p. 56) : environ 80 % du biogazole importé était du biogazole de colza, 12 % provenait de soja et 8 % de palme.

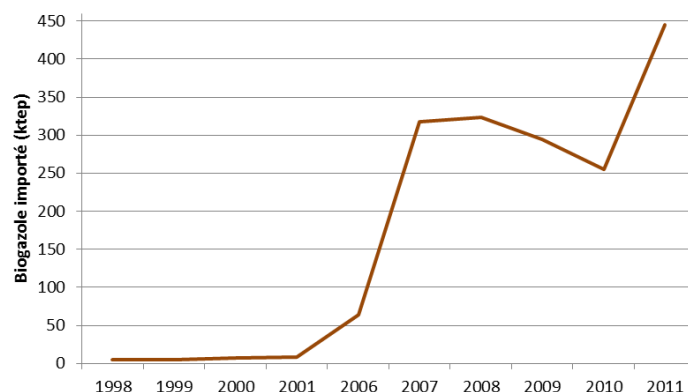


Figure 2.42 : Évolution des importations de biogazole en France (U.N. Statistics Division, 2014)

Pour estimer les prix des biogazoles importés, nous nous sommes basés sur les données ICIS. En 2010, le prix du biogazole de palme s'établissait à 812 €₂₀₀₅/t, soit 21,7 €₂₀₀₅/GJ. Les prix des esters de colza et de soja importés sont déduits proportionnellement aux prix des huiles en 2010 : respectivement 892 €₂₀₀₅/t (23,9 €₂₀₀₅/GJ) et 838 €₂₀₀₅/t (22,5 €₂₀₀₅/GJ). (ICIS Pricing, 2012)

Ces prix ont beaucoup évolué au cours des années suivantes. Ainsi, en mai 2012, d'après ICIS, le prix du biogazole argentin – essentiellement de soja – était de 1200 \$/t, celui d'Asie – produit à partir d'huile de palme – était aussi de 1200 \$/t (alors qu'il était à 1120 \$/t en février). (ICIS Pricing, 2012)

2.4.3 Le biogazole d'huiles végétales usagées

Le recours à des importations de biogazole produit à partir d'huiles végétales usagées est de plus en plus fréquent du fait du double comptage. Un procédé spécifique d'importation de biogazole a donc été modélisé. Saipol s'attend à ce que 150 kt de ce type de biogazole soit importé en 2012, diminuant ainsi de 300 kt la demande en biogazole produit à partir d'huiles végétales conventionnelles. (La Dépêche, [sans date]). Nous avons considéré que 100 kt avaient été importées en France en 2010.

N'ayant pas d'informations sur leurs prix, nous avons considéré que celui-ci est identique au biogazole de colza importé.

2.4.4 Les huiles végétales hydrotraitées

Neste Oil, raffineur finlandais, s'est positionné sur le marché des biocarburants en proposant son NExBTL, un biogazole n-paraffinique directement incorporable, issu de l'hydrotraitement de différents types d'huiles végétales. Les capacités de production de NExBTL de Neste Oil sont de 380 kt/an à Porvoo et de 800 kt/an à Rotterdam. (Neste Oil, 2012)

Du fait de la relative nouveauté du produit, les prix et quantités disponibles ne sont pas facilement accessibles. Nous allons donc faire des hypothèses. La France n'importait pas de biogazole de

synthèse en 2010, il était produit dans les raffineries Total de Donges et de Provence. Pour le prix, d'après ICIS Chemical Business de décembre 2010, le NExBTL serait compétitif si le baril atteint 150 \$, ce qui correspond à 780 €₂₀₀₅/t. En considérant une marge de raffinage de 31 €₂₀₀₅/t (donnée UFIP), on peut évaluer le prix 2010 du NExBTL à 811 €₂₀₀₅/t, soit 19,4 €₂₀₀₅/GJ. Étant donnée l'augmentation du prix des huiles depuis 2010, nous avons calé le coût pour 2015 à 26,5 €₂₀₀₅/GJ. Cette augmentation suit la même tendance que le biogazole importé.

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.

En Mt	2010	2020	2030	2050
Disponibilité HVO	0	0,12	0,25	0,25

Tableau 2.21 : Évolution du potentiel d'importation d'HVO en France

2.5 Modélisation de la demande

2.5.1 Désagrégation en huit demandes distinctes

Comme nous l'avons dit précédemment, des objectifs de consommation ont été fixés par le législateur dans le COMOP 10, repris par les PPI chaleur et électricité et le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables. La désagrégation de la demande totale en bioénergies que nous avons retenue est basée sur le découpage le plus détaillé fourni par ces différents documents : celui du COMOP 10 pour la chaleur et l'électricité et le PAN pour les biocarburants.

Le modèle développé doit ainsi répondre à huit demandes finales, qui peuvent être classées en trois catégories – **chaleur, électricité et carburants** :

- 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 2.22 permet de faire le lien entre les objectifs préconisés par le COMOP 10 et les demandes définies dans le modèle. Le choix d'agréger la consommation de chaleur issue de bois individuel et pour les usages collectifs et industrie/process permet d'étudier l'arbitrage entre chauffage individuel et collectif. Les biocarburants sont aussi désagrégés par type de carburant qu'ils remplacent car il n'y a pas de substitution possible entre chacun de ces types. Pour rappel, nous avons fait le choix de ne pas inclure les déchets urbains et industriels banaux dans ce modèle.

Consommations détaillées dans le COMOP/PAN		Demandes du modèle
Chaleur – Bois individuel		HETUSE1
Chaleur – Collectif et Industrie/Process		HETUSE2
Chaleur cogénération - Biomasse		HETUSE3
Chaleur - Biogaz		ELCUSE
Biocarburants	Bioéthanol/bio-ETBE	TRAUSE1
	Biodiésel	TRAUSE2
		TRAUSE3
		TRAUSE4

Tableau 2.22 : Table de correspondance entre les demandes COMOP et le modèle

2.5.2 Valeurs pour l'année de référence

Les données présentées dans le tableau 2.23 correspondent aux consommations finales pour chacune des huit demandes modélisées. Les données des années 2000 et 2005 sont données à titre d'information et dans le cas où le modèle bioénergie serait intégré dans un modèle dont l'année de référence est antérieure.

Le service statistique du ministère du développement durable – le SOeS (Service Observation et Statistiques) – fournit les données les plus récentes concernant les consommations finales en bioénergies. Une hypothèse a néanmoins dû être effectuée pour calculer la chaleur issue des unités de cogénération. Nous l'avons déduit de la quantité d'électricité produite à partir de biomasse solide (bois énergie + résidus agricoles et agroalimentaires) en considérant un ratio électricité sur chaleur moyen de 0,85.

En Mtep	2000	2005	2010
Chaleur seule	8,0 (SOeS, 2012)	8,6 (Euroserv'ER, 2007)	9,668 (SOeS, 2012)
Chaleur issue de cogénération	0	0 (Jean-Claude Lenoir, Alain Liébard, 2008)	0,181 ¹²
Chaleur biogaz	0,071 (SOeS, 2012)	0,085 (SOeS, 2012)	0,122 (SOeS, 2012)
Électricité	0 ⁵	0,16 (Euroserv'ER, 2007)	0,244 (SOeS, 2012)
dont bois énergie		0,16	0,124 (SOeS, 2012)
dont biogaz		0	0,090 (SOeS, 2012)
Substituant à l'essence	0,059 (SOeS, 2012)	0,075 (SOeS, 2012)	0,394 (SOeS, 2012)
Substituant au gazole	0,28 (SOeS, 2012)	0,33 (SOeS, 2012)	2,023 (SOeS, 2012)
Substituant au carburacteur	0	0	0

Tableau 2.23 : Récapitulatif des demandes (les sources sont données en dessous de la valeur)

¹² Calculée à partir de la quantité d'électricité produite par cogénération avec un ratio électricité sur chaleur de 0,85

Conclusions

Ce chapitre est consacré à la modélisation prospective du secteur des bioénergies en France. En premier lieu, nous avons justifié le choix de l'approche TIMES retenue. Puis nous l'avons explicitée. Dans un second temps, nous avons passé en revue l'ensemble des données de l'année de référence, de l'amont à l'aval. Les évolutions jusqu'à la fin de l'horizon de modélisation de certains paramètres ont été explicitées, lorsque ceux-ci ne feront pas l'objet de scénarios ultérieurs.

Parmi les outils à notre disposition, la modélisation mathématique permet de définir des objectifs chiffrés, de prendre en compte une grande partie des problématiques techniques, des contraintes de déploiement industriel, et des paramètres économiques. Elle permet de plus de se donner une vision systémique des bioénergies en représentant la chaîne de conversion de l'ensemble des ressources biomasse en demandes finales et de prendre en compte les secteurs avec lesquels les bioénergies sont en concurrence. Parmi les modèles mathématiques existants, une approche bottom-up, ou technologiquement riche, nous semble la plus pertinente, étant donné les forts enjeux à caractère industriel du secteur. Cette représentation est d'ailleurs couramment utilisée pour modéliser les secteurs énergétiques, par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) en premier lieu. Celle que nous retenons est l'approche TIMES.

Elle permet en effet de représenter le système énergétique, des ressources aux consommations, en insistant sur la chaîne des procédés de transformation, qui sont décrits dans le détail. D'un point de vue mathématique, c'est un générateur de modèle d'optimisation linéaire. La fonction objectif à maximiser est la somme des coûts actualisés sur l'ensemble de l'horizon de modélisation. Les contraintes de capacité, de production et d'équilibre des flux sont implémentées, et des contraintes spécifiques peuvent être ajoutées. D'un point de vue économique, c'est un modèle d'équilibre partiel d'anticipation parfaite. Dans nos conditions d'utilisation, les valeurs duales du problème d'optimisation sont égales aux coûts marginaux et donnent donc des informations utiles pour l'interprétation des résultats.

Dans la deuxième partie, nous avons précisé les périmètres du modèle : il décrit les bioénergies en France métropolitaine, de 2010 à 2050 et présente le système énergétique de référence – chaîne des procédés des ressources aux demandes.

Les ressources, dont les disponibilités et les coûts ont été évalués, incluent les commodités agricoles métropolitaines et importées pour la production des biocarburants de 1^{ère} génération, les co-produits agricoles, les cultures énergétiques et les ressources forestières pour l'énergie. Enfin, les procédés de production de triglycérides par voie autotrophe, qui pourraient prendre le relais des huiles végétales conventionnelles sont détaillés.

Les technologies décrites sont les procédés de production de chaleur, de cogénération et d'électricité pour les usages domestiques, industriels et pour les réseaux de chaleur collectifs et tertiaires. Les voies de production de biocarburants liquides, de première génération et de deuxième génération, par voie thermochimique et biochimique (dont la production d'huile par voie hétérotrophe) ont aussi fait l'objet d'une description détaillée. Enfin, la production de biogaz, de première et deuxième génération, est présentée.

La désagrégation des demandes bioénergies, indispensable pour représenter les spécificités du secteur, est basée sur le découpage du COMOP et du plan d'action national, avec l'ajout d'une demande spécifique pour les biocarburéacteurs et le biogaz pour véhicules.

L'ensemble des données présentées dans ce chapitre permet donc d'élaborer le cœur du modèle. Les chapitres suivants permettront de présenter et de justifier des scénarios contrastés d'évolution des ressources, des demandes et des paramètres technologiques. Il sera par ailleurs enrichi pour répondre à des problématiques spécifiques, comme l'ajout d'un sous-module représentant le secteur de la chimie du végétal ou la prise en compte des externalités. Dans le chapitre 3, nous apporterons des éléments de réponse à la problématique « quelle ressources et quelles technologies pour répondre aux objectifs bioénergies en 2050 ? ». L'essor de la chimie biosourcée sera investiguée dans le chapitre 4. Les questions autour des contextes réglementaires et des externalités seront appréhendés dans le chapitre 5. Et nous clôturerons avec une analyse de sensibilité sur les paramètres clés et nous montrerons son intérêt pour éclairer les questions de développement de la filière dans le chapitre 6.

Bibliographie du chapitre 2

ADEME, 2009. Biomasse forestière, populicole et bocagère disponible pour l'énergie à l'horizon 2020. S.I.

ADEME, 2012. Guide technique de mise en oeuvre des plateformes et hangars de stockage de bois énergie. janvier 2012. S.I. : s.n.

ADEME, GRDF, E&Y, 2010. Étude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz. septembre 2010. S.I. : s.n.

ADEME et INRA, 2006. Une approche économique, énergétique et environnementale du gisement et de la collecte des pailles et une utilisation pour les filières éthanol. mai 2006. S.I. : s.n.

ADEN, A., RUTH, M., IBSEN, K., JECHURA, J., NEEVES, K., SHEEHAN, J., WALLACE, B., MONTAGUE, L., SLAYTON, A. et LUKAS, J., 2002. Lignocellulosic Biomass to Ethanol Process Design and Economics Utilizing Co-Current Dilute Acid Prehydrolysis and Enzymatic Hydrolysis for Corn Stover. S.I. NREL. NREL/TP-510-32438

ARGUS MEDIA, 2011. Argus Biomass Markets [en ligne]. septembre 2011. S.I. : s.n. Disponible à l'adresse : www.argusmedia.com.

BALLERINI, D., 2006. Les biocarburants: état des lieux, perspectives et enjeux du développement. S.I. : Editions Technip.

BIO INTELLIGENCE SERVICE, 2010. Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France [en ligne]. S.I. ADEME / MEEDDM / MAAP / France Agrimer. [Consulté le 9 décembre 2013]. Disponible à l'adresse : <http://www.oeconomia.net/private/dvlpdurable/biocarburant%20-%20ademe%20-%202009.pdf>.

CETIOM, 2011. Qualité des tourteaux de colza 2010 [en ligne]. 2011. S.I. : s.n. Disponible à l'adresse : http://www.cetiom.fr/uploads/tx_cetiomlists/qualite_tourteaux_colza_2010.pdf.

CHAUVEL, Alain, FOURNIER, Gilles et RAIMBAULT, Claude, 2001. Manuel d'évaluation économique des procédés. S.I. : Editions TECHNIP. ISBN 9782710807964.

CRIGEN, GDF SUEZ, 2013. Biométhane de gazéification - Evaluation du potentiel de production aux horizons 2020 et 2050. février 2013. S.I. : s.n.

DAVIS, R., ADEN, A. et PIENKOS, P. T., 2011. Techno-economic analysis of autotrophic microalgae for fuel production. In : Applied energy. 2011. Vol. 88, n° 10, p. 3524–3531.

DESBOIS, Dominique et LEGRIS, Bernard, 2007. Prix et coûts de production de six grandes cultures: blé, maïs, colza, tournesol, betterave et pomme de terre. In : L'agriculture, nouveaux défis, Insee Références [en ligne]. 2007. [Consulté le 27 août 2014]. Disponible à l'adresse : <http://agreste.agriculture.gouv.fr/IMG/pdf/articles07072A3.pdf>.

DROUINEAU, Mathilde, 2011. Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle : intégration de la dynamique du réseau électrique [en ligne]. Sophia Antipolis : Mines ParisTech. Disponible à l'adresse : <http://pastel.archives-ouvertes.fr/pastel-00731894>.

- EUROSERV'ER, 2007. Baromètre biomasse solide 2007. décembre 2007. S.I. : s.n.
- EUROSERV'ER, 2012. Baromètre biocarburants. juillet 2012. S.I. : s.n.
- EUROSTAT, 2014. EUROSTAT Database. In : [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database.
- FAOSTAT, 2014. FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS - Statistics Division. In : [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : <http://faostat3.fao.org/home/index.html#HOME>.
- FISCHER, G., PRIELER, S., VAN VELTHUIZEN, H., LENSINK, S.M., LONDO, M. et DE WIT, M., 2010. Biofuel production potentials in Europe: Sustainable use of cultivated land and pastures. Part I: Land productivity potentials. In : Biomass and bioenergy. 2010. Vol. 34, n° 2, p. 159–172.
- FRANCE AGRIMER, 2011. Évaluation des ressources disponibles en France. mai 2011. S.I. : MAAP.
- FRANCE MISCANTHUS et RMT BIOMASSE, 2012. Miscanthus et switchgrass - Quelles opportunités pour ces cultures pérennes ? Synthèse des présentations [en ligne]. 21 mars 2012. S.I. : s.n. Disponible à l'adresse : http://www.biomasse-territoire.info/fileadmin/site_bioter/documents_bioter/RMT_biomasse/PDF_COLLOQUE_MISCANTHUS_V2.pdf.
- GAGNAIRE, Nathalie, GABRIELLE, Benoît, DA SILVEIRA, Jeanne, SOURIE, J. C. et BAMIÈRE, L., 2006. Une approche économique, énergétique et environnementale du gisement et de la collecte des pailles et d'une utilisation pour les filières éthanol. In : Rapport final du projet AGRICE. 2006.
- GASSNER, Martin et MARÉCHAL, François, 2009. Thermo-economic process model for thermochemical production of Synthetic Natural Gas (SNG) from lignocellulosic biomass. In : Biomass and Bioenergy. novembre 2009. Vol. 33, n° 11, p. 1587-1604. DOI 10.1016/j.biombioe.2009.08.004.
- G BOCQUÉHO et F JACQUET, 2010. The adoption of switchgrass and miscanthus by farmers: Impact of liquidity constraints and risk preferences. 2010. S.I. : s.n.
- GNANSOUNOU, E. et DAURIAT, A., 2010. Techno-economic analysis of lignocellulosic ethanol: A review. In : Bioresource technology. 2010. Vol. 101, n° 13, p. 4980–4991.
- GUY MILLET, 2010. Estimation de la ressource agricole disponible - Scénarios d'offre VALERBIO Tâche 1-B. S.I. INRA.
- HOHWILLER, Carole, 2011. La production de carburants liquides par thermoconversion de biomasse lignocellulosique: évaluation pour le système énergétique français futur [en ligne]. S.I. : École Nationale Supérieure des Mines de Paris. [Consulté le 29 juillet 2014]. Disponible à l'adresse : <http://tel.archives-ouvertes.fr/pastel-00620639/>.
- HOLMGREN, J., MARINANGELI, R., NAIR, P., ELLIOTT, D. et BAIN, R., 2008. Consider Upgrading Pyrolysis Oils Into Renewable Fuels. In : Hydrocarbon Processing [en ligne]. 2008. Vol. 87, n° 9, September 2008. [Consulté le 9 janvier 2015]. Disponible à l'adresse : <http://www.osti.gov/scitech/biblio/1022292>.

HUMBIRD, D., DAVIS, R., TAO, L., KINCHIN, C., HSU, D., ADEN, A., SCHOEN, P., LUKAS, J., OLTHOF, B. et WORLEY, M., 2011. Process Design and Economics for Biochemical Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol: Dilute-Acid Pretreatment and Enzymatic Hydrolysis of Corn Stover [en ligne]. S.I. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO. [Consulté le 9 décembre 2013]. Disponible à l'adresse : http://www.osti.gov/greenenergy/rddetail?osti_id=1013269.

ICIS PRICING, 2012. Biodiesel | Global | Prices, News & Market Analysis. In : [en ligne]. juin 2012. Disponible à l'adresse : <http://www.icis.com/energy/biodiesel/global/>.

IEA BIOENERGY TASK 39, 2011. Algae as a Feedstock for Biofuels. septembre 2011. S.I. : s.n.

IEA BIOENERGY TASK 40, 2011. Global wood pellet industry market and trade study. décembre 2011. S.I. : s.n.

IEA BIOENERGY TASK 40, 2012. Global wood chip trade for energy. 8 juin 2012. S.I. : s.n.

IN NUMERI, 2012. Analyse rétrospective des interactions du développement des biocarburants en France avec l'évolution des marchés français et mondiaux (productions agricoles, produits transformés et coproduits) et les changements d'affectation des sols. S.I. ADEME.

INSEE, 2012. Cours des matières premières importées: Feves de soja (Chicago). In : [en ligne]. 8 février 2012. [Consulté le 29 février 2012]. Disponible à l'adresse : <http://www.insee.fr/fr/bases-de-donnees/bsweb/serie.asp?idbank=000495559>.

ISLAM, M. N. et ANI, F. N., 2000. Techno-economics of rice husk pyrolysis, conversion with catalytic treatment to produce liquid fuel. In : Bioresource Technology. mai 2000. Vol. 73, n° 1, p. 67-75. DOI 10.1016/S0960-8524(99)00085-1.

JEAN-CLAUDE LENOIR et ALAIN LIÉBARD, 2008. Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale - COMOP 10. S.I.

JEONG, Gwi-Taek, PARK, Jae-Hee, PARK, Seok-Hwan et PARK, Don-Hee, 2008. Estimating and improving cold filter plugging points by blending biodiesels with different fatty acid contents. In : Biotechnology and Bioprocess Engineering. 1 août 2008. Vol. 13, n° 4, p. 505-510. DOI 10.1007/s12257-008-0144-y.

KNOTHE, Gerhard, GERPEN, Jon Harlan Van et KRAHL, Jurgen, 2005. The Biodiesel Handbook. S.I. : AOCs Press. ISBN 9781893997790.

LA DÉPÊCHE, [sans date]. Les esters à base d'huiles usagées et animales plombent le marché français. In : [en ligne]. [Consulté le 31 juillet 2012]. Disponible à l'adresse : <http://www.depeche.fr/les-esters-base-d-huiles-usag-es-et-animales-plombent-le-march-fran-ais-art322480-43.html>.

LAKO, Paul et SIMBOLOTTI, Giorgio, 2010. Biomass for Heat and Power - Technology Brief E05. mai 2010. S.I. : IEA ETSAP.

LONDO, H. M., LENSINK, S. M., DEURWAARDER, E. P., WAKKER, A., WIT, M. de, JUNGINGER, M., KÖNIGHOFER, K. et JUNGMEIER, G., 2008. Biofuels cost developments in the EU27+ until 2030. Full-chain cost assessment and implications of policy options. In : [en ligne]. 1 février 2008.

[Consulté le 26 août 2014]. Disponible à l'adresse : <https://www.ecn.nl/publications/BS/2008/ECN-B-08-007>.

LOULOU, Richard, REMNE, U., KANUDIA, Amit, LEHTILA, Antti et GOLDSTEIN, Gary, 2005. Documentation for the TIMES model, Part II [en ligne]. 2005. S.I. : ETSAP. [Consulté le 18 août 2014]. Disponible à l'adresse : <http://www.iea-etsap.org/web/Docs/TIMESDoc-Details.pdf>.

LOULOU, Richard, REMNE, Uwe, KANUDIA, Amit, LEHTILA, Antti et GOLDSTEIN, Gary, 2005. Documentation for the TIMES Model PART I [en ligne]. 2005. S.I. : ETSAP. [Consulté le 20 août 2014]. Disponible à l'adresse : <http://iea-etsap.org/web/Docs/TIMESDoc-Intro.pdf>.

MANI, Sudhagar, TABIL, Lope G et SOKHANSANJ, Shahab, 2004. Grinding performance and physical properties of wheat and barley straws, corn stover and switchgrass. In : Biomass and Bioenergy. octobre 2004. Vol. 27, n° 4, p. 339-352. DOI 10.1016/j.biombioe.2004.03.007.

NATHALIE SABATTÉ, 2008. Variabilité des coûts de production dans les élevages laitiers. In : Réseau lait. Chambre d'agriculture de la Sarthe. 2008.

NESTE OIL, 2012. Q&A. In : [en ligne]. 2012. [Consulté le 2 août 2012]. Disponible à l'adresse : <http://www.nesteoil.com/default.asp?path=1,41,11991,12243,12325>.

NICOLAS NGUYEN THE, ALAIN THIVOLLE CAZAT, CHRISTOPHE GINET et ALAIN BERTHELOT, 2010. Synthèse sur la disponibilité de matière ex-bois en France, y compris TCR. S.I. FCBA.

NORSKER, N.H., BARBOSA, M.J., VERMUÉ, M.H. et WIJFFELS, R.H., 2011. Microalgal production—a close look at the economics. In : Biotechnology advances. 2011. Vol. 29, n° 1, p. 24–27.

NOVABIOM, 2013. Novabiom - Accueil. In : NovaBiom - Spécialiste en nouvelles biomasses végétales [en ligne]. 2013. Disponible à l'adresse : <http://www.novabiom.com/fr/>.

PROGRAMME LIDEA, 2007. Introduction des cultures lignocellulosiques dédiées dans les exploitations agricoles - Switchgrass [en ligne]. novembre 2007. S.I. : s.n. Disponible à l'adresse : <http://www.ardennes.chambagri.fr/uploads/media/Switchgrass.pdf>.

RAES, Thierry, SPIEGEL, Isabelle et LUBEK, Jeanne, 2013. Évaluation du poids socio-économique et environnemental de la filière biodiesel en France. In : OCL. 27 septembre 2013. Vol. 20, n° 5, p. D506. DOI 10.1051/ocl/2013028.

RATTANAPOLTEE, P., CHULALAKSANANUKUL, W., JAMES, A. E. et KAEWKANNETRA, P., 2008. Comparison of autotrophic and heterotrophic cultivations of microalgae as a raw material for biodiesel production. In : Journal of Biotechnology. 2008. Vol. 136.

REINHARDT, G., GÄRTNER, SO, HELMS, H. et RETTENMAIER, N., 2006. An Assessment of Energy and Greenhouse Gases of NExBTL. In : Institute for Energy and Environmental Research GmbH by order of the Neste Oil Corporation, Porvoo, Finland, Heidelberg. 2006.

RETTENMAIER, N., KÖPPEN, Suzanne, GÄRTNER, S. et REINHARDT, G., 2008. Screening life cycle assessment of Hydrotreated Jatropa Oil. S.I. Institute for Energy and Environmental Research Heidelberg.

SAUVÉE, Loïc, 2013. Perspective d'évolution de la filière bioéthanol première génération [en ligne]. 9 août 2013. S.l. : s.n. Disponible à l'adresse : <http://www.fondation-tuck.fr/resultats/projets/2007/P03-Rapport-final-ETHANORG.pdf>.

SNPAA, ESTERIFRANCE, AGPB, CGB, FOP et AGPM, 2012. Biocarburants - Une énergie renouvelable produite en France Une valorisation pour l'agriculture française. 2012. S.l. : s.n.

SOES, 2012. Base de données Pégase. In : [en ligne]. 2012. Disponible à l'adresse : www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-ligne/r/pegase.html.

SOES, 2013. Chiffres clés des énergies renouvelables - Édition 2013 [en ligne]. juin 2013. S.l. : s.n. Disponible à l'adresse : http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Rep_-_chiffres_cles_energies.pdf.

SWANSON, Ryan M., PLANTON, Alexandru, SATRIO, Justinus A. et BROWN, Robert C., 2010. Techno-economic analysis of biomass-to-liquids production based on gasification. In : *Fuel*. 15 juin 2010. Vol. 89, p. S11 - S19. DOI 10.1016/j.fuel.2010.07.027.

THÉVENIEAU, France, 2006. Ingénierie métabolique de la levure *Yarrowia lipolytica* pour la production d'acides dicarboxyliques à partir d'huiles végétales [en ligne]. S.l. : Institut national agronomique paris-grignon - INA P-G. [Consulté le 29 août 2014]. Disponible à l'adresse : <http://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00126675>.

U.N. STATISTICS DIVISION, 2014. UNdata. In : [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : <http://data.un.org/Default.aspx>.

WESTERHOUT, R. W. J., VAN KONINGSBRUGGEN, M. P., VAN DER HAM, A. G. J., KUIPERS, J. A. M. et VAN SWAAIJ, W. P. M., 1998. Techno-Economic Evaluation of High Temperature Pyrolysis Processes for Mixed Plastic Waste. In : *Chemical Engineering Research and Design*. mars 1998. Vol. 76, n° 3, p. 427-439. DOI 10.1205/026387698524857.

WOOLEY, Robert, RUTH, Mark, SHEEHAN, John, IBSEN, Kelly, MAJDESKI, Henry et GALVEZ, Adrian, 1999. Lignocellulosic biomass to ethanol process design and economics utilizing co-current dilute acid prehydrolysis and enzymatic hydrolysis current and futuristic scenarios. S.l. NREL. NREL/TP-580-26157

WORLD BANK, 2012. World DataBank. In : databank.worldbank.org. 2012.

WRIGHT, Mark M., DAUGAARD, Daren E., SATRIO, Justinus A. et BROWN, Robert C., 2010. Techno-economic analysis of biomass fast pyrolysis to transportation fuels. In : *Fuel*. 15 juin 2010. Vol. 89, p. S2 - S10. DOI 10.1016/j.fuel.2010.07.029.

ZHANG, Suping, YAN, Yongjie, LI, Tingchen et REN, Zhengwei, 2005. Upgrading of liquid fuel from the pyrolysis of biomass. In : *Bioresource Technology*. 2005. Vol. 96, n° 5, p. 545-550.

Chapitre 3 : Quelles ressources et quelles technologies pour répondre à quel niveau de demande ? Analyse de scénarios contrastés

Sommaire

SOMMAIRE

INTRODUCTION

1. SCENARIOS D'EVOLUTION DES DEMANDES

2. SCENARIOS D'EVOLUTION DE LA DISPONIBILITE DES RESSOURCES

2.1 RESSOURCES AGRICOLES METROPOLITAINES

2.2 RESSOURCES FORESTIERES METROPOLITAINES

3. PRODUCTION DE BIOENERGIES EN FONCTION DES RESSOURCES METROPOLITAINES DISPONIBLES

3.1 INFLUENCE DE LA DISPONIBILITE DES RESSOURCES AGRICOLES ET FORESTIERES METROPOLITAINES

3.2 MAXIMISATION SUCCESSIVE DE LA PRODUCTION DE CHALEUR, D'ELECTRICITE PUIS DE BIOCARBURANTS

4. INFLUENCE DES COURBES D'APPRENTISSAGE, FOCUS SUR LE SECTEUR DES BIOCARBURANTS

CONCLUSIONS

BIBLIOGRAPHIE DU CHAPITRE 3

Introduction

Nous avons présenté dans le chapitre précédent l'approche TIMES, modèle d'optimisation linéaire, qui permet de calculer des trajectoires technologiques optimales pour répondre à une demande sous contraintes de ressources et sous contraintes techniques. Puis, le modèle développé a été passé en revue. Son périmètre géographique est la France, son périmètre sectoriel est les bioénergies et son périmètre temporel commence en 2010 et termine en 2050. Le système énergétique de référence a été présenté de l'amont à l'aval. En premier lieu, la méthodologie pour calculer les ressources françaises disponibles pour l'énergie a été présentée. Les potentiels retenus pour l'année de référence ont été quantifiés pour les ressources faisant par la suite l'objet de scénarios, c'est-à-dire les ressources agricoles et forestières métropolitaines. Les autres potentiels ont été donnés sur tout l'horizon de modélisation. Les procédés de production de bioénergies, existants et prometteurs ont ensuite été décrits grâce à une revue de littérature des évaluations technico-économiques. Enfin, la structure des demandes en bioénergies a été présentée.

Comme nous l'avons dit au premier chapitre, des objectifs volontaristes ont été définis pour les bioénergies jusqu'en 2020. L'objectif de ce chapitre est d'évaluer dans quelle mesure la représentation que nous avons faite de ce secteur permet de répondre à ces objectifs ainsi qu'aux objectifs en 2050. Quelles parts les différents types de ressources prendront-ils ? Quelle emprise sur les sols ? Quels procédés prometteurs prendront part au mix énergétique ? Et à quel niveau ? Ce sont autant de questions auxquelles nous tâcherons de répondre.

Pour cela, trois scénarios d'évolution de la demande sont présentés. Il est alors indispensable de proposer des scénarios contrastés de disponibilité des ressources pour prendre en compte, soit une diminution due à des réorientations vers d'autres secteurs, soit une mobilisation accrue liée à une politique volontariste pour les bioénergies. Sur la base des scénarios que nous avons définis, nous investiguons le niveau de demande bioénergies atteignable, et le mix technologique associé. Dans un premier temps, la répartition entre les différents types de demandes est maintenue constante. Puis, pour estimer la « flexibilité » du secteur, les demandes sont regroupées en trois vecteurs (chaleur, électricité et biocarburants) et leur niveau de production est maximisé à tour de rôle. Nous nous intéresserons enfin aux enjeux technologiques liés à l'apprentissage technologique et à son influence sur la trajectoire technologique optimale.

1. Scénarios d'évolution des demandes

Les projections des huit demandes bioénergies sont construites en deux étapes : jusqu'en 2020, elles sont basées sur les objectifs du COMOP 10 (Jean-Claude Lenoir, Alain Liébard, 2008), ajusté avec les données plus récentes du plan d'action national en faveur des énergies renouvelables (PAN). Leurs valeurs pour les années 2015 et 2020 sont données dans le tableau 3.1. La quantité de biomasse chaleur cogénération provient des objectifs du COMOP 10, puisqu'elle n'est pas donnée en tant que telle dans le PAN.

Demande (en Mtep)	Nom	2015	2020
Chaleur seule	HETUSE1	10,640	13,500
Chaleur cogénération	HETUSE2	1,860	2,400
Chaleur biogaz	HETUSE3	0,260	0,555
Électricité	ELCUSE	0,902	1,476
Bioessence	TRAUSE1	0,550	0,650
Biocarburacteur	TRAUSE2	0	0
Biogazole	TRAUSE3	2,375	2,850
BioGNV	TRAUSE4	0	0,04

Tableau 3.1 : Objectifs du PAN ventilés selon les demandes définies dans le modèle (MEEDDM, 2010)

Après 2020, trois scénarios ont été envisagés :

- 1) Un scénario COMOP « for ever », pour lequel les demandes en bioénergie restent constantes après 2020, soit **21,4 Mtep** ;
- 2) Un scénario COMOP +100 %, où la demande de bioénergies en 2050 est deux fois celle de 2020, soit **42,8 Mtep**, et dont la répartition tient compte des orientations souhaitées par le législateur, 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 ;
- 3) Un scénario COMOP +50 %, où la demande de bioénergies en 2050 est une fois et demi supérieure à la demande 2020, soit **32,6 Mtep**, et dont la répartition tient compte des orientations voulues par le législateur. Les demandes sont calculées à partir du scénario précédent, en considérant un accroissement deux fois moins important de chacune des demandes.

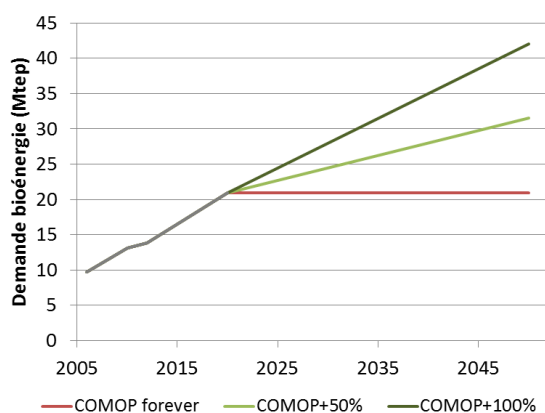


Figure 3.1 : Demande totale bioénergie par type de scénario

Les évolutions de la demande totale en bioénergie pour les trois scénarios sont illustrées sur la figure 3.1. Avec ces trois scénarios, un grand intervalle de consommation finale est balayé : si l'on se réfère au scénario proposé par l'ADEME dans sa contribution à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050, il couvre de 27 % à 54 % de la demande énergétique en 2050. (ADEME, 2012)

Répartition entre les différentes demandes biochaleur/bioélectricité

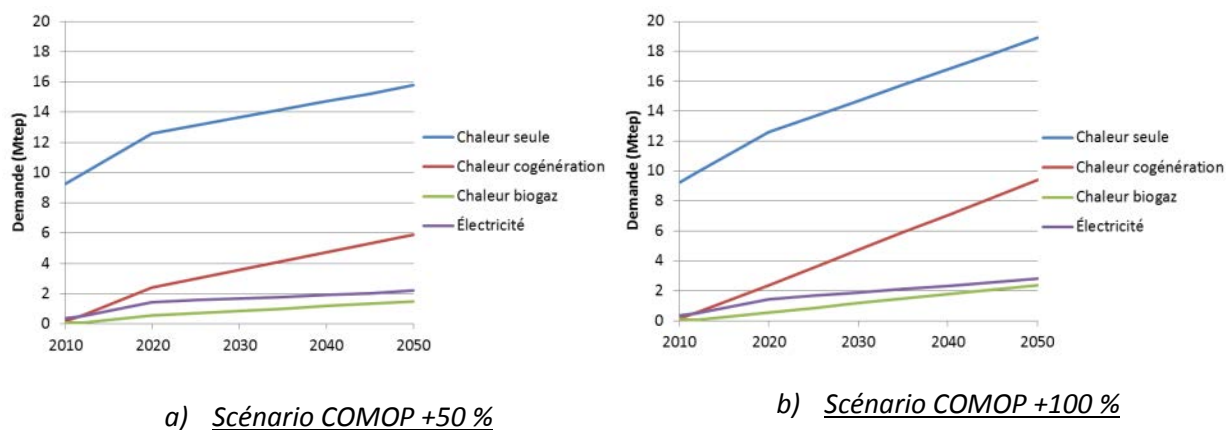


Figure 3.2 : Demandes biochaleur/bioélectricité

Répartition entre les différentes demandes biocarburants

Jusqu'en 2020 inclus, les données sont fournies par le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables.

Après 2020, on commence par calculer la somme totale biocarburants issue de la projection pour chacun des trois scénarios. On calcule ensuite la quantité de biocarburacteur, puis de biogaz pour les véhicules. La quantité restante est répartie entre bioessence et biogazole.

Pour le biocarburacteur, on considère que la consommation de carburacteur suit la tendance constatée sur les années 2000-2010 (croissance linéaire de 1,1 % par an) et un taux d'incorporation en équivalent énergétique est défini pour chaque année et pour chaque scénario. Le tableau 3.2 présente le taux d'incorporation de biocarburacteur retenu par scénario.

	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%

Tableau 3.2 : Taux d'incorporation de biocarburant dans le carburacteur

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.

Les demandes de biocarburacteur et de bioGNV sont ensuite retranchées à la demande totale en biocarburants, le reste représente la demande en bioessence et en biogazole. 20 % de celle-ci est attribuée à la substitution essence et 80 % à la substitution gazole. Il s'agit du ratio de consommation

énergétique bioéthanol/biogazole constaté sur les dix dernières années. Cette hypothèse forte concernant l'évolution du mix carburants transport est sous tendue par le fait que le ratio de consommation essence/gazole restera constant. À court terme, cela s'explique par l'inertie du changement des technologies : renouvellement du parc automobile, développement de nouvelles motorisations par les constructeurs automobiles. Mais à long terme, ce mix pourrait évoluer, en particulier dans le cas d'un abandon du différentiel de taxe en faveur du biogazole.

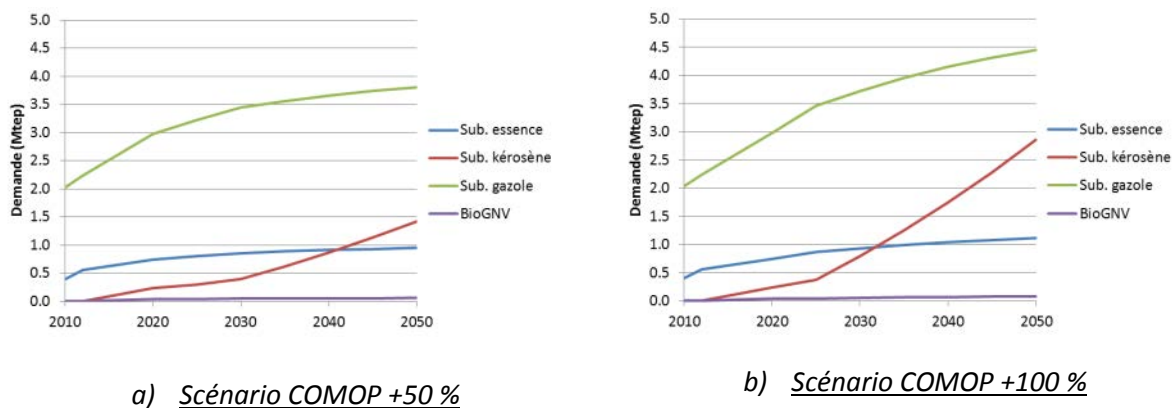


Figure 3.3 : Demandes biocarburants

2. Scénarios d'évolution de la disponibilité des ressources

Les ressources métropolitaines, agricoles et forestières ont fait l'objet de scénarios contrastés. Ils permettent de traduire des choix, politiques ou économiques, d'allocation de la ressource entre les différents secteurs.

2.1 Ressources agricoles métropolitaines

Les surfaces agricoles allouées à la valorisation énergétique sont calculées de façon exogène 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 divisées par deux en 2050 par rapport à celle de 2010. À l'inverse, les surfaces de miscanthus et de switchgrass croissent dans le second scénario pour atteindre plus de 400 000 ha en 2050. En effet, les prises de position récentes sur les biocarburants de première génération (Commission Européenne, 2012) laissent à penser que leur disponibilité pour l'énergie continuera à progresser jusqu'à ce que les biocarburants de seconde génération commencent à se développer, puis diminuera. Nous avons fait l'hypothèse que cette inflexion aurait lieu en 2020.

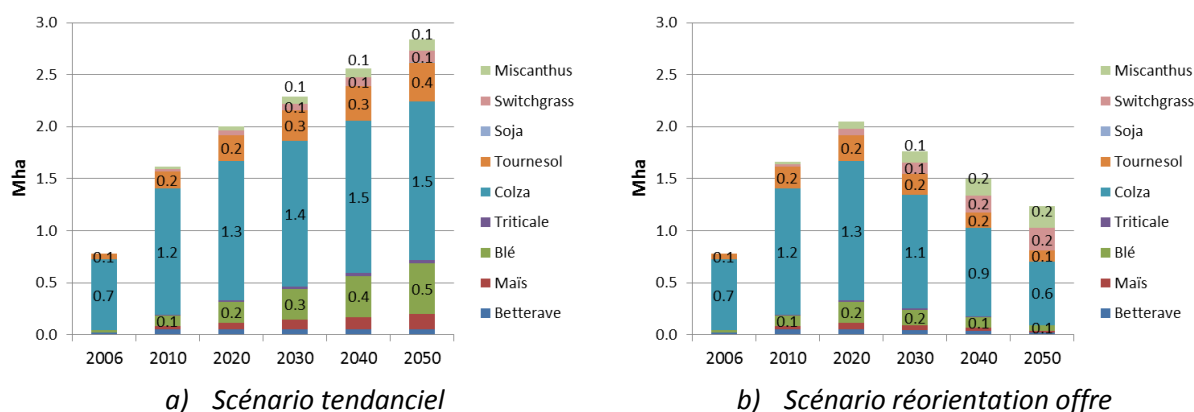


Figure 3.4 : Évolution des surfaces agricoles potentiellement disponibles pour la production de bioénergie

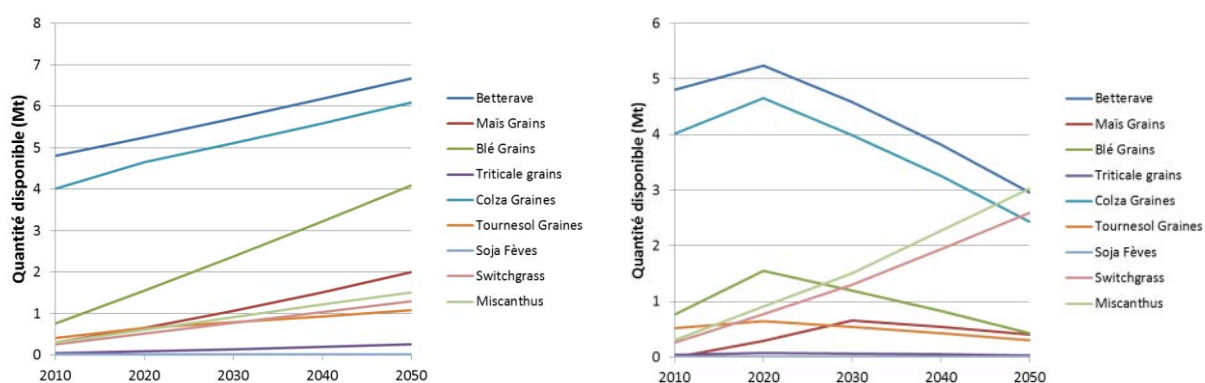
Les quantités disponibles pour l'énergie sont ensuite calculées en multipliant les surfaces allouées par le rendement surfacique, pour chaque commodité agricole et chaque année. L'évolution des rendements de la betterave, des céréales et des oléagineux est extrapolée linéairement sur la base des rendements constatés sur les années 1989-2010. Pour le miscanthus et le switchgrass, ils sont estimés à dire d'experts et sont maintenus constants sur tout l'horizon de modélisation. Ils sont présentés dans le tableau 3.3.

t/ha	2010	2020	2030	2040	2050
Betterave	96.0	101.7	107.3	113.0	118.6
Maïs grain	9.3	10.4	11.6	12.8	14.0
Blé tendre	7.5	7.7	8.0	8.2	8.4
Triticale	5.2	5.7	6.1	6.6	7.0
Colza	3.3	3.5	3.7	3.8	4.0
Tournesol	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9
Soja	2.9	3.0	3.1	3.2	3.3
Switchgrass	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Miscanthus	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0

Tableau 3.3 : Évolution des rendements des ressources agricoles

Il faut tout de même souligner qu'une stagnation des rendements a été constatée pour le blé et les céréales secondaires depuis les dix dernières années. Plusieurs facteurs sont attribués à ce phénomène : au premier ordre, la recherche d'un optimum économique qui entraînerait une baisse de l'utilisation des produits phytosanitaires (facteur explicatif majeur de la progression des rendements des 50 dernières années), la diminution du taux de matière organique des sols et le changement climatique avec des périodes de sécheresse dès le printemps notamment, et au deuxième ordre la baisse du progrès génétique. (Bisault, 2008) En considérant l'évolution des rendements sur la période 1989 – 2010, nous prenons donc en compte ce phénomène de ralentissement de progression des rendements, sans considérer non plus qu'ils sont constants.

La figure 3.5 présente les quantités de commodités agricoles disponibles pour une valorisation énergétique pour chacun des deux scénarios retenus.



a) Scénario tendanciel

b) Scénario réorientation offre

Figure 3.5 : Évolution des quantités de ressources agricoles disponibles pour l'énergie pour les deux scénarios

Les coûts de production présentés au chapitre 2 sont, quant à eux, maintenus constants sur tout l'horizon de modélisation, en monnaie constante.

2.2 Ressources forestières métropolitaines

Deux scénarios sont envisagés pour la disponibilité en biomasse forestière :

- Un **scénario de référence** : la courbe d'offre est identique à celle présentée au chapitre 2 sur tout l'horizon de modélisation, avec une disponibilité totale de 29,1 Mt_{ms} ;
- Un **scénario volontariste** : la filière bois énergie est soutenue et développée, la disponibilité totale serait alors de 36.1 Mt_{ms}.

Le tableau 3.4 présente le taux de prélèvement sur l'accroissement naturel que cela représenterait pour les deux scénarios. Si l'on fait l'hypothèse que cet accroissement 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.

Certains scénarios prospectifs du CGAAER proposent des scénarios encore plus volontaristes avec des taux de mobilisation supérieurs à 90 % de l'accroissement naturel (Jean-Marie Bourgau, 2008).

En millions de m ³		Scénario tendanciel		Scénario volontariste	
		2010	2050	2010	2050
Accroissement naturel		122,1	122,1	122,1	122,1
Taux de prélèvement forêt		48 %	74 %	48 %	85 %
Bois d'œuvre		22	22	22	22
Bois industrie		12,2	12,2	12,2	12,2
Bois énergie	Mobilisé	24,4		24,4	
	Potentiel	56,1	56,1	56,1	69,6
Total prélevé		58,6		58,6	

Tableau 3.4 : Bilan des ressources forestières mobilisables (en millions de m³)

3. Production de bioénergies en fonction des ressources métropolitaines disponibles

3.1 Influence de la disponibilité des ressources agricoles et forestières métropolitaines

La question de la demande que peut satisfaire le secteur des bioénergies sans concurrencer les autres usages est fondamentale dans la réflexion sur les objectifs à définir après 2020. Pour y répondre, les trois scénarios de demande présentés précédemment sont dans un premier temps évalués. Concernant les ressources, le scénario tendanciel de disponibilité agricole et le scénario de référence de disponibilité forestière sont retenus. Nous l'appellerons scénario de *disponibilité tendancielle*.

La réponse à cette question est exprimée par la quantité manquante de chacune des ressources pour répondre à chacun des trois scénarios de demande présentés précédemment. Elle nous est donnée directement comme résultat du problème d'optimisation. Des procédés d'importations factices de commodités sont en effet définis par défaut dans le modèle, à des coûts bien supérieurs à ceux des autres commodités. Ils permettent d'obtenir une solution au problème dans les cas où les disponibilités ne seraient pas suffisantes. La figure 3.6 présente l'évolution de ce déficit de ressources, en équivalent énergie primaire, pour les trois scénarios.

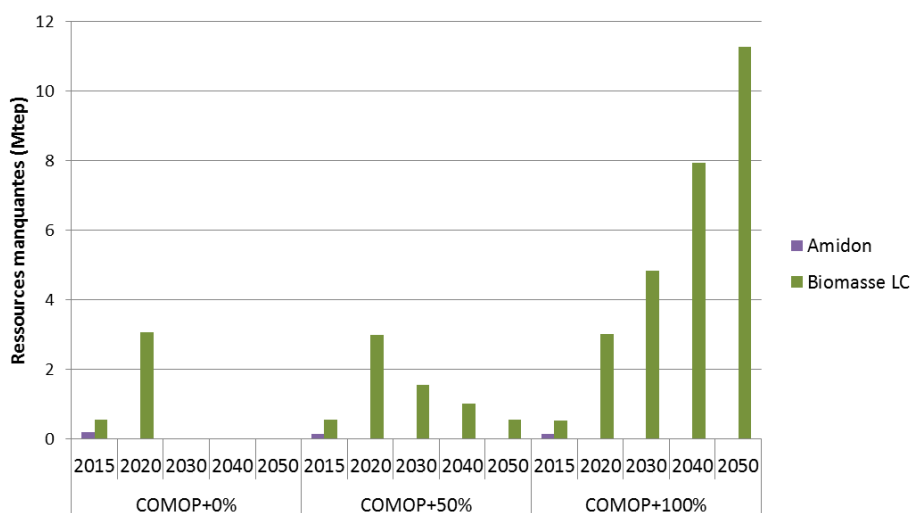


Figure 3.6 : Déficit de ressources (équivalent énergie primaire) par scénario de demande – Disponibilité tendancielle

Avec les hypothèses retenues, il manque les ressources biomasse pour produire 0,13 Mtep d'éthanol en 2015 et ainsi pouvoir répondre à la demande de substitution à l'essence et il y a un déficit de 0,5 Mtep de biomasse lignocellulosique (LC) en 2015. En 2020, ce déficit de biomasse lignocellulosique 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 2010 et 2020. Le développement de la production de la ressource biomasse devra donc être plus rapide que le rythme constaté sur les années 2000-2010. Des efforts pour une structuration rapide des filières, forestière notamment, et des mécanismes d'incitation adaptés paraissent donc indispensables pour atteindre le jalon 2020.

Après 2020, on constate sur le graphique ci-dessus que les ressources biomasses sont suffisantes pour le scénario de demande constante *COMOP+0%*. Ce qui indique le caractère conjoncturel du déficit en ressources. Elles restent néanmoins légèrement déficitaires dans le scénario de développement modéré *COMOP+50%* : le déficit passe de 3 Mtep (soit l'équivalent de 13,3 millions de m³ de bois) en 2020 à 0,6 Mtep (2,7 millions de m³) 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 lignocellulosique, permettant de répondre aux demandes chaleur et électricité. Il atteint 11,3 Mtep – ce qui correspond à 51 millions de m³ de plaquettes forestières soit 42 % de l'accroissement annuel de la forêt française (CGAAER, 2011) – pour une demande bioénergies globale de 42,8 Mtep.

Ainsi, sous le jeu d'hypothèses retenues, notamment une évolution tendancielle de la disponibilité des ressources agricoles et forestières, le secteur bioénergie pourrait fournir au plus 31 Mtep en 2050, dont 7,9 Mtep d'énergie finale produite à partir de biomasse importée (huile de palme, graines et huile de soja, plaquettes forestières, pellets, etc.).

Ces premiers résultats montrent que la mobilisation de la biomasse lignocellulosique est un point critique pour augmenter le niveau de demande dans le secteur des bioénergies. En effet, la chaleur et l'électricité, issues principalement de cette ressource, comptent pour 80 % de la demande. Le second scénario évalué est le **scénario volontariste de l'offre forestière**. Néanmoins, si l'on

considère que les incitations financières pour les bioénergies sont constantes, alors l'enveloppe allouée aux produits agricoles diminuerait puisqu'elle serait allouée au développement de la filière forestière. Cela pourrait se traduire par une baisse de l'offre agricole. Le scénario de **réorientation de l'offre agricole**, où les surfaces agricoles allouées aux usages énergétiques sont divisées par deux entre 2020 et 2050, est donc retenu concomitamment avec l'augmentation de l'offre en biomasse forestière. Ce scénario est appelé *Réorientation de l'offre*.

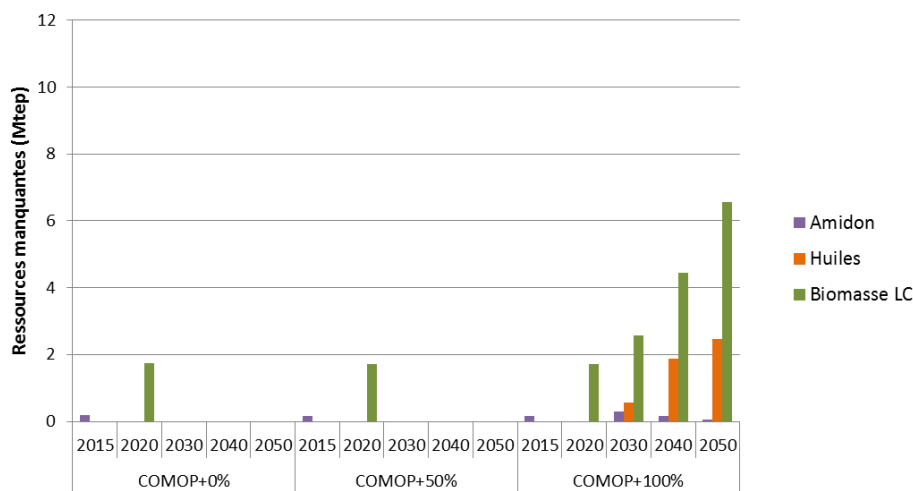


Figure 3.7 : Déficit de ressources (équivalent énergie primaire) par scénario de demande – Réorientation de l'offre

Sur la figure 3.7, qui décrit l'évolution du déficit en ressources selon les trois scénarios de demande, on constate qu'il n'y a plus de déficit pour le scénario *COMOP+50%* après 2020. L'accroissement de 7 Mt_{ms} de biomasse forestière (équivalent à plus de 3 Mtep d'énergie primaire) permet de répondre à la demande biochaleur/bioélectricité. Ce n'est pas le cas pour le scénario volontariste *COMOP+100%*, pour lequel le déficit en biomasse lignocellulosique en 2050 atteint 6,6 Mtep (soit l'équivalent de 29,6 millions de m³ de plaquettes forestières). De plus, sous ces hypothèses de diminution de disponibilité de biomasse agricole pour l'énergie, la contrainte porte aussi sur le secteur des huiles dans le scénario le plus volontariste avec un déficit qui croît pour atteindre 2,3 Mtep, soit l'équivalent de 2,6 millions de tonnes d'huiles végétales à l'horizon 2050. Si on envisage d'y répondre avec du colza produit en France, en considérant le rendement moyen 2009-2013 (PROLEA, 2013), cela nécessiterait de cultiver 1,8 Mha supplémentaire de colza, alors qu'on en cultivait 1,6 Mha en France en 2012 et 1,4 Mha en 2013 (PROLEA, 2013). 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 en France, il faudrait cultiver 0,04 Mha de blé supplémentaire (Ballerini, 2006).

Ce déficit hypothétique de ressources pourrait être comblé par un recours plus important aux importations, d'autant plus que les marchés de la biomasse-énergie se structurent. Mais cela se ferait au détriment de l'accroissement de l'indépendance énergétique, qui est un des arguments en leur faveur. Néanmoins, la sécurité d'approvisionnement ne serait pas forcément menacée puisque les fournisseurs de biomasse lignocellulosique 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 : moins 6,4 Mds€ en 2010 (Agreste, 2011).

Un autre axe d'analyse important à considérer 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 et d'esters méthyliques de soja, de palme et de jatropha. En effet, pour les secteurs du biocarburacteur et du biogazole, sans aucune contrainte réglementaire, les technologies de première génération (transestérification et hydrotraitement des huiles végétales) continueraient à se développer, en restant plus compétitives. La figure 3.8 présente les quantités d'huiles mobilisées selon les trois scénarios de demande pour le scénario de *disponibilité tendancielle* de la biomasse.

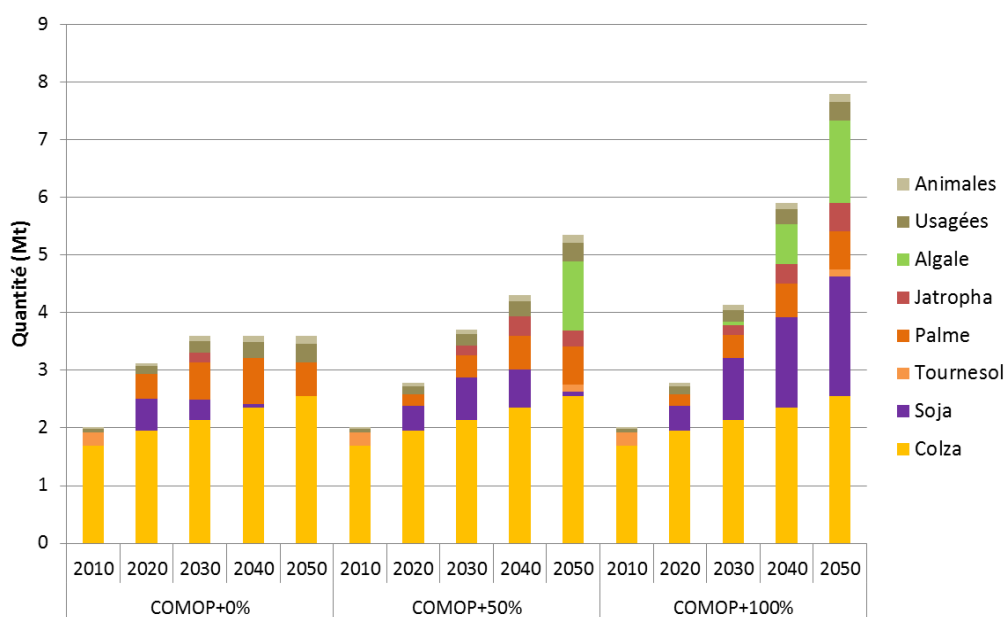


Figure 3.8 : Évolution du bouquet d'huiles mobilisées selon la demande - Disponibilité tendancielle

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 et réapparaît en 2050 pour les scénarios *COMOP+50%* et *COMOP+100%*. 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 de trituration ne sont pas répercutées, le modèle étant basé sur les coûts. La baisse du prix de l'huile de palme pourrait laisser penser que sa part dans le bouquet d'huiles pour l'énergie pourrait être beaucoup plus importante que celle obtenue dans cet exercice prospectif. Mais deux éléments nuancent cette affirmation : son accroissement est limité du fait de la contrainte d'incorporation d'esters méthyliques d'huile de palme dans le gazole afin de respecter les spécifications de tenue à froid de la norme EN 590 et la demande alimentaire croissante, des pays asiatiques notamment, devrait capter une part importante de la production et tendre son prix.

Les huiles usagées et les graisses animales sont aussi totalement utilisées. Il s'agit en effet des matières grasses les moins chères, mais elles ne sont disponibles qu'en très petite quantité.

Enfin, on constate que l'huile de soja, importée pour sa grande majorité, 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%*.

Enfin, un dernier scénario est évalué, que l'on peut qualifier de scénario « tout pour les bioénergies », où **la disponibilité agricole suit un scénario tendanciel et où la disponibilité forestière est volontariste**. Les déficits de ressources sont présentés sur la figure 3.9.

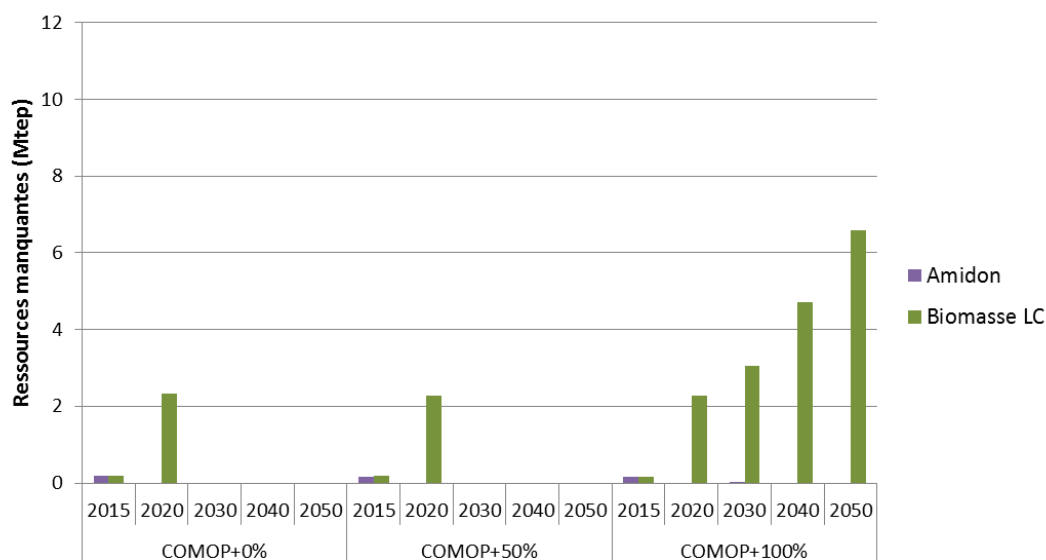


Figure 3.9 : Déficit de ressources (équivalent énergie primaire) par scénario de demande - Scénario volontariste

Dans le cas de ce 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 agricoles, même dans le scénario le plus contraint. D'après la figure 3.9, la biomasse forestière continuerait néanmoins à manquer à hauteur de 6,5 Mtep, soit 29,2 millions de m³ 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 Mt_{m.s.} de biomasse lignocellulosique pour l'énergie. (Jean-Marie Bourgau, 2008)

3.2 Maximisation successive de la production de chaleur, d'électricité puis de biocarburants

En complément de l'analyse sur la disponibilité des ressources et pour étudier la « flexibilité » du secteur des bioénergies, nous évaluons quel est le potentiel de contribution de chacun des vecteurs énergétiques (chaleur, électricité et biocarburants) à la consommation d'énergie finale en adoptant une répartition relative par filière différente de celle proposée par le COMOP 10.

Pour cela, nous avons calculé les quantités maximales de chaleur, d'électricité et de biocarburants respectivement susceptibles d'être produites en fonction des deux scénarios présentés précédemment – scénario de mobilisation tendanciel et scénario de mobilisation de biomasse lignocellulosique. Deux des trois vecteurs ont été maintenus constants, à la valeur « de base » donnée par l'objectif 2020. Et la demande pour le troisième vecteur a été incrémentée jusqu'à ce qu'il y ait un déficit sur la ressource en 2050. En revanche, pour chacun des vecteurs, puisqu'ils sont

la somme de plusieurs demandes – le vecteur biochaleur est la somme de la chaleur seule, de la chaleur issue d’unités de cogénération et de la chaleur biogaz – l’incrémentation des demandes se fait en respectant les répartitions du scénario *COMOP+50%*. Nous n’évaluons pas par exemple la quantité maximale de biogaz véhicule susceptible d’être produite, mais la quantité maximale de biocarburants (bioessence, biokérosène, biogazole et biogaz) dans son ensemble.

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 présentés au paragraphe précédent : le scénario de **disponibilité tendancielle** et le scénario de **réorientation de l’offre**.

La figure 3.10 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 préconisés par le COMOP 10 sont représentés en noir.

Dans le scénario de disponibilité tendancielle, 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 1,4 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.

Pour remettre en perspective les résultats, en France, en 2013, la consommation finale d’électricité était de 38,0 Mtep. La consommation de carburants pour le transport était de 48,7 Mtep (SOEs, 2014).

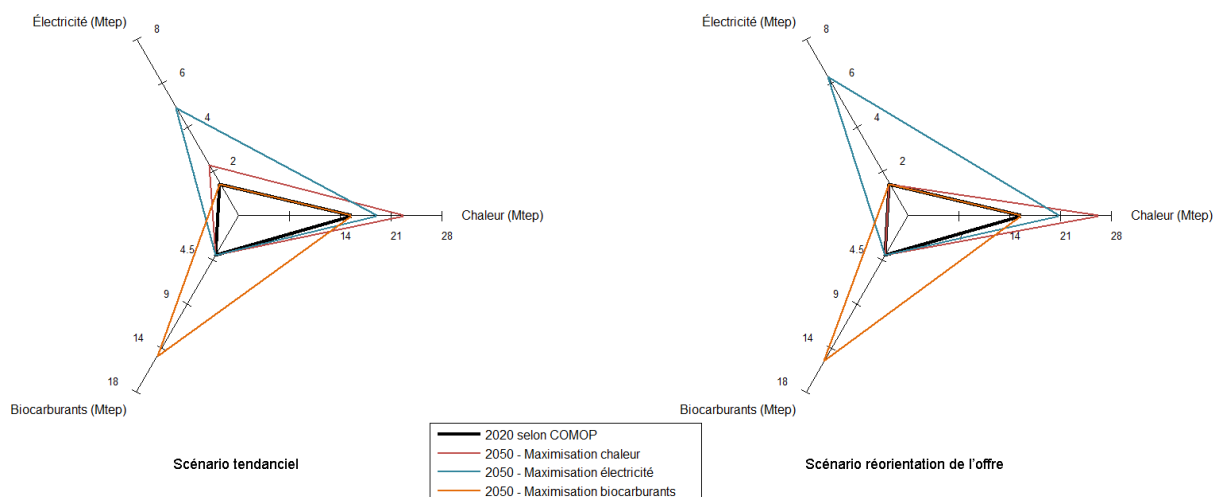


Figure 3.10 : Maximisation des vecteurs énergétiques selon les deux scénarios tendanciels et réorientation de l'offre biomasse

Le tableau 3.5 récapitule l’accroissement de production de bioénergies selon le scénario et le vecteur énergétique optimisé.

Scénarios « disponibilités »	Accroissement 2020-2050		
	Priorité chaleur	Priorité électricité	Priorité biocarburants
Tendanciel	7,3 Mtep	7,1 Mtep	10,3 Mtep
Réorientation de l'offre	10,8 Mtep	10,2 Mtep	10,8 Mtep

Tableau 3.5 : Résultats de la maximisation des trois vecteurs bioénergie selon le scénario

La différence d'accroissement entre l'optimisation des vecteurs chaleur et électricité s'explique par le meilleur rendement chaleur des unités de cogénération, en particulier celui de la technologie de lit fluidisé circulant avec turbine à condensation. Cependant, avec 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 biocarburants. Ce résultat, à première vue contre-intuitif du fait d'une meilleure efficacité massique de la production de chaleur, est dû aux différentes natures de la biomasse disponible pour l'énergie. En effet, les ressources agricoles sont ici affectées exclusivement à la production de biocarburants.

Cette différence n'est plus aussi avérée dans le scénario de réorientation de l'offre, puisque la disponibilité en biomasse lignocellulosique est plus importante et celle en produits agricoles est plus faible. 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. Les rendements énergétiques des technologies de production de biocarburants lignocellulosiques sont en effet nettement inférieurs à ceux de la combustion.

Globalement, le scénario de réorientation de l'offre permet un accroissement plus élevé de la production pour tous les vecteurs. Dans le cas « priorité biocarburants », la différence relative entre les deux scénarios d'offre est plus faible : la diminution de la disponibilité des ressources agricoles étant tout juste compensée par l'accroissement de biomasse lignocellulosique.

Ces résultats montrent l'importance des spécificités technologiques pour répondre aux différents types de demandes en bioénergies. Leurs paramètres ont été maintenus constants jusqu'à maintenant et nous allons maintenant voir comment les trajectoires technologiques optimales peuvent varier si leurs coûts varient au cours du temps, du fait de l'apprentissage technologique.

4. Influence des courbes d'apprentissage, focus sur le secteur des biocarburants

Les procédés de production de bioénergie sont susceptibles de voir leurs coûts opérationnels et d'investissement diminuer au cours du temps, en particulier pour les procédés de production de biocarburants avancés qui ne sont qu'à un stade laboratoire ou pilote de leur développement.

Ces gains sur les coûts s'expliquent par différents facteurs. Lors du passage de l'échelle laboratoire, puis pilote, puis industrielle, le procédé est progressivement optimisé afin de répondre aux contraintes de la production de grandes quantités. Il en résulte une diminution du coût nominal de production – ou prix de revient (diminution de tous les coûts). On parle de *learning by searching and learning by doing*. Les verrous rencontrés étant liés à la spécificité de chacun des procédés, il est

néanmoins difficile de rendre compte d'une méthode générique pour évaluer ce facteur d'amélioration.

Une fois que le procédé est développé à l'échelle industrielle, le coût nominal peut encore être diminué grâce aux économies d'échelles. Le coût de production unitaire d'une usine de plus grande capacité sera plus faible jusqu'à ce que la capacité maximale limitante, généralement liée à la capacité d'une étape de procédé fortement capitalistique, soit atteinte.

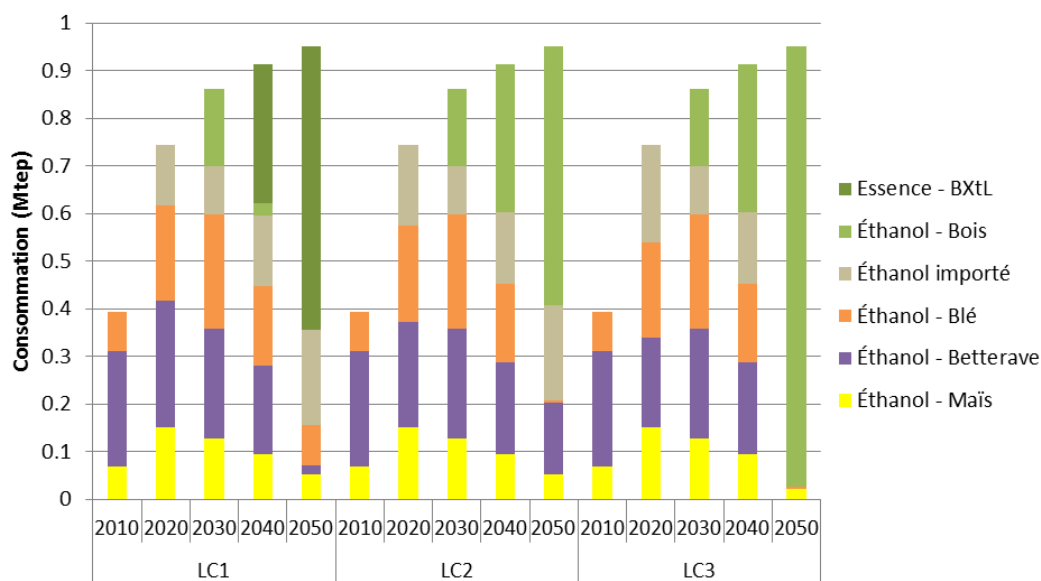
Un troisième effet qui entraîne une diminution des coûts est l'effet de série ou d'expérience. En effet, plus on construit d'unités identiques, moins la dernière unité construite coûte cher (en terme de coût d'investissement), jusqu'à une valeur plancher. La dernière unité profite en effet de tout ce qui a été appris lors des constructions précédentes. On parle de *learning by doing*. Une étude du (National Energy Technology Laboratory, 2013) explicite une méthodologie permettant de passer des coûts de la 1^{ère} unité à la n^{ème} unité.

Concernant l'intégration de courbes de réduction de coûts dans les modèles de prospective pour les biocarburants, une étude a été réalisée dans le cadre du projet REFUEL (de Wit et al., 2010). La réduction de coûts est expliquée par deux facteurs, l'un dépendant de l'échelle et le second dépendant des quantités cumulées produites. Cette étude prend aussi en compte la réduction de coût de production des matières premières agricoles, que les auteurs corrèle à l'accroissement de la productivité.

Le JRC a aussi explicité une méthodologie pour prendre en compte les réductions de coûts liées à l'apprentissage par la recherche et par l'expérience et explicité deux facteurs d'apprentissage qui permettent de prendre ces facteurs en compte (Wiesenthal et al., 2012).

Dans cette thèse, trois scénarios de courbes d'apprentissage différentes permettent d'évaluer l'impact d'une réduction des coûts d'investissement, et des coûts fixes et variables d'opération et maintenance des procédés de biocarburants avancés :

- Le scénario *LC1* : aucune réduction des coûts des procédés ;
- Le scénario *LC2* : division par deux des coûts en 20 ans de l'ensemble des procédés de production de biocarburants avancés (production d'huile fermentaire et algale en bassin ouvert et photobioréacteur incluse) ;
- Le scénario *LC3* : division par trois des coûts en 20 ans.



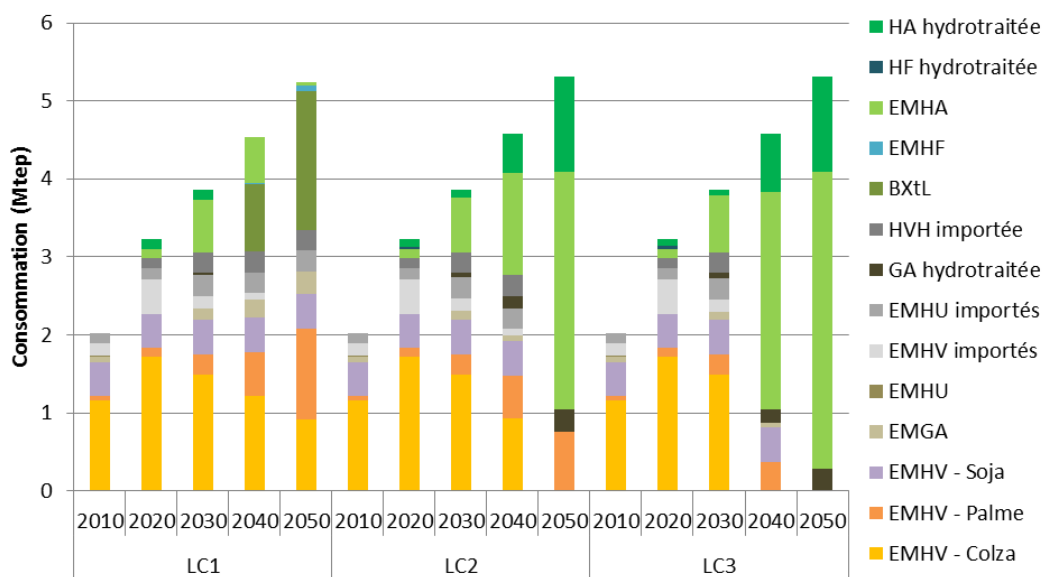
BXtL = co-gazéification de biomasse et de coke de pétrole

Figure 3.11 : Évolution du bouquet technologique pour la production de bioessence selon les hypothèses de courbes d'apprentissage

Les autres hypothèses majeures pour la réalisation de cet exercice prospectif sont les suivantes :

- Concernant les disponibilités biomasse, le scénario de **réorientation de l'offre** (explicité paragraphe 2) est retenu. Il nous paraît plus pertinent puisqu'il offre plus de biomasse lignocellulosique et permet ainsi de ne pas bloquer le développement des procédés de deuxième génération ;
- Concernant la demande, le scénario *COMOP+50%* est retenu ;
- Concernant les procédés, il n'y a aucune limitation sur leurs niveaux d'activité.

Les résultats sont présentés par pool de biocarburants, substitution à l'essence d'une part et substitution au carburacteur/gazole d'autre part. Biocarburacteur et biogazole sont présentés ensemble car leurs voies de production sont très proches : une étape d'hydroisomérisation plus poussée permet en effet de produire du biocarburacteur à partir du biogazole de synthèse. La figure 3.11 montre l'évolution de la consommation de bioessence selon les scénarios décrits ci-dessus. D'après le jeu d'hypothèses retenues, les courbes d'apprentissage n'ont pas d'impact avant 2040 mais elles modifient fortement le bouquet énergétique après. La part d'éthanol cellulosique pour les scénarios *LC2* et *LC3* est supérieure à 50% en 2050. Dans le cas où il n'y a pas de courbes d'apprentissage, le procédé de co-gazéification de la biomasse avec du coke de pétrole (BXtL) est plus compétitif que les procédé de production de biocarburants à base d'huile fermentaire et algale. L'essor de l'essence BXtL est dû au fait que le procédé de production de biogazole BXtL produit simultanément du naphta qui est valorisé sous forme d'essence dans ce scénario. Si on considère une valorisation de cette essence BXtL en naphta pour la pétrochimie, elle est substituée par de l'éthanol cellulosique.



EMHV = Esters méthyliques d'huile végétale / EMGA = Esters méthyliques de graisses animales / EMHU = Esters méthyliques d'huiles de cuisson usagées / GA = Graisses animales / HVH = Huile végétale hydrotraitée / BxTL = co-gazéification de biomasse et de coke de pétrole / HF = Huile fermentaire produite par voie hétérotrophe / HA = Huile algale produite par voie autotrophe en bassin ouvert

Figure 3.12: Évolution du bouquet technologique pour la production de biocarburant et de biogazole selon les hypothèses de courbes d'apprentissage

Concernant le pool biocarburant et biogazole, dont l'évolution selon les mêmes hypothèses est présentée sur la figure 3.12, des courbes d'apprentissage de plus en plus « pentues » favorisent la production d'huile fermentaire et d'huile algale dans des bassins ouverts. Pour le scénario LC3, en 2050, seule la production de graisses animales hydrotraitées est plus compétitive que la transestérification et l'hydrotraitement d'huile algale. Ces procédés bénéficient grandement des courbes d'apprentissage car la part de l'huile varie entre 70 % et 90 % dans la structure de coûts. Néanmoins, ce scénario extrême implique la construction de 170 unités de production d'huile algale en bassin ouvert, couvrant plus de 3300 km² (0,6 % de la superficie française).

La production de biogaz à usage véhicule n'est pas impactée par les différentes courbes d'apprentissage : après 2035, le bioGNV issu de la méthanisation agricole est remplacé par le procédé de méthanation dans un lit fluidisé circulant. Ceci est dû au fait que le biogaz doit être traité avant d'être incorporé dans le réseau de transport ou de distribution du gaz naturel alors que le procédé de gazéification produit un biométhane directement utilisable. Ainsi, bien que les hypothèses de divisions des coûts soient les mêmes pour les trois procédés (méthanisation, traitement du biogaz et méthanation), la somme de la réduction des coûts des deux courbes d'apprentissage des procédés de méthanisation et de traitement du biogaz est inférieure à la réduction des coûts de la méthanation.

Conclusions

Trois scénarios d'évolution des demandes en bioénergies de 2010 à 2050 ont été créés. Ils ont une base commune jusqu'en 2020 : les objectifs français officiels définis par le COMOP 10 et actualisés d'après le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables (Jean-Claude Lenoir, Alain Liébard, 2008 ; MEEDDM, 2010). Après 2020, le premier scénario prévoit un maintien, le second une augmentation de 50 % et le troisième une augmentation de 100 % de la demande par rapport au niveau 2020.

La disponibilité agricole fait l'objet de deux scénarios basés sur deux emprises surfaciques différentes : le premier où les surfaces allouées pour l'énergie croissent tendanciellement et le second où elles décroissent à partir de 2020 pour être deux fois plus faibles que celles de 2010. De la même manière, deux scénarios décrivent la disponibilité forestière : un premier où la courbe d'offre calculée en 2010 est maintenue constante sur tout l'horizon de modélisation et un second où la disponibilité est accrue de 7 Mt_{ms}, pour une disponibilité totale de 36,1 Mt_{ms} ce qui correspondrait à un prélèvement de 85 % de l'accroissement naturel annuel des forêts françaises.

La quantité d'énergie susceptible d'être produite selon ces différents scénarios est ensuite calculée : dans le cadre d'une évolution tendancielle de la disponibilité des ressources, le secteur bioénergie pourrait répondre à une demande finale de 31 Mtep à l'horizon 2050. Cela constituerait un ralentissement du rythme de développement 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 lignocellulosiques, car elles permettent de répondre aux demandes chaleur et électricité. Un accroissement de la disponibilité supplémentaire de 7 Mt_{ms} en biomasse forestière et le développement des cultures énergétiques dédiées pourrait permettre de répondre à 33 Mtep en 2050.

Lorsque l'on cherche à maximiser chacun des vecteurs énergétiques indépendamment – chaleur, électricité et biocarburants, on constate que le secteur des bioénergies présente une certaine flexibilité puisqu'une même ressource peut être valorisée par différents procédés en chacun des trois vecteurs. C'est notamment le cas de la biomasse lignocellulosique qui démontre une fois de plus son intérêt stratégique. Selon les scénarios, la production maximisée de chaleur en 2050 varie entre 23 et 26 Mtep, celle d'électricité entre 5 et 6 Mtep et celle des biocarburants entre 14 et 15 Mtep.

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 lignocellulosique à partir de 2040. Concernant les biocarburants se substituant au carburacteur et au gazole, sans courbe d'apprentissage, les technologies de première génération gardent leur avantage compétitif et la technologie de co-gazéification de biomasse BxTL vient pallier le manque de ressources en huiles végétales conventionnelles. Lorsque des courbes d'apprentissage sont modélisées, la filière de production d'huile par des microorganismes devient compétitive et permet d'accroître substantiellement les ressources disponibles puisque la production française d'huiles végétales conventionnelles pour l'énergie sera vraisemblablement limitée à 3 Mt/an.

Ces premiers résultats ne prennent ni en compte le contexte réglementaire futur ni les impacts et bénéfices environnementaux (externalités) des différentes filières. Nous allons dans le chapitre suivant proposer une méthodologie pour les appréhender.

Bibliographie du chapitre 3

ADEME, 2012. *Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050 - Synthèse*. 8 novembre 2012. S.l. : s.n.

AGRESTE, 2011. *Conjoncture - Bois et dérivés*. avril 2011. S.l. : MAAPRAT.

BALLERINI, D., 2006. *Les biocarburants: état des lieux, perspectives et enjeux du développement*. S.l. : Editions Technip.

BISAULT, Laurent, 2008. *Les rendements du blé et du maïs ne progressent plus* [en ligne]. mai 2008. S.l. : Agreste. Disponible à l'adresse : <http://agreste.agriculture.gouv.fr/IMG/pdf/primeur210.pdf>.

CGAAER, 2011. XIV : *Biomasse - Énergie - Climat de la photosynthèse à la bioéconomie - Tome 2 : « l'énergie des bois »*. S.l. Cahier thématique AAER.

COMMISSION EUROPÉENNE, 2012. *Proposition de DIRECTIVE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL modifiant la directive 98/70/CE et la directive 2009/28/CE*. 17 octobre 2012. S.l. : s.n.

DE WIT, Marc, JUNGINGER, Martin, LENSINK, Sander, LONDO, Marc et FAAIJ, André, 2010. *Competition between biofuels: Modeling technological learning and cost reductions over time*. In : *Biomass and Bioenergy*. février 2010. Vol. 34, n° 2, p. 203-217. DOI 10.1016/j.biombioe.2009.07.012.

JEAN-CLAUDE LENOIR et ALAIN LIÉBARD, 2008. *Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale - COMOP 10*. S.l.

JEAN-MARIE BOURGAU, 2008. *La forêt française en 2050-2100*. juin 2008. S.l. : Conseil général de l'agriculture, de l'alimentation et des espaces ruraux.

MEEDDM, 2010. *Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables - Période 2009-2020*. 2010. S.l. : s.n.

NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY, 2013. *Quality guidelines for energy system studies - Technology Learning Curve (FOAK to NOAK)*. août 2013. S.l. : s.n. DOE/NETL-341/081213

PROLEA, 2013. *De la production à la consommation - France-Europe-Monde - Statistiques des Oléagineux & Protéagineux 2012-2013*. 2013. S.l. : s.n.

SOES, 2014. *Base de données Pégase*. In : [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : <http://developpement-durable.bsocom.fr>.

WIESENTHAL, T., DOWLING, P., MORBEE, J., THIEL, C., SCHADE, B., RUSS, P., SIMOES, S., PETEVES, S., SCHOOTS, K., LONDO, M. et OTHERS, 2012. *Technology Learning Curves for Energy Policy Support* [en ligne]. 2012. S.l. : JRC Scientific and Policy reports. Disponible à l'adresse : <ftp://ftp.jrc.es/users/publications/public/JRC73231.pdf>.

Chapitre 4 : Cadre réglementaire et prise en compte des externalités des biocarburants

Sommaire

SOMMAIRE

INTRODUCTION

1. SCENARIOS D'ÉVOLUTION DU CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE DES BIOCARBURANTS

1.1 HYPOTHESES DE MODELISATION ET PRESENTATION DES SCENARIOS

1.2 RESULTATS DE MODELISATION

2. LES BIOCARBURANTS ET LES EMISSIONS DE GES

2.1 ANALYSE DE CYCLE DE VIE DES BIOCARBURANTS : FOCUS SUR LES EMISSIONS DE GES

2.1.1 Bref retour historique sur les ACV

2.1.2 Périmètre, incertitudes et limites des analyses ACV

2.2 VALEURS RETENUES DANS L'ÉTUDE

2.3 EFFORT DU SECTEUR DES BIOCARBURANTS A LA RÉDUCTION DES EMISSIONS DE GES ET COUT ASSOCIE

2.3.1 Influence du cadre réglementaire sur les émissions évitées du secteur biocarburant

2.3.2 Coût marginal d'abattement du système

3. PRISE EN COMPTE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE NON RENOUVELABLE ET DE L'EUTROPHISATION DANS

L'ÉVALUATION DES PROCÉDES BIOCARBURANTS

3.1 CONSOMMATION D'ÉNERGIE NON RENOUVELABLE ET EUTROPHISATION

3.2 ÉVALUATION ÉCONOMIQUE DES PROCÉDES AVEC PRISE EN COMPTE DES EXTERNALITES

3.2.1 Méthodologie

3.2.2 Coûts de production des biocarburants et comparaison avec la littérature

3.2.3 Ajout des externalités – Cas du gazole

3.3 RETOUR SUR LE MODÈLE DE PROSPECTIVE

3.3.1 Coût marginal de la tonne de CO₂ évitée

3.3.2 Impact sur le mix biocarburant

CONCLUSIONS

BIBLIOGRAPHIE

Introduction

Au chapitre précédent, nous avons appréhendé un certain nombre d'enjeux liés aux disponibilités des ressources, aux niveaux de production susceptibles d'être réalisés par le secteur des bioénergies, et à l'influence que pourrait avoir l'apprentissage technologique sur le choix des procédés. Les scénarios de demande exogène traduisaient les objectifs fixés par le législateur. En revanche, pas d'autres considérations réglementaires n'ont encore été envisagées. Or, c'est justement un contexte réglementaire favorable qui a permis le développement des bioénergies, dans un monde d'énergies fossiles abondantes, relativement peu chères et aisément transportables.

Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser à l'influence du contexte réglementaire, et aux questions des externalités environnementales, qui lui sont liées puisque c'est par l'intermédiaire de mécanismes incitatifs que le pouvoir public est censé les internaliser, c'est-à-dire les faire entrer dans les calculs économiques des acteurs.

Dans le premier chapitre de cette thèse, nous avons vu comment certains arguments, qui ont poussé le législateur à encourager les bioénergies, sont aujourd'hui remis en question – e.g. bénéfiques en termes d'impact environnemental, accroissement de l'indépendance énergétique. Ce changement de point de vue a été particulièrement prégnant pour les biocarburants pendant la durée de cette thèse, avec des discussions au niveau européen sur le plafonnement de l'incorporation des biocarburants de 1^{ère} génération, la prise en compte d'un facteur supplémentaire d'émissions de GES mettant en question leur bénéfice pour la lutte contre le réchauffement climatique, et l'accélération du processus de déploiement des critères de durabilité contraignants. C'est pourquoi nous allons nous focaliser sur le secteur des biocarburants dans ce chapitre.

À l'aide du modèle que nous avons développé, nous décrivons dans un premier temps l'impact de cette possible législation future sur le mix biocarburants. Puis, nous allons étudier le rôle du secteur des biocarburants sur les émissions de gaz à effet de serre, en rappelant brièvement la méthodologie des analyses de cycle de vie, leurs incertitudes et les valeurs retenues pour les voies de production des biocarburants actuels et futurs. Puis nous verrons à quelle hauteur les biocarburants participent à la réduction des émissions de GES et à quel coût il serait possible d'augmenter cette réduction des émissions. Enfin, deux externalités supplémentaires, la consommation d'énergie non renouvelable et l'eutrophisation, seront ajoutées aux paramètres environnementaux des voies de production de biocarburants. Nous envisagerons leur influence sur l'évaluation économique des procédés et sur la participation du secteur aux efforts de réduction des émissions.

1. Scénarios d'évolution du contexte réglementaire des biocarburants

Au cours du premier chapitre de cette thèse, nous avons rappelé l'évolution historique récente du contexte réglementaire qui encadre les biocarburants. Nous avons présenté les discussions qui ont lieu à l'heure actuelle pour prendre en compte les points de controverse qui portent sur leur durabilité notamment et les propositions de lois européennes qui en ont émané. Nous utilisons l'outil de réflexion prospective pour appréhender quels pourraient être l'impact de ces futures mesures sur le secteur français des biocarburants.

1.1 Hypothèses de modélisation et présentation des scénarios

Premièrement, le scénario retenu concernant la disponibilité des ressources est le scénario de **réorientation de l'offre**. En effet, une plus grande mobilisation des ressources lignocellulosiques et une diminution de la part de produits agricoles voués à l'énergie est en cohérence avec une plus grande production de biocarburants avancés, considérés comme plus durables par les décideurs publics. Deuxièmement, 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, qui permet l'émergence des filières de production avancées, est maintenu jusqu'en 2020 inclus.

Deux scénarios, tâchant de correspondre aux propositions de modification des politiques biocarburant, sont alors 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 substituts et de 33,6 Mtep de gazole et substituts par le secteur des transports routiers, constatée en 2010, est retenue sur l'horizon de modélisation. (UFIP et CPDP, 2011) 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 biocarburants publiée dans sa proposition de directive d'octobre 2012. 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. Le nouveau comptage multiple, défini dans la proposition de directive et décrit dans le chapitre 1 est redonné dans le tableau 1.4.

Matières premières dont la contribution à l'objectif est <u>quatre</u> fois leur contenu énergétique	Matières premières dont la contribution à l'objectif est <u>deux</u> 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 lignocellulosiques (hors grumes de sciage et placage)
Coques, balles et râpes	

Tableau 4.1 : Comptage multiple (Commission Européenne, 2012)

Dans les deux scénarios, le plafond d'incorporation est mis en place dès 2015 et court sur tout l'horizon de modélisation. Les hypothèses de comptage multiple sont maintenues jusqu'en 2020. Il s'agit en effet d'une mesure transitoire qui permet de déclencher les investissements dans le secteur des biocarburants avancés, et qui devrait à terme être revue.

Le scénario de référence correspond à un scénario *COMOP+50%* sans comptage multiple.

1.2 Résultats de modélisation

Les figure 4.1 et figure 4.2 présentent l'évolution des mix technologiques de production associés aux pools biocarburacteur et biogazole d'une part, et bioessence d'autre part, pour chacun des trois scénarios. Les agréments (Ag.) correspondent aux unités existantes.

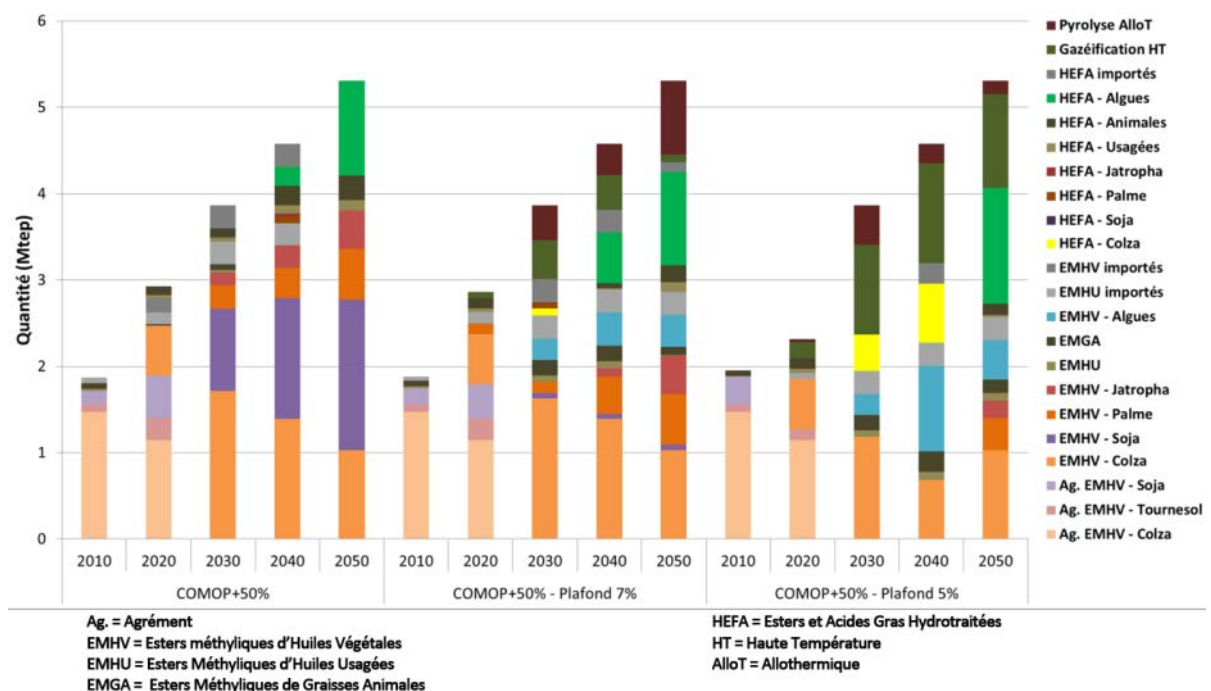


Figure 4.1 : Bouquet technologique selon le plafond d'incorporation - Substitution carburacteur et gazole

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 1^{ère} 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 capitalistiques comparativement aux procédés thermochimiques de deuxième génération et d'autre part que les coûts de matières premières sont maintenus constants sur tout l'horizon de modélisation. Par ailleurs, la prise en compte des coûts de production des matières premières métropolitaines plutôt que leurs prix de marché tend à favoriser fortement la biomasse métropolitaine par rapport aux importations. Une autre approche, consistant à considérer directement le prix des huiles sur le marché mondial, a été utilisée dans le chapitre 6.

La diminution de l'utilisation d'huile de colza 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 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 5 fois supérieur en 2030 et 3 fois supérieur en 2050 à l'EMHV de colza.

La mise en place d'un plafond d'incorporation sur les biocarburants 1G permettrait en revanche de développer les technologies de seconde 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 d'être moins onéreuses que la production d'huiles fermentaires issues de sucres lignocellulosiques. La production d'huiles fermentaires à partir de sucres de betterave ou à partir d'amidon, plus compétitive, est par contre limitée par le plafond d'incorporation.

Du fait de la tension sur les ressources lignocellulosiques, les technologies aux rendements massiques les plus élevés, i.e. pyrolyse 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 lignocellulosique de plus de 5 Mt_{ms} en 2030 et de 0,5 Mt_{ms} 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 hydroisomérisant du naphta Fischer-Tropsch. Si la demande en bioessence est élevée, ce qui est le cas dans le scénario *COMOP +50% - Plafond 5%*, cette voie sera favorisée.

Le tableau 4.2 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.

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

Tableau 4.2 : Part des biocarburants 2G et 3G dans le mix biocarburacteur/biogazole

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 (l'équivalent de 190 000 tonnes d'EMHV, soit 10 % de la production française en 2010).

Pour la demande biocarburants se substituant à l'essence, dans le cadre du scénario de référence, le comptage multiple ne suffirait pas à rendre compétitif l'éthanol lignocellulosique en 2020. Pour pallier la diminution de 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 bioessence produite par pyrolyse au fur et à mesure que la tension sur la biomasse lignocellulosique se détendrait. Là encore, du fait de la tension sur la biomasse lignocellulosique, la

mise en place d'un plafond d'incorporation privilégierait la production de bioessence par gazéification puisqu'elle présente le rendement massique le plus élevé.

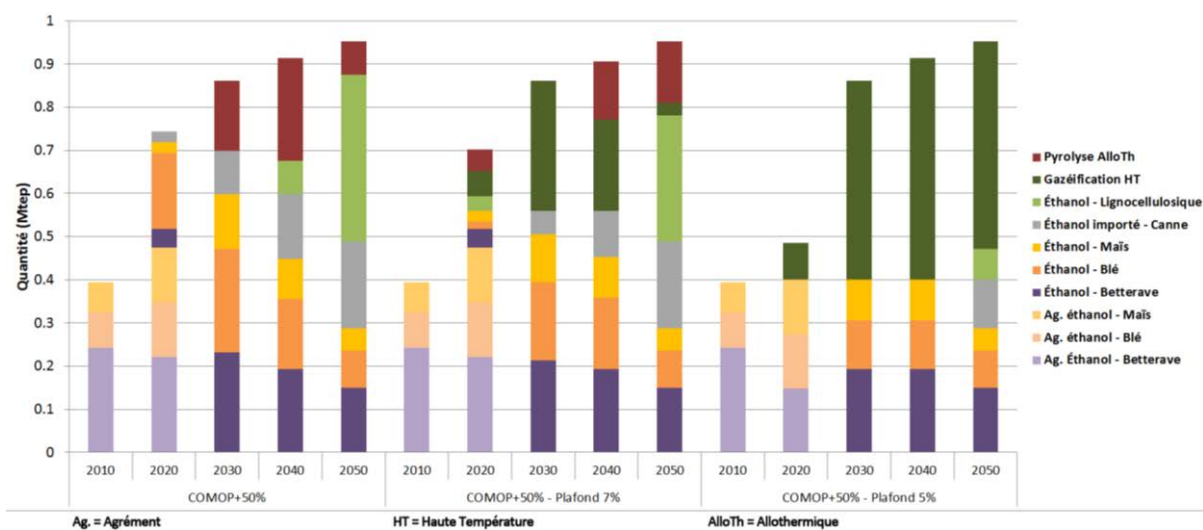


Figure 4.2 : Bouquet technologique selon le plafond d'incorporation - Substitution essence

Le critère de durabilité des filières biocarburants portant sur le seuil d'émissions de GES à ne pas dépasser – i.e. 35 % dès 2010, 50 % en 2017 et 60 % en 2018 pour les nouvelles installations – n'a pas été modélisé directement dans cette première partie du chapitre. Nous avons retenu d'autres approches pour prendre en compte les émissions de GES dans l'évaluation des différentes voies de production des biocarburants : intégration dans leur évaluation économique et calcul des coûts marginaux d'abattement du secteur des biocarburants.

2. Les émissions de GES des biocarburants

Comme nous le mentionnions au chapitre 1, la lutte contre le réchauffement climatique était un des arguments en faveur du développement des biocarburants. Mais le calcul des émissions de gaz à effet de serre « du champ à la roue » des biocarburants fait l'objet d'un débat houleux et controversé. Le principal enjeu à l'heure actuelle est le calcul de l'impact du changement d'affectation des sols indirect (CASI ou *ILUC* pour *Indirect Land Use Change* en anglais). C'est un mécanisme macroéconomique qui est lié au choc de demande de commodités agricoles créé par la consommation de biocarburants. En plus de la conversion de terres pour la production de biocarburants, qui est prise en compte à l'heure actuelle dans beaucoup de leurs analyses de cycle de vie, la hausse des prix qui en résulte entraîne aussi un changement de l'utilisation des sols pour des usages non énergétiques. Ce changement entraîne parfois une destruction des « puits de carbone », par conversion de forêts en prairies ou en terres de cultures vivrières ou par remplacement des prairies en terres de cultures vivrières, altérant la nature des sols. (De Cara et al., 2012)

Le changement d'affectation des sols indirect est difficile à prendre en compte car il nécessite le développement d'un outil ad hoc. Seul un modèle mondial prenant en compte la totalité des terres arables et marginales, les cultures associées et leurs émissions pourrait permettre de le quantifier avec plus d'exactitude. La Commission Européenne en est consciente. Mais le travail titanesque pour créer un tel modèle prendrait du temps et cela va à l'encontre de l'orientation qu'elle est censée donner rapidement sur ce sujet. Nous rentrerons dans le détail de ce débat au paragraphe suivant, puis nous décrivons les valeurs que nous avons retenues dans le cadre de l'exercice prospectif sur la contribution à la réduction des émissions de GES que nous présenterons en dernier lieu.

2.1 Comptabilisation des émissions de GES des biocarburants

L'évaluation des impacts environnementaux d'un produit (ou d'un service) s'appuie sur une méthodologie appelée Analyse de Cycle de Vie (ACV ou *LCA* pour *Life Cycle Assessment* en anglais). Elle implique d'étudier l'ensemble des flux de matière, d'énergie, d'émissions et de rejets sur la totalité de la chaîne : de l'extraction des matières premières à la destruction / fin de vie. D'un point de vue général, elles sont utilisées pour prendre des décisions individuelles (e.g. choix d'un appareil électro-ménager selon son étiquette-énergie), industrielles, et politiques. Elles sont utilisées pour les biocarburants pour la définition de politiques publiques, pour la mise en place de critères de soutenabilité et des schémas de certification et pour mesurer les conséquences de scénarios de développement. L'ACV peut en outre servir d'outil d'amélioration de performance puisque sa réalisation requiert une connaissance poussée de l'ensemble des procédés mis en jeu (Menten, 2013).

2.1.1 Bref retour historique sur les ACV

Les premières ACV ont été effectuées dans les années 1960. Les préoccupations concernant la limitation des ressources et des énergies commençaient à voir le jour. Ainsi, en 1963, Harold Smith présenta l'une des premières ACV sur la production d'intermédiaires chimiques à la *World Energy Conference*. Le développement de la modélisation, parallèle au développement de l'informatique, permit l'essor de ce type d'analyse. Ainsi en 1969, les chercheurs de The Coca-Cola Company réalisèrent une batterie d'analyses de cycle de vie de leurs produits et emballages. Les sources de données étaient principalement publiques, émanant du gouvernement américain - comme l'EPA - ou de centres de recherche. Cette analyse systématique a été baptisée REPA (*Resource and Environmental Profile Analysis*) aux États-Unis. En Europe, elle est connue sous le nom d'*Ecobalance*. (Ciambrone, 1997)

L'émergence de la problématique de gestion des déchets nocifs pour l'environnement à la fin des années 1980 a provoqué un virage dans la méthodologie. L'ACV ne devait plus se contenter de réaliser l'inventaire des consommations mais devait aussi permettre d'évaluer les impacts. Cependant, au début des années 1990, les premières controverses font leur apparition car des ACV d'un même produit obtenaient des résultats très différents ; l'analyse de cycle de vie était devenue un argument marketing plutôt qu'une évaluation rigoureuse et cohérente des impacts. L'objectif a alors été d'organiser et d'homogénéiser les méthodes avec la création de sociétés scientifiques et la publication de guides pratiques. Un canevas standardisé a été progressivement mis en place par l'*International Standards Organization* (séries ISO 14000) entre 1997 et 2002. (Benoist, 2009)

Pour résumer, trois périodes dans l'histoire de l'ACV ont été identifiées. Une première étape, de 1960 à 1990, a vu *la conception* de nombreuses analyses, rarement cohérentes et difficilement comparables entre elles. Puis, une étape de *normalisation* a permis d'homogénéiser les méthodologies entre 1990 et 2000. Enfin, à partir des années 2000, une véritable culture ACV s'est développée sous l'impulsion du *Life Cycle Initiative* (PNUE¹³ et SETAC¹⁴). Utilisées par la Commission Européenne et l'EPA, elles ont servi de base à des décisions politiques. Le couplage avec d'autres disciplines a permis l'émergence d'approches plus complexes : différenciation des impacts par région, ACV conséquentielles, ACV sociétales, ACV couplées à des tableaux de comptabilité entrée-sortie, etc. (Menten, 2013)

¹³ Programme des Nations Unies pour l'Environnement

¹⁴ Society of Environmental Toxicology and Chemistry

Le tableau 4.3 présente une liste non exhaustive des premières analyses de cycle de vie des carburants alternatifs en comparaison aux carburants conventionnels. À notre connaissance, la première a été réalisée par H.M. White en 1980. Il étudia l'utilisation de gaz naturel, de charbon, d'essence et diesel à partir d'huile de schiste, de méthanol à partir de charbon et de bois, d'éthanol à partir de maïs et de véhicules électriques, électricité produite à partir de pétrole ou de charbon. Il trouva que l'essence restait le carburant le plus intéressant avec le méthanol de bois. L'intérêt s'est ensuite estompé du fait de la réduction du prix du pétrole après 1981. Puis, à partir de 1985, ont suivi une série d'analyses de cycle de vie reprenant et améliorant ces travaux. L'objet était alors de chercher des carburants permettant d'améliorer la qualité de l'air. En 1987, le lien entre les carburants alternatifs pour le transport et les émissions de GES a été effectué à nouveau, par (DeLuchi et al., 1987), MacKenzie (1987) et Gushee (1988). Ces deux derniers calculèrent les émissions de CO₂ pour la production de méthanol. (DeLuchi et al., 1987) arrivèrent à la conclusion que le méthanol ex-gaz naturel et le véhicule électrique était aussi émetteur que l'essence. Le CNG (gaz naturel comprimé) et LNG (gaz naturel liquéfié) se placèrent en meilleure position. Par contre, le méthanol, l'électricité et l'hydrogène produits à partir de charbon présentent des bilans bien pires que les carburants pétroliers. En 1989, ces travaux ont été repris et améliorés par la California Energy Commission. (DeLuchi, 1991)

(Okken, 1991) publia des analyses pour l'éthanol et le méthanol produits à partir de biomasse, pour le méthanol produit à partir de charbon et de gaz naturel, pour le gaz naturel comprimé, l'essence et l'hydrogène renouvelable, et pour les véhicules électriques dont l'électricité est produite à partir du mix européen. La méthodologie est très peu détaillée dans cet article, le calcul des émissions est basé sur l'efficacité énergétique des véhicules, le contenu carbone non renouvelable du carburant, le CO₂ émis lors de la production du carburant à partir des ressources primaires. L'hydrogène renouvelable est le plus vertueux, suivi par le « bio-méthanol » (entre 70 et 90 % de gain par rapport à l'essence) et le « bio-éthanol » (20 % à 80 % de gain).

Deux études sur les émissions du procédé de production d'éthanol carburant à base de maïs ont fait l'objet d'une controverse. L'une est menée par l'Oak Ridge National Laboratory par (Marland et Turhollow, 1991), et l'autre est conduite par un éminent chercheur de l'Amoroco Oil : S.P. Ho. Ho remet en cause le rendement agricole, l'utilisation d'énergie et le crédit accordé aux co-produits et trouve alors un net désavantage pour l'éthanol. Dans l'étude de (Ho, Renner, 1990), l'éthanol de maïs est plus émetteur que les carburants conventionnels, quelles que soient les hypothèses retenues. La question de l'allocation des co-produits, qui est une limite récurrente des analyses de cycle de vie, est soulevée par Marland et Turhollow puisque le gain environnemental peut varier de 20 % à 40 % selon le type d'allocation. Par cet exemple, on se rend compte de l'importance stratégique des résultats des analyses de cycle de vie pour plébisciter ou condamner une technologie.

À partir de 1995, le Centre de R&D des technologies de transport de l'Argonne National Research Laboratory a développé le modèle GREET (*Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation*). Il permet de calculer les émissions de gaz à effet de serre et de six autres polluants (e.g. COV, NO_x, SO_x, PM_{2.5}) et les consommations énergétiques pour plus de cent voies de production de carburants. Il est toujours développé à l'heure actuelle.

Au Brésil, la première étude sur l'éthanol de canne à sucre a été réalisée en 1985 par Macedo et LA Horta Nogueira, chercheurs au *Centro de Tecnologia Copersucar* (Macedo, Nogueira, 1985). Cette étude a été suivie par de nombreuses études correctives. (Macedo, 1992, 1997, 1998). Dans cette dernière, les émissions évitées par l'éthanol brésilien est de 2,79 kgCO₂éq/L_{essence}, soit 87,5 gCO₂/MJ.

Année	Région	Contenu	Référence
1977	USA	La question qui se pose est la bonne combustion et les avantages au niveau du moteur qu'apporte l'incorporation d'éthanol dans l'essence (appelé gasohol)	W.A. Scheller
1978	USA	La question des émissions de NOX et CO est discutée, pas celles de CO ₂	JB Pullman
1979	USA	Bilan énergétique de la production d'éthanol est considéré, pas question d'impact environnemental	W.A. Scheller
1980	USA	Assessment of Alternative Automotive Fuels Impact on CO ₂ emissions	White et al.
1983	USA	Impact de la construction d'une usine d'éthanol	E.D. Waits et al.
1985	Brésil	Bilan de l'éthanol de canne à sucre brésilien	(Macedo, Nogueira, 1985)
1988	USA	Analyses de cycle de vie des carburants alternatifs de l'entreprise Ford	(R. H. Hammerle et al., 1988 ; M. Schwarz, 1990)
1989	USA	Global warming impact	De Luchi et al.
1989	USA	Global warming impact of ethanol versus gasoline	Clean Air Issues and America's Motor Fuel Business
1990	USA	Analyses de cycle de vie de carburants alternatifs pour General Motors : les carburants qui ressortent sont l'électricité nucléaire, le bioéthanol et l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau avec de l'électricité décarbonnée	(Amann, 1990)
1990	USA	Étude de l'impact des carburants alternatifs sur le changement climatique par Amoco Oil Company. Elle remet en cause le bien-fondé des biocarburants et gaz naturel véhicule pour réduire les émissions de GES	(Ho, Renner, 1990)
1990	USA	Revue des études existantes menée par le DOE.	(E. A. Mueller, 1990)
1992	Brésil	The sugar cane agro-industry - Its contribution to reducing CO ₂ emissions in Brazil	I.C. Macedo
1998	USA	Etude ACV comptabilisant l'utilisation de biodiesel de soja pour une utilisation dans les bus	Sheehan et al. USDA et USDOE
2000	USA	Réalisation d'une ACV pour calculer les émissions de GES ainsi que la consommation en énergie primaire de la production d'éthanol carburant. L'Argonne Laboratory est l'un des plus grands centres de recherche américain qui travaille historiquement sur le nucléaire (accélérateur de particules)	M Wang et al. (Argonne National Lab)
2002	France	Bilans énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants en France	ADEME/DIREM

Tableau 4.3 : Les premières analyses de cycle de vie des carburants alternatifs

En France, en 2002, une étude a été réalisée par Ecobilan/PriceWaterhousCoopers pour l'Agence De l'Environnement et de la Maitrise de l'Énergie (ADEME) et la Direction des Ressources Énergétiques et Minérales (DIREM) sur les bilans énergétiques de gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants en France (Ecobilan - PWC, 2002). Elle a pour objectif une mise à jour technique et méthodologique des études précédentes et de proposer un cadre homogène pour l'évaluation des bilans pour les filières françaises biocarburants et carburants conventionnels. Le soutien de la filière nécessite en effet une connaissance fiable et quantitative des bénéfices que l'on peut espérer de la

production des biocarburants, puisqu'elle est soumise à réduction d'impôts sur la TICPE. Effectuer l'étude dans le cas français est donc obligatoire.

D'un point de vue méthodologique, l'allocation des co-produits se fait par **extension du système** lorsque les produits sont enfouis ou épandus sur parcelle agricole (résidus verts et vinasses pour la betterave et une partie des pailles pour le blé, colza et tournesol) ; ou par **allocation massique** dans le cas où le produit est valorisé (sucre, pulpe, tourteaux, glycérine). La question du stockage de carbone dans le sol est traitée par analyse de sensibilité. Ce paramètre, qui ne faisait pas l'objet d'un consensus scientifique, pourrait fortement améliorer le bilan environnemental des biocarburants.

Cette étude a été actualisée et enrichie en 2010. Un référentiel méthodologique commun à toutes les parties prenantes a été établi. Menée au niveau français, elle est une méthode de calcul national, parallèle et en cohérence avec la directive RED. En plus des deux indicateurs relatifs à la dépletion des ressources (indicateur « consommation d'énergie non renouvelable ») et au changement climatique (indicateur « émissions de gaz à effet de serre »), trois indicateurs intermédiaires sont ajoutés : potentiel de toxicité humaine, potentiel d'oxydation photochimique (ou précurseurs d'ozone) et potentiel d'eutrophisation. De nouvelles filières ont aussi été évaluées, qui englobent l'ensemble des biocarburants consommés, et non plus uniquement ceux produits en France. Il s'agit des EMHV de soja et de palme, des esters méthyliques issus d'huiles alimentaires usagées et issus de graisses animales, de l'éthanol de maïs et de canne à sucre. (BIO Intelligence Service, 2010)

La Commission Européenne s'est aussi dotée d'un pôle d'expertise dans l'évaluation environnementale des carburants et des motorisations. Il s'agit d'un consortium baptisé JEC, composé de l'Institut pour l'Énergie et le Transport du Centre Commun de Recherche, EUCAR et CONCAWE (voir encadré). Depuis 2003, les résultats de leurs travaux sont publiés dans les rapports « Well-to-Wheels », « Well-to-Tank » et « Tank-to-Wheels » dont les périmètres sont spécifiés sur la figure 4.3. La dernière publication correspond à la version 4.a et a été publiée en 2014. Les données du consortium ont servi de base à la méthodologie simplifiée d'ACV attributionnelle décrite dans la directive ENR (Institute for Energy and Transport, 2008).

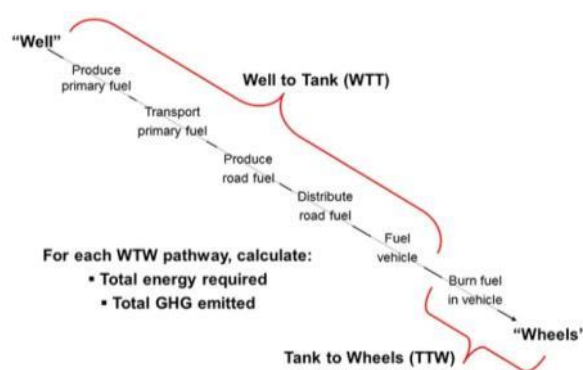


Figure 4.3 : Schéma de la méthodologie du JEC

Encadré 4.1 : les partenaires du consortium JEC

CONCAWE :

Il s'agit de l'association européenne des compagnies pétrolières pour l'environnement, la santé et la sécurité dans le raffinage et la distribution. Créée en 1963, ses missions se sont progressivement élargies pour répondre aux préoccupations sociétales et environnementales. Les sujets traités sont la qualité et les taux d'émissions des carburants, la qualité de l'air et de l'eau, et la contamination des sols.

Elle a un statut d'observateur à l'UNECE (United Nations Economic Council for Europe), à la Commission OSPAR (protection de l'environnement de l'Atlantique Nord-Est) et à l'Organisation Mondiale de la Santé.

EUCAR (European Council for Automotive R&D)

Il s'agit du conseil européen pour la R&D dans l'automobile. Ses missions sont, d'une part, de définir des stratégies et d'évaluer la recherche et l'innovation collaborative au sein des constructeurs automobiles. D'autre part, il établit un travail commun avec la CE, les États-Membres et les autres parties-prenantes clés. Enfin, il facilite la création de projets à haute qualité avec des résultats industriels indiscutables.

JRC (Joint Research Center)

Basé à Bruxelles, le JRC est un centre technique et scientifique de l'Union Européenne. Il s'agit d'un directeur général de la Commission Européenne. Historiquement, il est issu d'EURATOM. Outre la recherche dans le secteur du nucléaire, des missions d'environnement et de santé lui ont été confiées. Ses missions sont de fournir le support technique et scientifique pour le développement, la mise en place et le pilotage et des politiques européennes. Il sert les intérêts des États-Membres dans leur ensemble, mais en aucun cas des intérêts privés ou nationaux.

2.1.2 Périètre, incertitudes et limites des analyses ACV

Par leur complexité intrinsèque, les ACV nécessitent de faire de nombreuses hypothèses. Et malgré la standardisation de la méthodologie, de multiples éléments sont susceptibles d'introduire des biais et des différences. Ils sont en partie listés par (Gnansounou et al., 2009) :

- Le but et la portée de l'étude ACV (design de procédé, optimisation opérationnelle ou aide à la décision politique) : les descriptions des procédés sont simplifiées dans le cas d'une étude politique afin d'englober plus de cas de figure alors que les procédés seront détaillés finement dans le cas d'une étude d'un acteur industriel. En outre, dans le cas des biocarburants, une analyse « du champ au réservoir » sera suffisante pour une étude focalisée sur les procédés de production, et où différentes méthodes sont envisagées, alors qu'une étude « du champ à la roue » sera requise dans le cas où l'on cherchera à comparer différents types de carburants alternatifs afin de subventionner le plus vertueux ;
- L'unité fonctionnelle : en fonction de l'orientation de l'ACV, l'unité fonctionnelle, qui doit traduire le service rendu, dans notre cas, la "quantité de transport" permise par le carburant doit être évaluée. Si elle est exprimé en « km parcouru » elle ne permet pas la comparaison aisée de motorisations différentes, si elle est exprimée en « MJ », elle ne tient pas compte de l'efficacité énergétique du véhicule ;

- Le périmètre du système : en fonction des données disponibles, du temps dédié à l'étude, le périmètre va être plus ou moins élargi et ainsi prendre en compte plus ou moins finement l'ensemble des impacts de la chaîne ;
- Le système de référence : pour les biocarburants, il s'agit en général du carburant conventionnel auquel il se substitue. Le problème vient aussi de la substitution des co-produits dont les émissions de GES sont nettement différentes. Un co-produit de référence doit ainsi être défini. (glycérol ex-transestérification et glycérol de synthèse par ex.) De plus, l'état du système avant la production doit être défini ;
- La méthode d'allocation des co-produits : c'est une source importante de différences entre ACV d'un même produit. Il est d'ailleurs précisé dans la norme ISO 14040 que l'allocation doit être évitée autant que faire se peut par substitution/extension des frontières du système. Cela consiste à soustraire les impacts qu'a permis d'éviter la mise à disposition du co-produit par substitution d'un autre produit (Exemple : la co-production de tourteaux de colza permet d'éviter l'importation de tourteaux de soja). Si ce n'est pas possible, il faut recourir à une méthode d'affectation : elle peut être fondée sur un paramètre physique ou chimique (masse, volume, contenu carbone, contenu énergétique...), ou sur un paramètre socio-économique (prix, coût, utilité, nombre d'utilisateurs, satisfaction, etc.). La dernière solution envisagée par la norme est l'affectation totale au produit étudié.

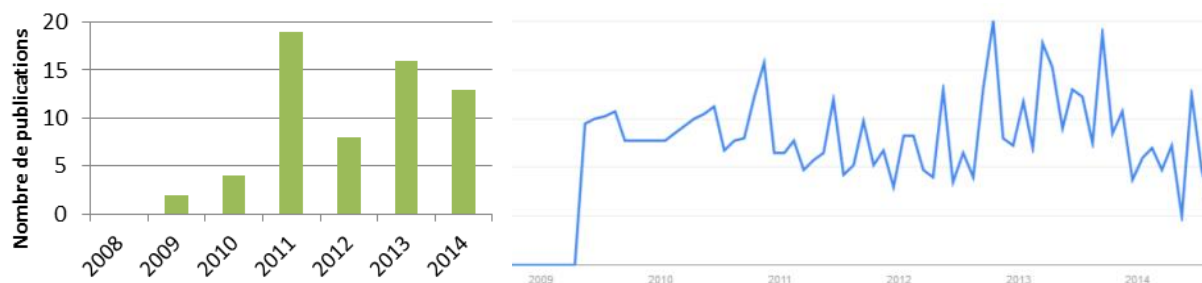
Par ailleurs, on distingue communément deux types d'ACV : les ACV *attributives*, dont l'objectif est d'établir un bilan exhaustif d'un système et les ACV *conséquentielles* dont l'objectif est de décrire les effets d'une modification sur le système étudié (Benoist, 2009)

Concernant les biocarburants, la méthodologie de la Commission Européenne dans la directive ENR privilégie l'allocation énergétique. Les études américaines du Département de l'Agriculture (Pradhan et al., 2009 ; Shapouri, 2010) ont fait le choix d'une allocation massique. (Wang et al., 2011) ont étudié l'influence du type d'allocation sur les ACV de l'éthanol de maïs, de l'éthanol de miscanthus, du biogazole 1G et du biogazole 2G, calculées à l'aide du modèle GREET. Ils constatent d'importantes différences sur les consommations d'énergie et les gains environnementaux de chacune des filières : jusqu'à 70 % de différence sur les gains d'émissions de GES pour le biogazole de deuxième génération.

Un second effet, qui concerne principalement les ACV étudiant les produits agricoles et leurs dérivés, est source d'incertitudes, de polémiques et de débats. Il s'agit du changement d'affectation des sols ou CAS. La hausse de la demande de produits agricoles, due aux objectifs d'incorporation de biocarburants, entraîne une adaptation des prix à la hausse. Les producteurs sont alors susceptibles de produire plus et les consommateurs diminueront leur demande, jusqu'à ce qu'un nouvel équilibre soit atteint. Cette augmentation de la production peut se faire par accroissement des rendements, augmentation de l'intensité culturale (fréquence des récoltes sur une même surface) et expansion des surfaces cultivées au détriment de terres affectées à d'autres usages (forêts, pâtures, zones humides, zones bâties, etc.). Si la mise en culture pour des biocarburants se fait sur des terres originellement consacrées à l'alimentation, ou sur des terres destinées à d'autres usages, on parle de **CAS direct**. Cette hausse de la demande va aussi entraîner la mise en culture de terres consacrées à d'autres usages (conversion de pâtures en champs cultivés pour l'alimentaire) et des conversions au sein de ces terres destinées à d'autres usages (conversion de forêts primaires en pâtures par exemple) : on parle dans ce cas-là de **CAS indirect** ou **CASI** ou **ILUC** (pour *Indirect Land Use Change*),

puisque le sol concerné n'est pas transformé en champ cultivé pour produire des biocarburants. (De Cara et al., 2012)

La question du CASI pour les biocarburants est apparue récemment dans la littérature scientifique (Searchinger et al., 2008 ; Fargione et al., 2008). La problématique a très vite trouvé écho dans la littérature scientifique et dans les médias, comme le montre la figure 4.4.



Évolution du nombre de publications ScienceDirect satisfaisant à la requête : « biofuel AND (indirect land use change OR ILUC) »

Évolution de l'occurrence des recherches « ILUC » sur Google Trends

Figure 4.4 : Évolution des occurrences pour la problématique du CASI dans la recherche scientifique et sur internet

Le calcul correct des facteurs CASI n'est pas trivial et nécessite des outils de modélisation adaptés. Dans sa revue critique, (De Cara et al., 2012) a identifié quatre types d'outils utilisés dans la littérature pour calculer le CAS :

- Les modèles d'équilibre partiel ;
- Les modèles d'équilibre général ;
- L'approche « descriptive-causale » ;
- L'approche ACV conséquentielle.

Certains de ces modèles font l'objet d'une description succincte à l'annexe 2.1.

L'approche « descriptive-causale » a pour but de s'affranchir de l'opacité des modèles économiques. Une première approche développée consiste à utiliser les séries statistiques passées et les recommandations d'experts. Les données du commerce international peuvent par exemple permettre d'évaluer les pays dans lesquels la hausse de demande de biocarburants a entraîné une hausse des exportations et d'en déduire des facteurs CASI. (De Cara et al., 2012)

L'ACV attributionnelle prend déjà en compte le CAS direct. Pour évaluer le CASI, l'outil de calcul doit aussi considérer les mécanismes de marché des commodités agricoles liées aux biocarburants. Il est donc couplé à un module économique qui permet d'évaluer les impacts liés au CASI, on parle alors d'ACV conséquentielle.

2.2 Valeurs retenues dans l'étude

Les études et réflexions autour des émissions de GES sont nombreuses et sans cesse enrichies. L'objectif premier de cette étude était d'évaluer l'impact d'un changement de contexte réglementaire sur le secteur des biocarburants. Nous avons donc retenu dans un premier temps les valeurs fournies dans l'annexe V de la directive 2009/28/CE. Deux valeurs y sont données : les valeurs *par défaut* et les valeurs *types*. Elles diffèrent par les émissions résultant de l'étape transformation « e_p » pour lesquelles les valeurs *par défaut* sont égales à 1,4 fois les valeurs *types*. Le tableau 4.4

présente les valeurs mentionnées ci-dessus ainsi que celles de l'étude ADEME de 2010, à titre de comparaison. On constate des différences non négligeables pour les biogazoles de soja et de palme notamment, pénalisés par les calculs retenus par la Commission Européenne.

Ce sont les valeurs par défaut qui servent de valeurs de référence pour le calcul des gains environnementaux dans le cadre des schémas de certification. Et les acteurs ont le choix de calculer les émissions de leurs propres procédés de production afin de remplacer cette valeur par défaut. Ce choix de la Commission a été fait pour que les industriels audient leurs procédés et rentrent donc dans une démarche active de réduction des émissions de GES.

<i>gCO_{2eq}/MJ</i>	Directive ENR		ADEME 2010
	Valeurs types	Valeurs par défaut	
Éthanol de betterave	33	40	34,8
Éthanol de blé (chaudière au gaz naturel)	46	55	50,6
Éthanol de maïs, produit dans la Communauté	37	43	44,1
Éthanol de canne à sucre	24	24	29,7
Biogazole de colza	46	52	37,3
Biogazole de tournesol	35	41	25,1
Biogazole de soja	50	58	21,1
Biogazole d'huile de palme	54	68	21,8
Biogazole d'huile végétale ou animale usée	10	14	8,4
Huile végétale pure, colza	35	36	31,8
Huile végétale hydrotraîtée, colza	41	44	n.e.
Huile végétale hydrotraîtée, tournesol	29	32	n.e.
Huile végétale hydrotraîtée, huile de palme	50	62	n.e.
BioGNV, déchets organiques ménagers	17	23	n.e.
BioGNV, fumier humide	13	16	n.e.
BioGNV, fumier sec	12	15	n.e.
Éthanol de paille de blé	11	13	n.e.
Éthanol de déchets de bois	17	22	n.e.
Éthanol de bois cultivé	20	25	n.e.
Gazole Fischer-Tropsch, déchets de bois	4	4	n.e.
Gazole Fischer-Tropsch, bois cultivé	6	6	n.e.
DME de déchets de bois	5	5	n.e.
DME de bois cultivé	7	7	n.e.
Méthanol de déchets de bois	5	5	n.e.
Méthanol de bois cultivé	7	7	n.e.

n.e. = non évalué ; BioGNV = biogaz utilisé comme gaz naturel véhicule sous forme comprimée

Tableau 4.4 : Valeurs des émissions de la Directive ENR et comparaison avec l'étude ADEME (European Commission, 2009 ; BIO Intelligence Service, 2010)

Le tableau 4.5 présente les valeurs retenues pour les biocarburants dont les valeurs ne sont pas données dans la directive ENR. L'étude du JEC donne des valeurs pour l'huile de soja hydrotraîtée et les huiles alimentaires usagées et graisses animales hydrotraîtées.

Il existe une littérature conséquente sur l'ACV du biogazole produit à partir de jatropha, en particulier pour les pays producteurs (Inde, Chine, Mozambique, Tanzanie, Ethiopie, Thaïlande). Nous avons retenu l'étude de (Almeida et al., 2011) qui donne des valeurs qui peuvent être utilisées pour une utilisation en Europe (scénario B ou l'huile de jatropha est transportée jusqu'à une unité

européenne de transestérification). Concernant l'huile de jatropha hydrotraitée, deux études ont été retenues. Dans le scénario de référence de (Rettenmaier et al., 2008), les émissions de GES sont estimées à 56 gCO_{2eq}/MJ. Dans les résultats présentés par (Arvidsson et al., 2011), elles s'élèvent à 67 gCO_{2eq}/MJ. Dans les deux études, le jatropha est produit en Inde sur des terres marginales avec un rendement de 402 kg_{huile}.(ha.an)⁻¹ pour la première étude et de 1150 kg.(ha.an)⁻¹ pour la seconde. Malgré un meilleur rendement, la moins bonne performance environnementale dans l'évaluation de (Rettenmaier et al., 2008) s'explique par les plus grandes émissions liées aux fertilisants – notamment du N₂O dont le pouvoir de réchauffement global est 298 fois plus élevé que le CO₂ – et l'irrigation des champs par des pompes fonctionnant au diesel. Nous avons retenu la valeur de (Arvidsson et al., 2011) du fait de la meilleure productivité, donc de la meilleure rentabilité économique, et donc de la plus grande probabilité que ce système se développe à grande échelle. On considère que l'huile végétale hydrotraitée susceptible d'être importée est produite à partir de palme. Les émissions de GES de la technologie de production de bioSNG ont été évaluées dans le cadre du projet GAYA (CRIGEN, GDF SUEZ, 2013). Nous retiendrons la valeur de 18 gCO_{2eq}/MJ correspondant à la gazéification de bois d'industrie sans valorisation de l'excédent de chaleur pour être cohérent avec l'analyse technico-économique.

gCO _{2eq} /MJ	Émissions GES		Hypothèse et/ou source
	≤2030	>2030	
Biogazole de jatropha	70		(Almeida et al., 2011)
Huile végétale hydrotraitée, soja	55		WTW v4 study (Edwards et al., 2013)
Huile végétale ou animale usée hydrotraitée	8		WTW v4 study (Edwards et al., 2013)
Huile végétale hydrotraitée, jatropha	67		(Arvidsson et al., 2011)
Biogazole importé	50		Moyenne pondérée des importations de biogazole d'après (In Numeri, 2012)
Huile végétale hydrotraitée importée	50		Même valeur que l'huile de palme
BioSNG	18		(CRIGEN, GDF SUEZ, 2013)
	≤2030	>2030	
Biogazole d'huile algale, bassin ouvert	50	26	Adapté de (U.S. EPA, 2010)
Biogazole d'huile algale, photobioréacteur	66	32	Adapté de (U.S. EPA, 2010)
Huile algale hydrotraitée, bassin ouvert	46	22	-4 gCO _{2eq} /MJ par rapport au biogazole
Huile algale hydrotraitée, photobioréacteur	62	28	-4 gCO _{2eq} /MJ par rapport au biogazole

Tableau 4.5 : Valeurs des émissions pour les filières biocarburant non renseignées dans la directive ENR

Enfin, devant la grande disparité des résultats des ACV des procédés de production d'huile issue de microorganismes, explicitée dans l'annexe 4.1, un découpage temporel a été retenu. Les valeurs sont issues du rapport publié par l'Agence de Protection de l'Environnement américaine (EPA) dans son étude d'impact du *Renewable Fuel Standard 2*, l'instrument de mesures en faveur des biocarburants :

- avant 2030, les valeurs conservatives ont été retenues (*base case*) ;

- après 2030, ce sont les valeurs qui prévoient des rendements supérieurs et des consommations énergétiques moindres, qui ont été retenues (*aggressive case*).

2.3 Effort du secteur des biocarburants à la réduction des émissions de GES et coût associé

2.3.1 Influence du cadre réglementaire sur les émissions évitées du secteur biocarburant

Les biocarburants sont une des voies encouragées par le législateur pour réduire les émissions de GES du secteur des transports. L'analyse porte ici sur l'effort que pourrait fournir le secteur français en termes d'émissions de GES évitées, en considérant que l'usage biocarburant se substitue à l'usage carburant conventionnel.

Les principales hypothèses de modélisation sont les suivantes :

- Concernant l'offre, le scénario de réorientation de l'offre agricole et de mobilisation croissante de la forêt est retenu. Les prix sont maintenus constants ;
- Concernant la demande, le scénario de demande *COMOP+50%* est retenu. Nous avons vu que c'est à la fois un scénario volontariste qui requiert un recours modéré et plausible aux importations.

Quatre scénarios décrivant différents contextes réglementaires ont été évalués :

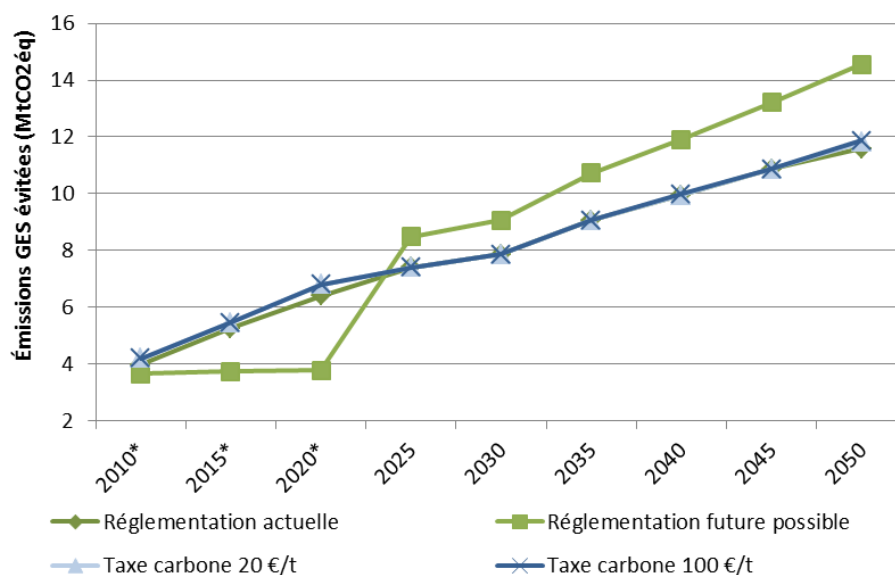
- La **réglementation actuelle** : le double comptage pour les biocarburants avancés est pris en compte jusqu'en 2020. Seul l'équivalent d'un objectif d'incorporation en bioénergies (qui découle de la modélisation de la demande) est pris en compte après 2020 ;
- La **réglementation future possible** : le comptage multiple présenté au chapitre 1 dans le tableau 1.4, est pris en compte jusqu'en 2020. Un plafond d'incorporation des biocarburants de première génération est mis en place après 2020 et jusqu'à la fin de l'horizon de modélisation. Il correspond à 5 %_{PCI} de la consommation finale d'énergie dans les transports ;
- Deux scénarios où une **taxe carbone** est implémentée à deux niveaux différents : **20 €₂₀₁₀/tCO_{2eq}** et **100 €₂₀₁₀/tCO_{2eq}**. Elle court sur tout l'horizon de modélisation.

Ces deux derniers scénarios permettent la comparaison avec le cadre réglementaire actuel et celui susceptible d'être retenu par la Commission Européenne.

La figure 4.5 présente l'évolution des émissions évitées pour les quatre scénarios décrits précédemment. Le paramètre d'émissions évitées d'un procédé est égal à la différence entre les émissions de GES du carburant fossile spécifiées dans la directive ENR (i.e. 83,8 gCO_{2eq}/MJ) et les émissions de GES du procédé, qui sont présentées dans le tableau 4.4 et le tableau 4.5.

Avant 2020, les émissions évitées sont plus faibles pour le scénario de réglementation future malgré le plafond d'incorporation de biocarburants de première génération. En effet, le comptage multiple entraîne une production totale de biocarburants plus faible que dans les autres scénarios qui n'est pas compensée par les meilleures performances environnementales des biocarburants avancés. En 2020, la production effective de biocarburants est de 3,4 Mtep dans le scénario *réglementation actuelle* contre 2,3 Mtep dans le scénario *réglementation future possible*.

La suppression du comptage multiple après 2020 et l'instauration du plafond d'incorporation entraînent une augmentation importante des émissions évitées, de 4,2 MtCO₂éq à 14,6 MtCO₂éq. Ceci est dû au recours à des technologies plus chères mais moins émettrices, comme les carburants Fischer-Tropsch (1,9 Mtep en 2050) et le biogazole d'huile algale produite dans des photobioréacteurs (0,7 Mtep en 2050) alors que trois quarts des biocarburants sont produits à partir de commodités agricoles en 2050 dans le scénario *réglementation actuelle*. Le changement de valeur pour les émissions de biocarburants issus d'algues explique la rupture de pente avant et après 2030.



*Année avec double comptage des biocarburants avancés

Figure 4.5 : Évolution des émissions évitées par le secteur des biocarburants pour différents contextes réglementaires

Puisqu'il n'y a pas de double comptage dans les scénarios *taxe carbone*, les performances environnementales à court terme sont légèrement meilleures que celles du scénario de *réglementation actuelle* et bien meilleures que celles du scénario de *réglementation future possible*. Mais après 2020, le niveau d'émissions évitées est très proche du scénario de *réglementation actuelle*. En fait, le bouquet biocarburant est quasi-identique entre les trois scénarios car ces niveaux de taxes ne sont pas assez élevés pour qu'il y ait un investissement massif dans des filières moins émettrices.

Les gains en termes d'émissions de GES sont de plus de 25 % pour la possible future réglementation. Mais ce gain s'accompagne en contrepartie d'un coût global plus élevé, coût qui devra être supporté soit par la société, soit par les consommateurs. Nous abordons la question du coût relatif aux efforts de réduction des émissions de GES au paragraphe suivant.

2.3.2 Coût marginal d'abattement du système

La différence entre les émissions évitées du scénario *réglementation actuelle et future possible* est de 25 % en 2050. Pour évaluer le coût que cela représente pour le système, une contrainte supplémentaire est implémentée. Elle porte sur le niveau d'émissions évitées par rapport à un scénario de référence où aucune contrainte réglementaire n'est implémentée. Le reste étant égal par ailleurs (voir hypothèses présentées paragraphe 2.3.1).

Les émissions évitées pour le scénario de référence s'élèvent à 11,5 MtCO_{2éq} en 2050. Les profils de contraintes sur les émissions de GES sont construits à partir de cette valeur de la façon suivante et sont représentés sur la figure 4.6 :

- La valeur 2050 de chacun des niveaux est calculée par incrémentation de 5 %, 10 %, ..., 50 % par rapport à cette valeur de référence ;
- Les valeurs des années intermédiaires sont calculées par interpolation exponentielle. Dans le but de décaler la contrainte sur la fin de la période de modélisation, où un plus grand nombre de technologies sont disponibles.

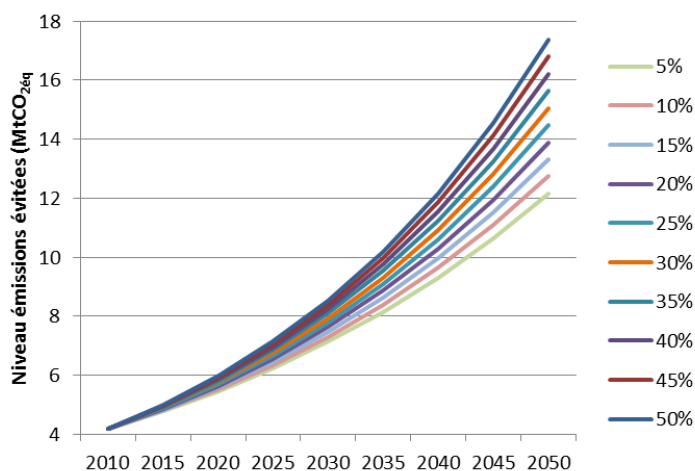


Figure 4.6 : Profils des contraintes d'émissions évitées

Une fois ces courbes implémentées, l'influence de deux paramètres clés du modèle (niveau de demandes et coûts des procédés) a été étudiée.

Influence des courbes d'apprentissage

Les courbes d'apprentissage pourraient avoir un impact sur le coût marginal d'abattement du système en faisant baisser les coûts de production des biocarburants avancés, qui présentent pour la plupart des émissions de gaz à effet de serre plus faibles que les biocarburants de première génération.

Pour rappel, les trois scénarios d'évolution des courbes d'apprentissage sont les suivants :

- **LC1** : aucune courbe d'apprentissage n'est modélisée, les coûts restent constants sur tout l'horizon de modélisation ;
- **LC2** : division des coûts par **deux** en 30 ans pour tous les procédés de production de biocarburants avancés (qui n'incluent pas les procédés d'hydrotraitement des acides gras) ;
- **LC3** : division par **trois** des coûts en 30 ans pour tous les procédés de production de biocarburants avancés.

La figure 4.7 montre l'évolution du coût marginal d'abattement du système par année et par niveau d'émissions en fonction des trois hypothèses de division des coûts. Étant donné le large intervalle de valeurs, le graphe est séparé en deux pour des raisons de lecture.

En premier lieu, il faut rappeler que le coût marginal est non nul si la contrainte sur le niveau d'émissions évitées est saturée, c'est-à-dire qu'elle est effectivement restrictive pour le système. C'est le cas pour des niveaux d'émissions au-dessus de 30 % en 2030 et 15 % en 2040.

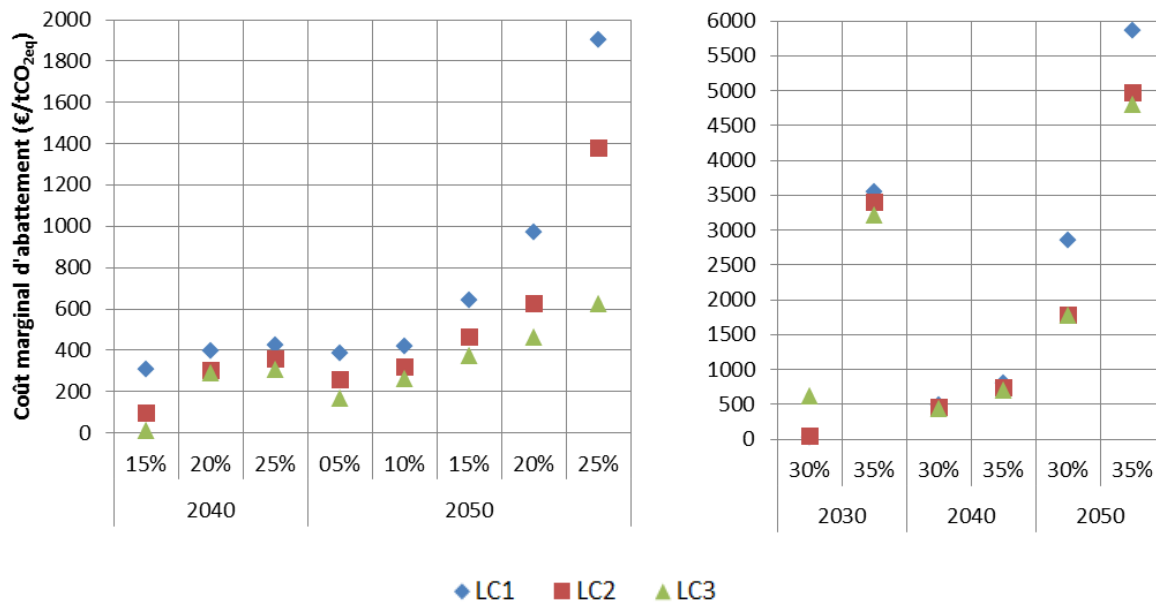


Figure 4.7 : Coût marginal d'abattement du système selon le niveau d'émissions évitées en fonction de différentes hypothèses sur les courbes d'apprentissage

Pour une année donnée et pour une courbe d'apprentissage fixée, plus le niveau d'émissions évitées est élevé, plus il est coûteux pour le système d'éviter d'émettre une tonne de CO_{2eq} supplémentaire. En 2050, pour le scénario LC2, ce coût marginal varie de 260 €/tCO_{2eq} pour le niveau +5% à 4980 €/tCO_{2eq} pour le niveau +35%. Les technologies les plus émettrices de GES sont progressivement remplacées par des technologies moins émettrices mais plus coûteuses. Par exemple, en 2050 dans le pool « substitution essence », l'éthanol produit à partir de blé est remplacé par de l'éthanol lignocellulosique puis vient l'éthanol de maïs et enfin de betterave lorsque le niveau d'émissions évitées croît. Dans le pool « substitution carburacteur et gazole », la hausse du plancher d'émissions évitées entraîne une substitution estérification vers hydrotraitement pour les huiles de palme et de colza et les esters d'huile algale produite dans des bassins ouverts prennent le relais des esters de soja. C'est ainsi que pour le plafond +35% plus de la moitié de la production de biocarburacteur et de biogazole est produite à partir d'algues. Ces relativement faibles gains sur les émissions donnent lieu à des surcoûts élevés, ce qui explique les coûts marginaux élevés pour les niveaux d'émissions évitées exigés les plus élevés.

Les courbes d'apprentissage peuvent avoir un impact sur les coûts d'abattement. D'une part, les coûts de production des biocarburants avancés pourraient décroître de façon significative, ce qui redistribuerait la présence de chacune des technologies et favoriserait un changement de mix technologique. Ainsi, en 2050, pour le plancher d'émissions évitées de 25%, le coût marginal pour le scénario LC1 correspond au passage d'esters de colza à l'hydrotraitement d'huile algale produite par voie hétérotrophe ; alors que pour le scénario LC2, l'huile algale hétérotrophe est hydrotraitée plutôt qu'estérifiée (gain de 4 tCO_{2eq}/MJ) et la production d'ester d'huile produite en bassin ouvert est accrue. Dans le scénario LC3, le coût marginal est fixé par la substitution d'ester de soja par de l'ester de colza, pour 600 €/tCO_{2eq}, tout le potentiel de production d'huile algale étant mobilisé.

Il y a néanmoins un cas particulier en 2030 pour le niveau +30% : la valeur plus élevée dans le scénario LC3 est due à un investissement précoce dans la production d'huile algale produite par voie autotrophe dans des photobioréacteurs.

3. Prise en compte de la consommation d'énergie non renouvelable et de l'eutrophisation dans l'évaluation des procédés biocarburants

Proposer une feuille de route pour une filière économique, soutenue par l'État, nécessite la prise en compte de nombreux éléments socio-économiques, e.g. externalités environnementales, création d'emplois, etc. Or de nombreuses analyses de cycle de vie prennent aussi en compte d'autres externalités environnementales. Dans ce paragraphe, nous prenons en compte deux externalités supplémentaires : la consommation d'énergie non renouvelable et l'eutrophisation.

3.1 Consommation d'énergie non renouvelable et eutrophisation

La première difficulté est de rassembler les facteurs d'impact des externalités pour l'ensemble des voies de production de biocarburants que nous avons modélisées. Ainsi, outre les émissions de GES, de nombreuses analyses de cycle de vie donnent la consommation d'énergie non renouvelable et les potentiels d'eutrophisation associés à la production des biocarburants. Les facteurs de ces deux externalités et les sources des données sont récapitulés dans le tableau 4.6.

Leur prise en compte dans le modèle passe par un coefficient d'internalisation – ou de monétarisation – qui permet d'évaluer l'impact en termes économiques de l'externalité, et donc de l'inclure dans la fonction objectif du problème d'optimisation. Un exemple classique de facteur d'internalisation est la valeur de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP).

Concernant la consommation d'énergie non renouvelable, le coefficient est calculé suivant la méthodologie proposée dans (RDC Environnement, 2011, p. 24-26). Le préjudice pour la société de consommer des énergies non renouvelables est seulement quantifié par les impacts environnementaux causés par leur consommation et non sur le fait que les générations futures seront privées de ces ressources épuisables. De plus, il est fait l'hypothèse que le prix des énergies internalise déjà une partie de ces dégâts.

Plusieurs facteurs de monétarisation sont donc proposés selon différents prix du pétrole, considéré comme référence des prix des énergies par souci de simplification. Le coût environnemental total est de $0,015 \text{ €}_{2007}/\text{MJ}_{\text{primaire}}$, et l'étude considère que, pour un prix du baril de 100 \$, l'internalisation des coûts est déjà comprise à 83 %. Le facteur d'internalisation pour la consommation d'énergie non renouvelable est donc de $0,003 \text{ €}_{2005}/\text{MJ}_{\text{primaire}}$.

Concernant l'eutrophisation, le coefficient est calculé d'après une étude plus ancienne que l'étude précédente (RDC Environnement, 2007). Il est considéré que l'eutrophisation des eaux a un impact sur le tourisme et les activités conchylicoles et mytilicoles. Ainsi, le facteur de monétisation est évalué à $0,94 \text{ €}_{2007}/\text{kgPO}_4^{3-}$, soit $0,91 \text{ €}_{2005}/\text{kgPO}_4^{3-}$.

Filière	Consommation d'énergie non renouvelable <i>MJ_{NRE} / MJ</i>	Source	Eutrophisation <i>kg PO₄³⁻ / MJ</i>	Source
Éthanol - Betterave	0.39	(Edwards et al., 2013)	1.95E-04	(BIO Intelligence Service, 2010)
Éthanol - Blé	0.87	(Edwards et al., 2013)	4.11E-04	(BIO Intelligence Service, 2010)
Éthanol - Maïs	1.03	(Edwards et al., 2013)	3.79E-04	(BIO Intelligence Service, 2010)
Éthanol - Importé	0.16	(Edwards et al., 2013)	2.19E-04	(BIO Intelligence Service, 2010)
Éthanol - Bois	0.29	(Edwards et al., 2013)	8.44E-05	(SYNCOM, ESU-Services, 2008)
Éthanol - Paille	0.11	(Edwards et al., 2013)	8.44E-05	(SYNCOM, ESU-Services, 2008)
EMGA - Colza	0.48	(Edwards et al., 2013)	3.64E-04	(BIO Intelligence Service, 2010)
EMGA - Tournesol	0.47	(Edwards et al., 2013)	3.89E-05	(BIO Intelligence Service, 2010)
EMGA - Soja	0.40	(Edwards et al., 2013)	1.79E-04	(BIO Intelligence Service, 2010)
EMGA - Palme	0.20	(Edwards et al., 2013)	1.84E-04	(BIO Intelligence Service, 2010)
EMGA - Huiles usagées	0.22	(Edwards et al., 2013)	5.00E-05	(BIO Intelligence Service, 2010)
EMGA - Graisses animales	0.44	(Edwards et al., 2013)	5.15E-05	(BIO Intelligence Service, 2010)
EMGA - Huile algale par voie hétérotrophe	1.26	(Lardon et al., 2009)	1.21E-04	Ad. de (Lardon et al., 2009)
EMGA - Huile algale par voie autotrophe (BO)	1.26	(Lardon et al., 2009)	1.21E-04	Ad. de (Lardon et al., 2009)
EMGA - Huile algale par voie autotrophe (PBR)	1.26	(Lardon et al., 2009)	1.21E-04	Ad. de (Lardon et al., 2009)
EMGA importé	0.47	(Edwards et al., 2013)	1.79E-04	(BIO Intelligence Service, 2010)
HEFA - Colza	0.47	(Edwards et al., 2013)	5.56E-04	(Arvidsson et al., 2011)
HEFA - Tournesol	0.45	(Edwards et al., 2013)	7.08E-05	Ad. de (Arvidsson et al., 2011)
HEFA - Soja	0.45	(Edwards et al., 2013)	3.26E-04	Ad. de (Arvidsson et al., 2011)
HEFA - Palme	0.17	(Edwards et al., 2013)	3.89E-04	(Arvidsson et al., 2011)
HEFA - Huiles usagées	0.13	(Edwards et al., 2013)	9.10E-05	Ad. de (Arvidsson et al., 2011)
HEFA - Graisses animales	0.13	(Edwards et al., 2013)	9.37E-05	Ad. de (Arvidsson et al., 2011)
HEFA - Huile algale par voie hétérotrophe	1.26	(Lardon et al., 2009)	1.21E-04	Ad. de (Lardon et al., 2009)
HEFA - Huile algale par voie autotrophe (BO)	1.26	(Lardon et al., 2009)	1.21E-04	Ad. de (Lardon et al., 2009)
HEFA - Huile algale par voie autotrophe (PBR)	1.26	(Lardon et al., 2009)	1.21E-04	Ad. de (Lardon et al., 2009)
HEFA importé (idem palme)	0.17	(Edwards et al., 2013)	3.89E-04	(Arvidsson et al., 2011)
BXtL (part renouvelable seulement)	0.07	(Edwards et al., 2013)	1.00E-04	(SYNCOM, ESU-Services, 2008)
BtL - Lit fluidisé (BT)	0.07	(Edwards et al., 2013)	1.00E-04	(SYNCOM, ESU-Services, 2008)
BtL - Réacteur à flux entraîné (HT)	0.07	(Edwards et al., 2013)	1.00E-04	(SYNCOM, ESU-Services, 2008)
Pyrolyse rapide - sans apport d'H ₂	0.09	(Iribarren et al., 2012)	9.53E-05	(SYNCOM, ESU-Services, 2008)
Pyrolyse rapide - avec apport d'H ₂	0.38	(Iribarren et al., 2012)	8.93E-05	(SYNCOM, ESU-Services, 2008)
Biogaz - Méthanisation	0.26	(Edwards et al., 2013)	–	–
BioSNG - FICFB	0.07	(Edwards et al., 2013)	–	–
BioSNG - CFB	0.07	(Edwards et al., 2013)	–	–

Tableau 4.6 : Facteurs de consommation d'énergie non renouvelable et d'eutrophisation par filière de production de biocarburants et sources des données

3.2 Évaluation économique des procédés avec prise en compte des externalités

Avant de prendre en compte les externalités dans le modèle de prospective, il est intéressant de voir ce que représente leur prise en compte dans une analyse des prix de revient.

3.2.1 Méthodologie

La méthodologie retenue est celle du coût moyen actualisé (ou prix de revient économique unitaire constant ou *levelised cost of energy* en anglais) qui est décrite dans (Chauvel et al., 2001). Il se définit comme le prix de vente tel que, « si l'ensemble de la production est vendu à ce niveau de valorisation, il n'y a ni bénéfice ni perte » soit :

$$\sum_{t=1}^n \frac{PQ_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{C_p}{(1+i)^t} \Rightarrow P = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Q_p}{(1+i)^t}}$$

Où i est le taux d'actualisation, Q_t représente les quantités produites à l'année t , et C_t représente les coûts dépensés à l'année t , qui peuvent être décomposés de la façon suivante :

$$C_t = I_t + F_t + O_t + MP_t - CP_t$$

avec I_t montant des coûts d'investissement dépensés à l'année t , F_t les coûts fixes d'opération et maintenance, O_t les coûts variables d'opération et maintenance, MP_t le coût des matières premières et CP_t le revenu des co-produits.

Les autres hypothèses de modélisation sont les suivantes :

- Durée de vie technique du procédé : 20 ans ;
- Montée en capacité : 0 l'année 0, 1/3 de la capacité maximale la première année, 2/3 l'année 2 et pleine capacité à partir de l'année 3 ;
- Taux d'utilisation : 80 % ;
- Taux d'actualisation : $r = 3\%$;
- Coût du capital :
 - 2/3 du montant par emprunt bancaire sur 10 ans avec taux d'emprunt de 6 % ;
 - 1/3 du montant financé sur fonds propres avec exigence de rentabilité de 10 % ;
- Les externalités sont internalisées après que le coût moyen actualisé ait été calculé.

3.2.2 Coûts de production des biocarburants et comparaison avec la littérature

Les hypothèses de prix des matières premières, des co-produits et des coûts des technologies sont celles présentées au chapitre 2. La figure 4.8 présente les coûts moyens actualisés de production de substituants à l'essence, calculés selon la méthodologie décrite au paragraphe précédent. Les coûts de production, issus d'une revue de la littérature et compilés dans le rapport spécial du GIEC sur les sources d'énergie renouvelables (IPCC, 2012) sont aussi représentés à titre comparatif.

Classées par ordre croissant de coût, les matières premières pour la production d'éthanol sont le sucre, la betterave, le maïs, le blé et enfin la lignocellulose. Le coût moyen actualisé de l'hydrotraitement d'huile de palme est élevé du fait de l'indispensable étape d'hydroisomérisation poussée qui grève les rendements massique et énergétique. C'est pourquoi cette option n'est pas envisagée à l'heure actuelle. Le coût de production par pyrolyse rapide avec ajout de dihydrogène se

positionne entre l'éthanol de canne à sucre et de betterave. Il faut tout de même préciser que son coût est celui d'une unité de série et non de la première unité. La comparaison permet de constater que les valeurs obtenues selon nos hypothèses sont cohérentes avec la littérature.

Les coûts de production de l'ensemble des procédés présentés ici sont supérieurs au référentiel « essence », dont la méthode de calcul est présentée dans l'encadré ci-dessous.

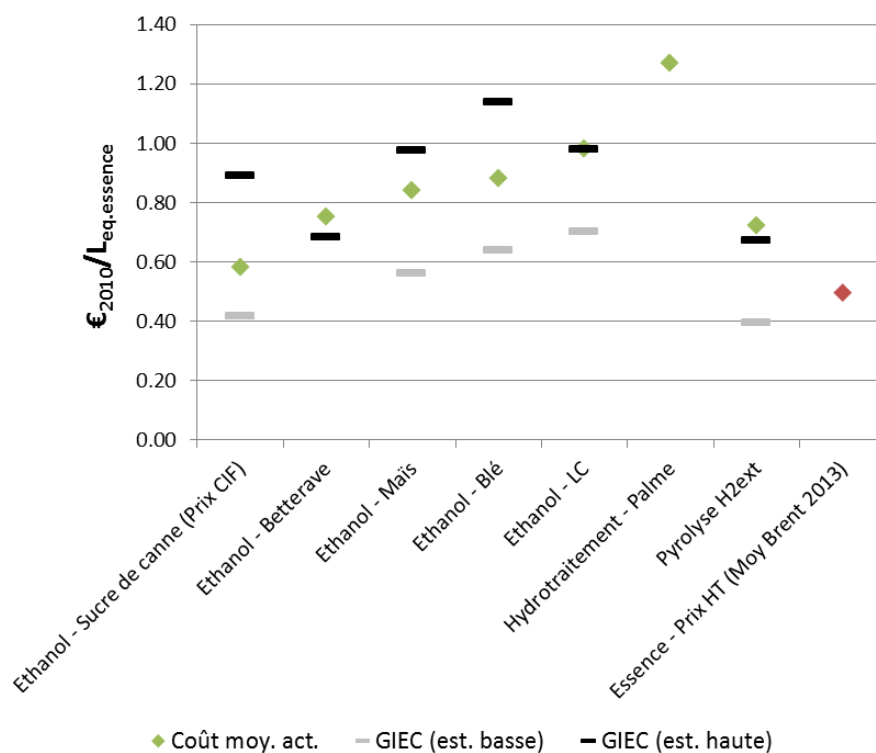


Figure 4.8 : Coût moyen actualisé des voies de production de bioessence et comparaison avec les données fournies par le GIEC (IPCC, 2012)

La figure 4.9 présente les coûts moyens actualisés pour le gazole et ses substituts biosourcés. Les biocarburants produits à partir d'huiles végétales se situent dans la fourchette 0,5 à 1 €₂₀₁₀/L_{éq.gazole} alors que les coûts des biocarburants produits à partir d'huile algale sont nettement supérieurs. Les voies thermochimiques présentent des coûts modérés, situés entre 0,7 et 1,4 €₂₀₁₀/L_{éq.gazole}. Le procédé de pyrolyse avec ajout de dihydrogène (unité de série) serait le plus compétitif. La voie BxTL (co-gazéification petcoke et biomasse) est pénalisée car elle très capitalistique. L'hypothèse du taux de fonctionnement de 80 % réduit fortement sa compétitivité par rapport à une hypothèse de taux de fonctionnement maximal. Là encore, les données sont cohérentes avec les fourchettes données par le GIEC.

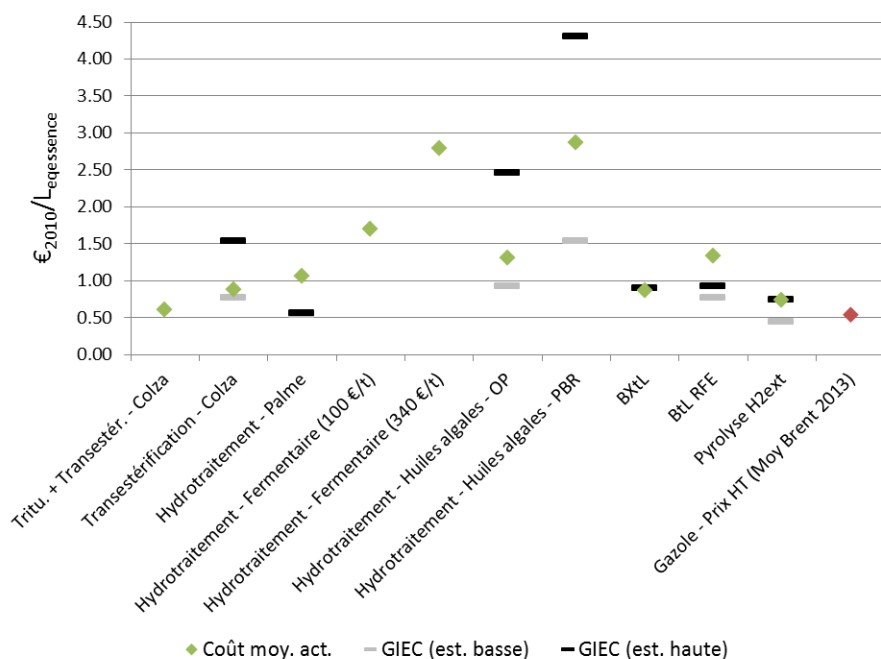


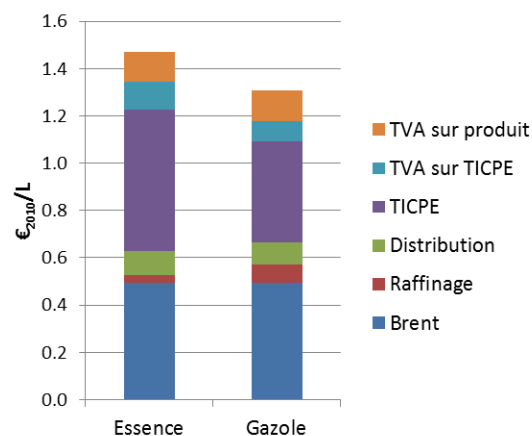
Figure 4.9 : Coût moyen actualisé pour les voies de production de biogazole et comparaison avec les données fournies par le GIEC (IPCC, 2012)

Les coûts calculés des biocarburants restent supérieurs à ceux du référentiel « gazole », mais on constate que la voie trituration et transestérification intégrée est très proche de la parité économique. Cela s'explique par le fait que les marges de trituration sont réduites à l'exigence de rentabilité des fonds propres alors qu'elles sont plus élevées si on considère un transestérificateur qui s'approvisionne directement en huile de colza.

Encadré : Structure des prix des carburants routiers en France

Le site de l'Union Française des Industries Pétrolières (UFIP, 2012) donne la structure des prix de l'essence gazole pour l'année 2011 (moyenne annuelle). Le prix Hors Taxe se décompose en trois postes : prix du pétrole brut, prix de raffinage et prix de distribution. Et on constate que les taxes (TICPE et TVA) représentent 57 % du prix à la pompe pour l'essence et 49 % pour le gazole.

Pour comparer les prix de revient des carburants conventionnels et des biocarburants, nous ne considérons que le prix du pétrole brut additionné du prix de raffinage. En effet, les biocarburants sont mélangés dans les cuves de raffineries et doivent être distribués. Ainsi, en 2011, le prix de comparaison est de 0,526 €/2010/L pour l'essence et de 0,572 €/2010/L pour le gazole.



Pour pouvoir actualiser ce prix de comparaison avec l'évolution du prix du Brent, nous avons considéré une relation linéaire entre le prix « brent » constaté par l'UFIP et la cotation annuelle moyenne du Brent : 112,17 \$/bbl en 2011 (CPDP, 2012)

Pour les substituts à l'essence et au gazole, les coûts moyens actualisés sont inférieurs au référentiel fossile. Nous allons donc prendre en compte les externalités décrites au paragraphe 3.2.1 dans le calcul économique.

3.2.3 Ajout des externalités – Cas du gazole

Les facteurs de monétisation de la consommation d'énergie non renouvelable et de l'eutrophisation ont été expliqués et leurs valeurs explicitées au paragraphe 3.2.1. Le facteur « émissions de GES », qui était une variable de l'exercice de modélisation précédent, est basé sur les recommandations du rapport Quinet, à savoir $32 \text{ €}_{2008}/\text{tCO}_{2\text{éq}}$ (Quinet et al., 2009, p. 12). Ce rapport explicite la valeur tutélaire du carbone, c'est-à-dire le prix que l'État devrait considérer dans ses choix d'investissement.

La figure 4.10 présente les évaluations économiques des procédés avec prise en compte des externalités, ainsi que l'écart relatif avec le prix de référence du gazole indiqué en pourcentage. L'ajout des externalités tend à réduire l'écart entre les coûts des biocarburants et du gazole. Ce dernier s'apprécie en effet de $0,24 \text{ €}_{2010}/\text{L}$. Celui de la transestérification d'huile de palme est même plus faible que le gazole et la trituration et transestérification intégrée ainsi que l'huile de pyrolyse ont des coûts moins de 10 % supérieurs à celui du gazole. Les biocarburants de première génération sont aussi pénalisés par leurs niveaux d'émissions et de consommation d'énergie non renouvelable, à hauteur de $0,12 \text{ €}_{2010}/\text{L}_{\text{éq.gazole}}$ environ, partagé équitablement entre les deux externalités. Les procédés les moins pénalisés par l'internalisation des externalités sont la gazéification (BxTL et BtL RFE) du fait de leurs très faibles niveaux d'émissions.

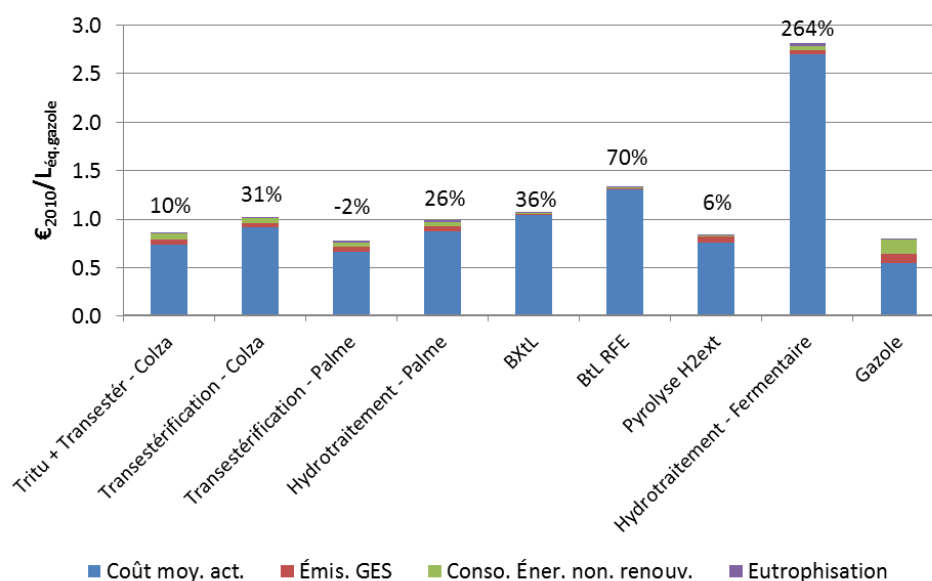


Figure 4.10 : Coût moyens actualisés des procédés de production de biogazole choisis et comparaison avec le gazole

L'internalisation des externalités est susceptible de modifier le classement des coûts de production. Il faut noter que nous n'avons pas considéré dans cette étude de facteur CASI, qui pourrait pénaliser les voies de production de biocarburants de première génération. Nous allons maintenant voir quel est l'impact de la prise en compte de la consommation d'énergie non renouvelable et de l'eutrophisation sur les coûts marginaux d'abattement.

3.3 Retour sur le modèle de prospective

3.3.1 Coût marginal de la tonne de CO2 évitée

Les coûts marginaux d'abattement que nous avons présentés au paragraphe 2.3.2 sont largement supérieurs à la valeur du carbone préconisée dans le rapport Quinet. Cependant, un des arguments pour le développement des biocarburants est la réduction de l'épuisement des ressources fossiles et un des contre-arguments est l'intensification de l'agriculture, qui pourrait avoir un impact sur la contamination des eaux. Nous étudierons dans ce paragraphe l'impact de leur internalisation sur le coût marginal suivant la même approche qu'au paragraphe 2.3.2.

La figure 4.11 présente les coûts marginaux d'abattement pour 2050 en fonction des niveaux d'émissions évitées et de différentes hypothèses sur les courbes d'apprentissage :

- LC1 – pas de courbes d'apprentissage ;
- LC2 – division par deux des coûts en 30 ans ;
- LC3 – division par trois des coûts en 30 ans.

Les coûts marginaux plus élevés quand les externalités sont incluses sont expliqués à la fois par le coût de production plus élevé des procédés de valorisation d'huile algale, pénalisés par une consommation d'énergie non renouvelable relativement élevée et par un facteur d'eutrophisation supérieur aux autres voies.

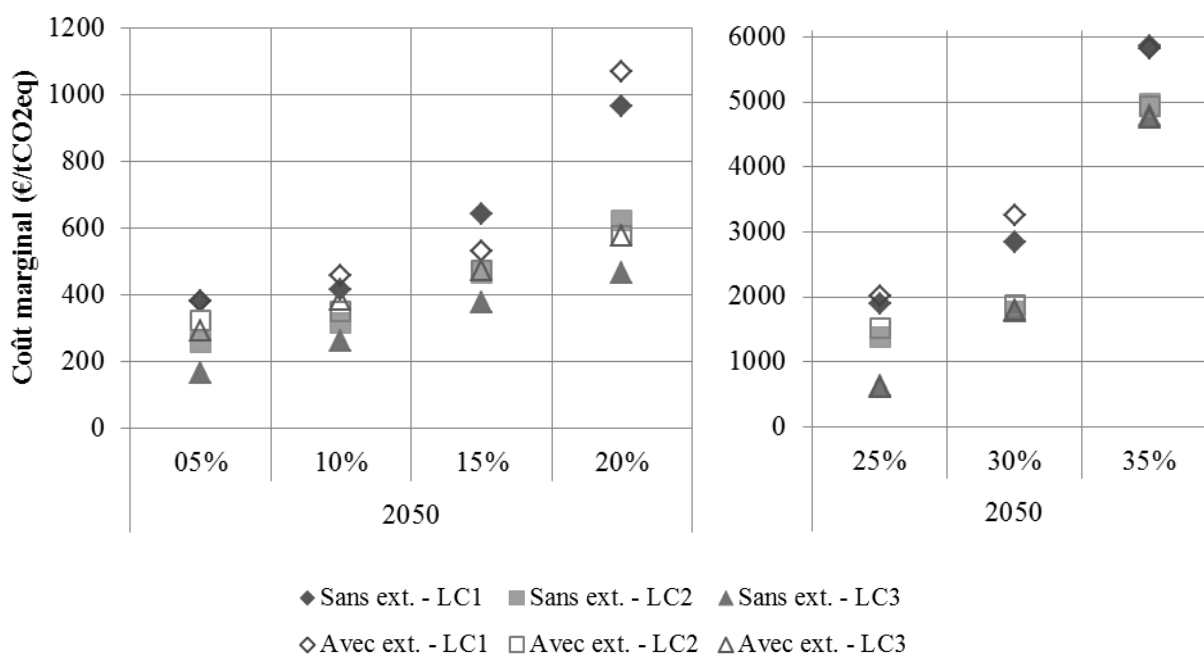


Figure 4.11 : Coût marginal d'abattement en fonction du niveau d'émissions évitées avec et sans prise en compte des externalités en fonction des courbes d'apprentissage

Dans le scénario LC1, pour un niveau d'émissions évitées 15 % supérieur à celui de référence (+15%), le coût marginal d'abattement est nettement inférieur avec prise en compte des externalités. Cette différence est due au fait que le procédé marginal n'est pas le même dans les deux cas de figure : de l'éthanol produit à partir de paille plutôt que de l'éthanol produit à partir de maïs et huile de pyrolyse hydrotraitée avec ajout d'H₂ au lieu d'ester méthylique d'huile algale produite en bassin ouvert.

3.3.2 Impact sur le mix biocarburant

Ces différents jeux d'hypothèses ont un impact sur la répartition entre les différentes générations de biocarburants. Pour rappel, les biocarburants de première génération (1G) sont ceux produits à partir de l'organe de réserve de la plante, ceux de seconde génération sont ceux produits à partir de biomasse lignocellulosique et les biocarburants de troisième génération sont ceux produits à partir de microorganismes. La figure 4.12 présente l'évolution de leur consommation sur l'horizon de modélisation pour sept scénarios contrastés. Premièrement, le scénario de référence correspond à un scénario d'hypothèse de division par deux des coûts en 30 ans des procédés de production de biocarburants avancés sans contrainte sur les émissions évitées et sans prise en compte des externalités. Deux scénarios avec un niveau d'émissions évitées sont représentés : +15 % et +35 % par rapport au scénario de référence. De plus, la suppression des courbes d'apprentissage (LC1) et une division par 3 en 30 ans des coûts des procédés de production des biocarburants avancés (LC3) sont évaluées lorsqu'un plancher d'émissions évitées de 15 % est implémenté. Les deux derniers scénarios prennent en compte les externalités : sans niveau d'émissions évitées pour le premier et un niveau de 15 % pour le second.

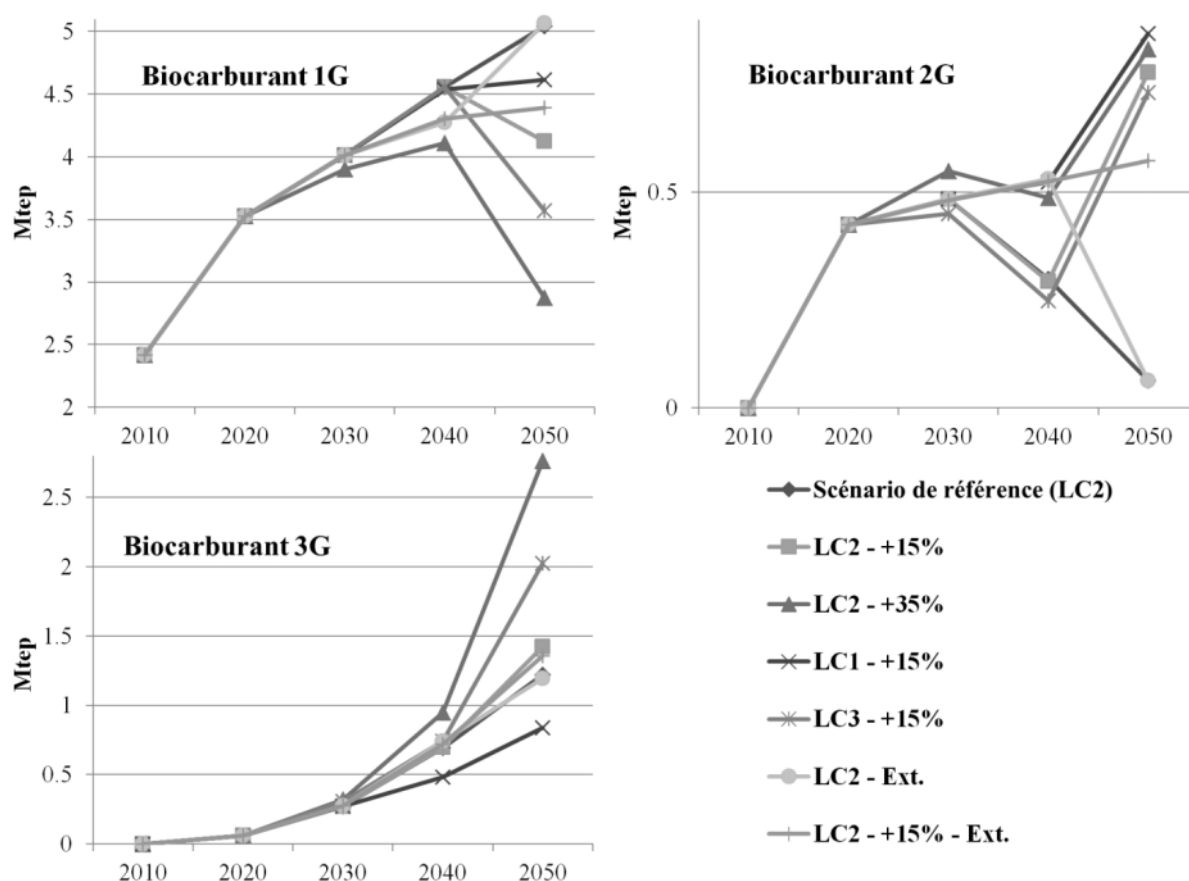


Figure 4.12 : Évolution des consommations de biocarburants de première, deuxième et troisième génération pour quelques scénarios caractéristiques

Dans le scénario de référence, la consommation de biocarburants de première génération croîtrait et pourrait compter pour 80 % du mix français de biocarburants en 2050, alors que les biocarburants 3G en représenteraient 19 %. Sans aucune incitation, la production d'éthanol lignocellulosique commencerait à décroître à partir de 2030 puisque la voie hydrotraitement d'huile de pyrolyse ne serait plus assez compétitive.

La part de biocarburants avancés serait de 34 % dans le cas d'une contrainte sur les émissions évitées de 15 % et atteindrait 56 % pour le *scénario +35 %*. Le mix bioessence est majoritairement composé d'éthanol issu de plaquettes forestières, alors que le mix biogazole est principalement constitué par de l'huile de pyrolyse hydrotraînée jusqu'en 2030, puis par des biocarburants issus d'huile produite par des microorganismes. En outre, le niveau d'émissions évitées de 35 % entraîne la production d'huile algale hydrotraînée, produite par voie autotrophe en photobioréacteur.

La suppression des courbes d'apprentissage pour les biocarburants avancés entraîne une consommation plus importante de biocarburants 1G (73 % au lieu de 65 % en 2050) et de biocarburants 2G (14 % au lieu de 12 %). À l'inverse, la part de biocarburants 3G croît (32 % au lieu de 22 %) dans le scénario de division par 3 des coûts. Ceci s'explique par le fait que la réduction de coût des procédés de production d'huile algale avantage fortement les filières 3G puisque l'huile compte pour 70 % à 90 % dans la structure de coût. Pour les scénarios +35 % d'émissions évitées, il n'y a pas de différence dans le bouquet biocarburant, quel que soit le scénario de courbes d'apprentissage. La première contrainte prédomine sur cette seconde hypothèse.

Avec l'internalisation de la consommation d'énergie non renouvelable et l'eutrophisation, sans niveau d'émissions évitées, la seule différence avec le scénario de référence est la production d'huile de pyrolyse hydrotraînée plutôt que l'importation d'esters de palme en 2040. Avec une contrainte de 15 % sur les émissions évitées, la production de biocarburants avancés est plus faible mais l'éthanol de paille et les esters méthyliques d'huile algale sont produits en plus grande quantité.

Conclusions

La mise en place d'un plafond d'incorporation des biocarburants de première génération dans la consommation totale de carburants a été investiguée pour deux niveaux : 5 %_{PCI} et 7 %_{PCI}. Cette mesure faisait partie du paquet proposé par la commission européenne en octobre 2012 et le choix de 7 %_{PCI} a finalement été retenu par le parlement européen. À court terme, le secteur des biocarburants devra recourir massivement à des importations à moins que soient réduits les objectifs d'incorporation. À moyen et long terme, il permettra en toute logique de favoriser les voies avancées de production de biocarburants. Avec le jeu d'hypothèses effectuées, le modèle ferait appel aux technologies de pyrolyse et de gazéification à moyen terme et aux huiles algales (voie autotrophe) à long terme qui seraient ensuite transestérifiées pour être incorporées dans le gazole et hydrotraitées pour un usage carburéacteur. D'un point de vue plus général, l'efficacité de la mise en place d'un plafond sur le taux d'incorporation de biocarburants de première génération est source d'interrogations. En effet, pour répondre aux objectifs, 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 clair devront être fixés. La question de la date à partir de laquelle il doit être mis en place se pose donc.

Les bilans « du champ à la roue », ou analyses de cycle de vie, des biocarburants sont encore sujets à débat. Le changement d'affectation des sols, qui pourrait fortement pénaliser les voies conventionnelles, n'a pas été pris en compte dans cette étude puisque les incertitudes de calcul sont encore grandes. Le parlement européen a par ailleurs décidé d'attendre qu'un plus grand consensus scientifique ait lieu et d'inclure un facteur CASI dans la législation sur les biocarburants en 2020.

Sur la base des valeurs d'émissions données par la directive ENR et par une revue de littérature pour les biocarburants non mentionnés dans celle-ci le secteur des biocarburants pourrait permettre une réduction des émissions de 12 MtCO₂_{éq} en 2050, dans le cas où la demande bioénergie 2050 serait supérieure de 50 % aux objectifs 2020. La mise en place d'une taxe carbone de 100 €₂₀₀₅/t aurait un effet similaire. Un plafond d'incorporation des biocarburants de première génération de 5 %_{PCI} permettrait d'émettre 25 % de moins à condition d'accroître encore la disponibilité en ressources lignocellulosique et/ou algale. Le coût marginal d'abattement du système, qui correspond au prix qu'il faudrait payer pour émettre une tonne de CO₂ en moins, et qui rend compte de la rationalité économique d'une telle mesure serait autour de 1400 €₂₀₀₅/t. Ce coût élevé correspond néanmoins à la borne supérieure des coûts d'abattement. Un apprentissage rapide sur les procédés avancés permettrait de diminuer ce coût marginal, d'une part parce que les coûts des procédés avancés diminuent et d'autre part parce que cela modifierait le mix énergétique en faveur de technologies plus vertueuses d'un point de vue environnemental.

Pour évaluer la pertinence environnementale des biocarburants, il est de plus nécessaire de regarder d'autres facteurs. Nous avons considéré les bilans de consommation d'énergie renouvelable et d'eutrophisation pour l'ensemble des procédés et leur avons donné une valeur afin de les internaliser dans le calcul économique. Cela nous a permis de réaliser une comparaison des coûts moyens actualisés des différents procédés corrigés des externalités. Pour les gazoles, avec les hypothèses retenues, la transestérification d'huile de palme s'avère plus compétitive que le gazole, fortement pénalisé par ses émissions de GES et sa consommation d'énergie non renouvelable. Les biocarburants avancés les mieux placés à l'heure actuelle sont l'huile de pyrolyse hydrotraitée et le BxTL (co-gazéification de biomasse). Cette analyse n'est cependant plus vraie avec le prix actuel du

baril – 50 % inférieur à celui retenu lors de l'étude, ce qui illustre les fortes incertitudes qu'il est nécessaire de prendre en compte pour proposer une évaluation économique des procédés. Les coûts marginaux d'abattement sont généralement plus élevés avec ajout des deux externalités. Ceci est dû au fait que les technologies marginales sont les voies de production d'huiles par des microorganismes et que leur facteur d'eutrophisation les pénalise fortement.

Enfin, l'évolution des mix biocarburants contraints par des exigences d'émissions évitées nous montre que seuls les biocarburants de troisième génération ont un potentiel de disponibilité suffisant pour permettre d'atteindre des valeurs élevées, la disponibilité en biomasse lignocellulosique étant limitée du fait de la satisfaction des besoins en chaleur et en électricité. Lorsque les externalités sont prises en compte, les biocarburants de première génération sont globalement plus utilisés du fait de leurs bonnes performances globales.

Bibliographie du chapitre 4

ALMEIDA, J., ACHTEN, W. M. J., DUARTE, M. P., MENDES, B. et MUYS, B., 2011. Benchmarking the Environmental Performance of the Jatropha Biodiesel System through a Generic Life Cycle Assessment. In : *Environmental Science & Technology*. 15 juin 2011. Vol. 45, n° 12, p. 5447-5453. DOI 10.1021/es200257m.

AMANN, Charles A., 1990. *The passenger car and the greenhouse effect* [en ligne]. S.I. SAE Technical Paper. [Consulté le 8 septembre 2014]. Disponible à l'adresse : <http://papers.sae.org/902099/>.

ARVIDSSON, Rickard, PERSSON, Sara, FRÖLING, Morgan et SVANSTRÖM, Magdalena, 2011. Life cycle assessment of hydrotreated vegetable oil from rape, oil palm and Jatropha. In : *Journal of Cleaner Production*. 2011. Vol. 19, n° 2, p. 129-137.

BENOIST, Anthony, 2009. *Éléments d'adaptation de la méthodologie d'analyse de cycle de vie aux carburants végétaux: cas de la première génération* [en ligne]. S.I. : École Nationale Supérieure des Mines de Paris. [Consulté le 9 décembre 2013]. Disponible à l'adresse : <http://pastel.archives-ouvertes.fr/pastel-00005919/>.

BIO INTELLIGENCE SERVICE, 2010. *Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France* [en ligne]. S.I. ADEME / MEEDDM / MAAP / France Agrimer. [Consulté le 9 décembre 2013]. Disponible à l'adresse : <http://www.oeconomia.net/private/dvlpdurable/biocarburant%20-%20ademe%20-%202009.pdf>.

CHAUVEL, Alain, FOURNIER, Gilles et RAIMBAULT, Claude, 2001. *Manuel d'évaluation économique des procédés*. S.I. : Editions TECHNIP. ISBN 9782710807964.

CIAMBRONE, David F., 1997. *Environmental Life Cycle Analysis*. S.I. : CRC Press. ISBN 9781566702140.

COMMISSION EUROPÉENNE, 2012. *Proposition de DIRECTIVE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL modifiant la directive 98/70/CE et la directive 2009/28/CE*. 17 octobre 2012. S.I. : s.n.

CPDP, 2012. *Pétrole 2011*. S.I.

CRIGEN, GDF SUEZ, 2013. *Biométhane de gazéification - Evaluation du potentiel de production aux horizons 2020 et 2050*. février 2013. S.I. : s.n.

DE CARA, S., GOUSSEBAÏLE, A., GRATEAU, R., LEVERT, F., QUEMENER, J., VERMONT, B., BUREAU, J. C., GABRIELLE, B. Collaborateur, GOHIN, A. Collaborateur et BISPO, A., 2012. Revue critique des études évaluant l'effet des changements d'affectation des sols sur les bilans environnementaux des biocarburants Land-use change and environmental consequences of biofuels: a quantitative review of the literature. In : [en ligne]. mars 2012. [Consulté le 12 décembre 2013]. Disponible à l'adresse : https://www4.versailles-grignon.inra.fr/economie_publicque_eng/Research-work/Dissemination.

DELUCHI, M.A., 1991. *Emissions of Greenhouse Gases from the use of Transportation Fuels and Electricity*. novembre 1991. S.I. : Center for Transportation Research, Argonne National Laboratory.

DELUCHI, M. A., JOHNSTON, R. A. et SPERLING, D., 1987. Transportation fuels and the greenhouse effect. In : [en ligne]. 1987. [Consulté le 8 septembre 2014]. Disponible à l'adresse : <http://agris.fao.org/agris-search/search.do?recordID=US9132820>.

- E. A. MUELLER, 1990. *Greenhouse Gas Emissions From Transportation Fuels*. juin 1990. S.I. : U. S . Department of Energy, Office of Environmental Analysis.
- ECOBILAN - PWC, 2002. *Bilans énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants*. S.I. ADEME / DIREM.
- EDWARDS, Robert, LARIVÉ, Jean-François, RICKEARD, David et WEINDORF, Werner, 2013. *Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*. juillet 2013. S.I. : JRC Technical Reports.
- EUROPEAN COMMISSION, 2009. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. In : *Official Journal of the European Union*. 2009. p. 16–61.
- FARGIONE, Joseph, HILL, Jason, TILMAN, David, POLASKY, Stephen et HAWTHORNE, Peter, 2008. Land Clearing and the Biofuel Carbon Debt. In : *Science*. 29 février 2008. Vol. 319, n° 5867, p. 1235-1238. DOI 10.1126/science.1152747.
- GNANSOUNOU, E., DAURIAT, A., VILLEGAS, J. et PANICHELLI, L., 2009. Life cycle assessment of biofuels: Energy and greenhouse gas balances. In : *Bioresource Technology*. novembre 2009. Vol. 100, n° 21, p. 4919-4930. DOI 10.1016/j.biortech.2009.05.067.
- HO, S. P. et RENNER, T. A., 1990. Global warming impact of gasoline vs. alternative transportation fuels. In : *S A E Transactions*. 1990. Vol. 99, p. 430–459.
- IN NUMERI, 2012. *Analyse rétrospective des interactions du développement des biocarburants en France avec l'évolution des marchés français et mondiaux (productions agricoles, produits transformés et coproduits) et les changements d'affectation des sols*. S.I. ADEME.
- INSTITUTE FOR ENERGY AND TRANSPORT, 2008. Input data for calculating default GHG emissions. In : *Institute for Energy and Transport - JRC - EC* [en ligne]. 2008. [Consulté le 9 septembre 2014]. Disponible à l'adresse : http://re.jrc.ec.europa.eu/biof/html/input_data_ghg.htm.
- IPCC, 2012. *Bioenergy IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. S.I. : Cambridge: Cambridge University Press.
- IRIBARREN, Diego, PETERS, Jens F. et DUFOUR, Javier, 2012. Life cycle assessment of transportation fuels from biomass pyrolysis. In : *Fuel*. 2012. Vol. 97, p. 812–821.
- LARDON, Laurent, HÉLIAS, Arnaud, SIALVE, Bruno, STEYER, Jean-Philippe et BERNARD, Olivier, 2009. Life-Cycle Assessment of Biodiesel Production from Microalgae. In : *Environ. Sci. Technol.* 2009. Vol. 43, n° 17, p. 6475-6481. DOI 10.1021/es900705j.
- MACEDO, Iaias de Carvalho, 1998. Greenhouse gas emissions and energy balances in bio-ethanol production and utilization in Brazil (1996). In : *Biomass and Bioenergy*. 10 mars 1998. Vol. 14, n° 1, p. 77-81. DOI 10.1016/S0961-9534(97)00038-X.

- MACEDO, I. C. et NOGUEIRA, L. a. H., 1985. Energy balance in the production of sugarcane and ethanol in the cooperative mills. In : *Boletim Tecnico COPERSUCAR* [en ligne]. juillet 1985. Vol. (no. 31) p. 22-33. [Consulté le 26 avril 2013]. Disponible à l'adresse : <http://agris.fao.org/agris-search/search/display.do?f=1987/BR/BR87013.xml;BR8602111>.
- MACEDO, Isaias De Carvalho, 1992. The sugar cane agro-industry—Its contribution to reducing CO2 emissions in Brazil. In : *Biomass and Bioenergy*. 1992. Vol. 3, n° 2, p. 77-80. DOI 10.1016/0961-9534(92)90043-P.
- MACEDO, Isaias de Carvalho, 1997. Greenhouse gas emissions and bio-ethanol production/utilization in Brazil. In : *Piracicaba: CTC*. 1997. Vol. 5, n° 97, p. 14.
- MARLAND, G. et TURHOLLOW, A.F., 1991. CO2 emissions from the production and combustion of fuel ethanol from corn. In : *Energy*. novembre 1991. Vol. 16, n° 11–12, p. 1307-1316. DOI 10.1016/0360-5442(91)90004-6.
- MENTEN, Fabio, 2013. *Nouvelles approches pour l'évaluation environnementale des biocarburants avancés* [en ligne]. S.I. : Arts et Métiers ParisTech. [Consulté le 9 septembre 2014]. Disponible à l'adresse : <http://pastel.archives-ouvertes.fr/pastel-00869565>.
- M. SCHWARZ, 1990. An industry perspective of Transportation and Global Warming. In : *69th Meeting of the Transportation Research Board*. Washington DC. janvier 1990.
- OKKEN, P.A., 1991. A case for alternative transport fuels. In : *Energy Policy*. mai 1991. Vol. 19, n° 4, p. 400-405. DOI 10.1016/0301-4215(91)90063-T.
- PRADHAN, A., SHRESTHA, D. S., MCALOON, A., YEE, W., HAAS, M., DUFFIELD, J. A. et SHAPOURI, H., 2009. Energy life-cycle assessment of soybean biodiesel. In : *USDA, ed* [en ligne]. 2009. [Consulté le 9 septembre 2014]. Disponible à l'adresse : <http://www.usda.gov/oce/reports/energy/ELCAofSoybeanBiodiesel91409.pdf>.
- QUINET, Alain, BAUMSTARCK, Luc, CÉLESTIN-URBAIN, Joffrey, POULIQUEN, Hervé, AUVERLOT, Dominique et RAYNARD, Christine, 2009. 16 : *La valeur tutélaire du carbone*. S.I. Centre d'Analyse Stratégique.
- RDC ENVIRONNEMENT, 2007. *Monétarisation des impacts environnementaux du recyclage : méthodologie et applications*. novembre 2007. S.I. : D4E - MEDAD.
- RDC ENVIRONNEMENT, 2011. *Monétarisation des impacts environnementaux liés au recyclage - Les cas des papiers/cartons et des plastiques*. S.I. CGDD. SEEIDD.
- RETTENMAIER, N., KÖPPEN, Suzanne, GÄRTNER, S. et REINHARDT, G., 2008. *Screening life cycle assessment of Hydrotreated Jatropha Oil*. S.I. Institute for Energy and Environmental Research Heidelberg.
- R. H. HAMMERLE, J. W. SHILLER et M. J. SCHWARZ, 1988. *Global Warming*. S.I. Ford Motor Company.
- SEARCHINGER, Timothy, HEIMLICH, Ralph, HOUGHTON, R. A., DONG, Fengxia, ELOBEID, Amani, FABIOSA, Jacinto, TOKGOZ, Simla, HAYES, Dermot et YU, Tun-Hsiang, 2008. Use of U.S. Croplands for

Biofuels Increases Greenhouse Gases Through Emissions from Land-Use Change. In : *Science*. 29 février 2008. Vol. 319, n° 5867, p. 1238-1240. DOI 10.1126/science.1151861.

SHAPOURI, H., 2010. *2008 Energy Balance for the Corn-Ethanol Industry*. S.l. : DIANE Publishing. ISBN 9781437940213.

SYNCOM et ESU-SERVICES, 2008. Del.: D 5.2.10 : *Renewable fuels for advanced powetrains*. S.l. Renew project.

UFIP, 2012. Union Français des Industries Pétrolières. In : [en ligne]. 2012. Disponible à l'adresse : <http://www.ufip.fr/>.

UFIP ET CPDP, 2011. *Répartition de la consommation de carburants - France* [en ligne]. 2011. S.l. : s.n. Disponible à l'adresse : www.ufip.fr/?rubrique=1&ss_rubrique=317&inner=348&ss_iner=497&id=d_43#.

U.S. EPA, 2010. *Renewable Fuel Standard Program (RFS2) Regulatory Impact Analysis*. S.l. : US Environmental Protection Agency Washington, DC.

WANG, Michael, HUO, Hong et ARORA, Salil, 2011. Methods of dealing with co-products of biofuels in life-cycle analysis and consequent results within the U.S. context. In : *Energy Policy*. octobre 2011. Vol. 39, n° 10, p. 5726-5736. DOI 10.1016/j.enpol.2010.03.052.

Chapitre 5 : Développement de la chimie biosourcée – Quel impact sur le secteur des bioénergies ?

Sommaire

SOMMAIRE	180
INTRODUCTION	181
1. PRESENTATION DU SECTEUR DE LA CHIMIE BIOSOURCEE	182
2. REVUE DES ETUDES PORTANT SUR L'AVENIR DE LA CHIMIE BIOSOURCEE	184
3. IMPLEMENTATION DANS LE MODELE BIOENERGIES – METHODOLOGIE	186
3.1 LES SEPT INTERMEDIAIRES CHIMIQUES RETENUS	186
3.1.1 Modélisation des procédés de production des intermédiaires chimiques	186
3.1.1.1 Production de méthanol par gazéification	187
3.1.1.2 Production d'éthylène	187
3.1.1.3 Production de propylène	188
3.1.1.4 Production du butadiène	188
3.1.1.5 Production des aromatiques (benzène, toluène et xylène)	189
3.2 SCENARIOS DE DEMANDE	190
3.3 STRATEGIE POUR EVALUER L'IMPACT DE L'ESSOR DE LA CHIMIE BIOSOURCEE	191
4. IMPACT DE L'ESSOR DE LA CHIMIE BIOSOURCEE SUR LA PRODUCTION DE BIOENERGIES	192
CONCLUSIONS	194
BIBLIOGRAPHIE	195

Introduction

Après avoir évalué le développement possible des bioénergies selon différents scénarios de disponibilité, d'objectifs de consommation, de déploiement technologique, et de contexte réglementaire, nous nous intéressons à la question de la concurrence des usages futurs. En particulier, comment seraient modifiés les résultats que nous avons obtenus précédemment si d'autres secteurs, qui n'ont pas été pris en compte jusqu'à maintenant, venaient concurrencer l'approvisionnement en biomasse. En effet, le calcul des disponibilités potentielles pour l'énergie, présenté au chapitre 2, prend en compte les secteurs existants. Par exemple, pour les produits de la forêt, le volume de bois énergie est obtenu après réfaction des volumes de bois d'œuvre et de bois industrie. Mais, à l'horizon de cet exercice prospectif, il est fort probable que la donne change et que de nouveaux secteurs captent une partie de la ressource.

Le secteur de la chimie biosourcée est particulièrement prometteur, avec l'essor des biotechnologies et les exigences de durabilité et de respect de l'environnement de la part du consommateur. C'est un secteur dans lequel Avril est positionné depuis de nombreuses années du fait de la nature même de ses activités et est leader européen de l'oléochimie depuis l'intégration d'Oléon en 2008.

Ce chapitre est consacré à l'évaluation de l'impact sur le secteur des bioénergies de l'essor de la chimie biosourcée. Nous présenterons ce secteur et les études majeures qui traitent de la question de son développement futur. Nous décrirons ensuite son implémentation dans le modèle Bioénergies France, décrit au chapitre 2, en précisant la méthodologie retenue. Nous verrons enfin comment le développement de la chimie biosourcée influe sur le potentiel de production française de bioénergies selon plusieurs scénarios contrastés, et comment le mix technologique serait en conséquence modifié.

1. Présentation du secteur de la chimie biosourcée

D'un point de vue général, la **chimie biosourcée** est une branche de la chimie où les composés sont issus partiellement ou totalement de la biomasse. Le terme de **chimie verte** est quant à lui associé à douze principes liés à un plus grand respect de l'environnement : optimisation des procédés, réduction des impacts environnementaux, réduction et valorisation des déchets, substitution de matière d'origine fossile par des matières premières d'origine minérale, etc. Enfin, la **chimie du végétal** est une branche prépondérante de la chimie biosourcée. Les deux termes ne sont pas strictement équivalents car la chimie biosourcée englobe aussi la valorisation des graisses et effluents animaux, des champignons, etc.

La définition exacte du « produit biosourcé » fait encore l'objet de discussions, il existe une prénorme au niveau européen : CEN/BT/WG 209. Pour l'ADEME, un produit biosourcé est un « produit non alimentaire, partiellement ou totalement issu de la biomasse. Les produits biosourcés incluent les produits à haute valeur tels que ceux issus de la chimie fine (pharmaceutiques, parfums, additifs alimentaires, etc...), ainsi que les produits de spécialité (lubrifiants, détergents, etc...), ou encore les produits de commodité (polymères, intermédiaires chimiques, etc...). Le concept exclut les produits biosourcés traditionnels, tels que ceux qui proviennent « de la pulpe et du papier, du bois et de la biomasse, utilisée comme source d'énergie » (ADEME, 2011).

Il existe de plus des méthodes standard pour évaluer les produits biosourcés :

- ISO/CD 16620 : Plastique - Détermination de la teneur en matériaux biosourcés ;
- ASTM D6852 : Guide pour la détermination du contenu biosourcé, de la consommation de ressources, et du profil environnemental des matériaux et des produits ;
- ASTM D6866 : Méthode test standard pour déterminer le contenu biosourcé [...] basé sur une analyse radiocarbone.

Encadré 5.1 : les différents produits de la chimie

On distingue généralement 4 grandes catégories de produits chimiques, selon leurs secteurs d'application :

- Les produits de la chimie de base, aussi appelée chimie lourde ou de commodités ;
- Les produits de spécialité ;
- Les produits de la chimie fine ;
- Les produits pharmaceutiques.

Il existe un petit nombre de produits clés de la chimie de base, ou intermédiaires réactionnels ou « building blocks » qui représentent la plus grande part de la production. Le top 7 est constitué :

- d'alcools « légers » : méthanol ;
- d'alcènes (monomères de base) : l'éthylène, propylène, 1,3-butadiène ;
- d'aromatiques : benzène, toluène et xylène.

Dans sa feuille de route sur la Chimie du végétal, l'ADEME donne un aperçu de ce secteur, présenté sur la figure 5.1. Il existe une multitude de voies pour produire une grande diversité de produits chimiques à partir des mêmes ressources biomasse susceptibles d'être valorisées énergétiquement.

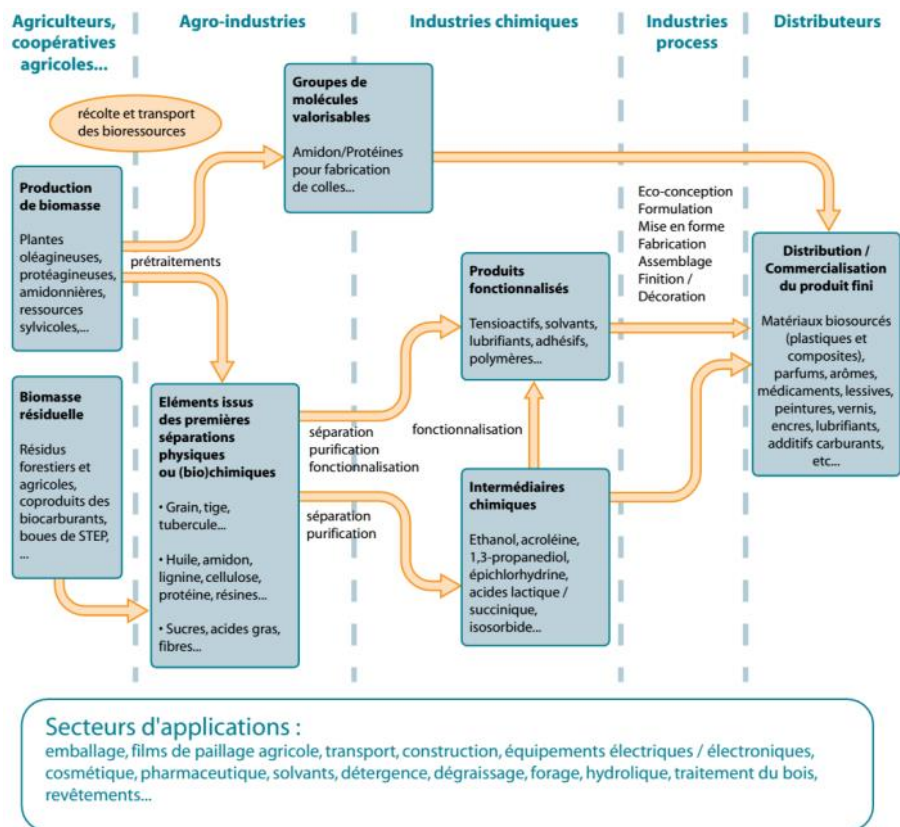


Figure 5.1 : Représentation du secteur de la chimie du végétal (ADEME, 2011)

À l'heure actuelle, au niveau mondial, la part de la chimie biosourcée s'établit autour de 15 % (environ 50 millions de tonnes) d'après le cabinet de consultants en bioéconomie NNFC (de Jong et al., 2012). D'après le World Economic Forum, le marché de la chimie biosourcée représenterait 10 à 15 milliards de dollars. À titre de comparaison, la production mondiale de produits chimiques, hors engrais, et de polymères s'établit autour de 330 millions de tonnes. Ils sont issus à 60 % de ressources fossiles. 9 % de la consommation de charbon, pétrole et gaz est consacré à des applications non énergétiques (A.T. Kearney, 2012). De plus, la chimie biosourcée est un secteur qui est appelé à se développer fortement, en France et en Europe. Tout comme les bioénergies, elle permet d'économiser les ressources fossiles, de participer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, de réduire l'empreinte sur l'environnement et de créer des emplois locaux et non délocalisables. Les industries chimiques sont d'ailleurs soumises à quotas d'émissions dans le cadre du système d'échange européen (SEQUE). Elles doivent de plus respecter le cadre réglementaire européen REACH (*Registration, Evaluation, Autorisation and Restriction of Chemical*) dont le but est d'améliorer la protection de la santé et de l'environnement. Les acteurs du secteur ont estimé possible une réduction de 25 % des émissions par rapport à 2005. En France, dans le cadre du Grenelle de l'Environnement, l'industrie chimique française s'est engagée à une utilisation de 15 % de matières premières d'origine végétale d'ici 2017 (ACDV, 2012).

Plusieurs études se sont penchées sur le développement de la chimie biosourcée. Nous les passerons en revue avant d'expliquer la méthodologie retenue pour l'implémentation dans le modèle bioénergie.

2. Revue des études portant sur l'avenir de la chimie biosourcée

Quelques études majeures de la dernière décennie seront présentées dans ce paragraphe. Elles ont servi de référence pour la modélisation du secteur dans le modèle bioénergie français.

Tout d'abord, ce secteur a fait l'objet d'une étude de l'Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) du Département de l'Énergie américain, publiée en deux temps en 2004 et en 2007. Le premier volume identifie douze intermédiaires chimiques susceptibles d'être produits à partir de sucres et de gaz de synthèse par des transformations chimiques ou biochimiques. Les procédés de production des briques intermédiaires à partir de biomasse (phase primaire) et leur transformation ultérieure en composés d'intérêt (phase secondaire) sont évalués. Il apparaît que les procédés biochimiques prédominent pour les transformations primaires alors que les procédés chimiques prédominent pour la seconde phase. Le second volume est focalisé sur les voies de valorisation de la lignine, co-produit fatal des bioraffineries traitant de la biomasse lignocellulosique. Trois opportunités sont mises en avant : à court terme, une valorisation chaleur, combustible ou syngas ; à moyen terme, une valorisation en macromolécules ; à long terme, une valorisation en composés aromatiques et divers monomères (Werpy et al., 2004 ; Holladay et al., 2007).

En parallèle, le *BREW project* dont le rapport est paru en 2006 est un projet de recensement et d'évaluation des produits chimiques dont au moins un procédé dans la chaîne de production fait appel à des biotechnologies blanches (i.e. utilisation de microorganismes pour produire des composés d'intérêt). Il a été supervisé par la DG Recherche de la Commission Européenne. BP Chemicals, DSM, DuPont, Novozymes, Roquette et Shell ont été partenaires de ce projet.

Dans le *BREW project*, les produits chimiques susceptibles d'être produits par des microorganismes sont dans un premier temps classés et 21 d'entre eux sont retenus. Puis les performances économiques et environnementales de ces procédés sont étudiées. Le bilan environnemental (consommation d'énergie non renouvelable, émissions de gaz à effet de serre) des produits étudiés rend pertinente leur production mais leurs performances économiques sont bien en deçà de leurs homologues fossiles. Il faut néanmoins noter que les hypothèses de prix du baril et du gaz sont extrêmement faibles (trois fois moindres que les prix constatés en 2012).

Des scénarios prospectifs visant à évaluer le développement de ces produits biosourcés sont ensuite décrits. Selon les hypothèses sur les prix du pétrole brut, du sucre et de la biomasse lignocellulosique, et de la croissance de la demande en produits chimiques, les produits biosourcés pourraient permettre d'économiser entre 7 % et 67 % de la consommation d'énergie non renouvelable par rapport à un scénario sans biotechnologie blanche. L'emprise sur les terres agricoles européennes pourrait varier entre 1,0 et 38,1 million d'hectares selon les scénarios (soit entre 1 % et 35 % des terres arables de l'U.E.¹⁵). Elle pourrait être divisée par deux si la lignocellulose était valorisée.

Enfin, les risques inhérents aux nouveaux produits chimiques et leurs procédés, ainsi que ceux liés à la manipulation d'organismes génétiquement modifiés, sont décrits. La perception du public et des acteurs fait aussi l'objet d'une évaluation, elle est globalement positive et ne semble pas être un problème majeur.

¹⁵ En 2012, les terres arables de l'UE-28 couvraient environ 108 Mha (FAOSTAT, 2014)

Ces études sont largement reprises dans les documents de synthèse de l'*IEA Bioenergy Task 42* (de Jong et al., 2012).

En France, l'étude PIPAME (Pôle Interministériel de Prospective et d'Anticipation des Mutations Économiques) propose une réflexion sur la chimie durable. La comptabilité des flux de carbone par secteur permet de quantifier les besoins de la chimie et la part de carbone renouvelable qui pourrait être utilisé (A.T. Kearney, 2012). Une des trois parties de l'étude est consacrée exclusivement à la chimie du végétal et s'appuie notamment sur le *BREW project*. La figure 5.2 présente la juxtaposition de la disponibilité de carbone utilisable à partir de la biomasse avec les besoins de la chimie et du transport pour les années 2007 et 2030. Il apparaît que les ressources renouvelables pourraient couvrir une part importante des besoins en carbone pour la chimie. Cette part est plus faible, 10 % en 2007 et de 20 % à 40 % en 2030 lorsque l'on ajoute les besoins pour le transport. Cette approche comptabilité carbone a été une des bases de la méthodologie retenue pour prendre en compte l'impact de l'essor de la chimie biosourcée sur le développement des bioénergies.

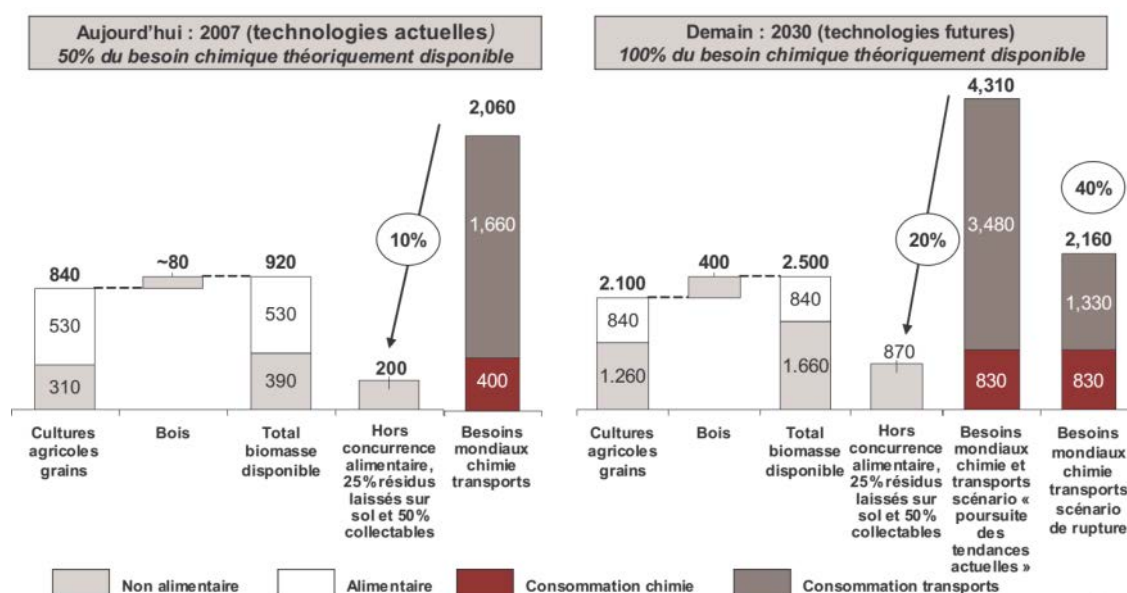


Figure 5.2 : Comparaison entre le carbone disponible ex-biomasse (3 histogrammes de gauche) et la consommation des industries chimiques et du transport au niveau mondial, en 2007 et en 2030 (A.T. Kearney, 2012)

Enfin, une étude commanditée par l'ADEME fait un état des lieux très complet sur le développement des bioraffineries, qui permettent de produire des commodités biosourcées. Pour les filières agricoles et forestières françaises (e.g. de l'amidon, du sucre, des huiles végétales et de la biomasse lignocellulosique), les variétés cultivées, la composition des récoltes, les principaux pays producteurs, leur organisation, les principaux produits et les forces, faiblesses et perspectives sont évalués. Cette étude structure le débat en terme de filière et donne une bonne vision du panel de produits biosourcés susceptibles d'être produits en France à l'aide d'une analyse SWOT détaillée du secteur (De Cherisey, 2010).

D'un point de vue réglementaire, en Amérique du Nord, l'*Environment Preferable Purchasing* (EPP) ou *green purchasing* alloue des subventions pour compenser la différence de prix entre produits conventionnels et biosourcés. En Europe, le *green public procurement* (GPP) n'est encore qu'un dispositif de bonne conduite à caractère informatif. L'Association Chimie du Végétal souhaiterait calquer son fonctionnement sur le modèle nord-américain (ACDV, 2012).

3. Implémentation dans le modèle bioénergies – Méthodologie

Pour modéliser le secteur de la chimie du végétal, plutôt que de décrire les très nombreux procédés permettant de produire les très nombreux produits chimiques biosourcés prometteurs dont la liste est disponible à l'annexe 5.1, nous nous sommes focalisés sur les sept intermédiaires réactionnels majeurs : méthanol, l'éthylène, le propylène, le 1,3-butadiène, le benzène, le toluène et le xylène. Ils sont les briques élémentaires de la chimie moderne et sont à la base d'un très grand nombre de plastiques, matériaux, lubrifiants, etc. Après avoir présenté succinctement chacun de ces composés, nous décrivons leurs procédés de production à partir de la biomasse (sucres, lignocellulose ou éthanol). Enfin, nous nous focaliserons sur les scénarios de demande pour ces produits biosourcés.

3.1 Les sept intermédiaires chimiques retenus

Ce sont les produits clés de la chimie de base. Ces 7 *building blocks* sont actuellement produits à partir de pétrole et de gaz naturel. Le méthanol est produit par « méthanolation » du gaz de synthèse issu du gaz naturel. L'éthylène, le propylène et le 1,3-butadiène ainsi que les composés aromatiques (benzène, toluène et xylène) sont obtenus par vapocraquage de la coupe naphta. L'éthylène peut aussi être obtenu à partir de gaz naturel. Les niveaux de production sont ensuite présentés.

	Production mondiale (2010)	Production européenne (2010)	Production Française (2012)
Méthanol	49,1 Mt	2,7 Mt	1,0 Mt
Ethylène	123,3 Mt	20,3 Mt	2,3 Mt
Propylène	74,9 Mt	15,2 Mt	1,9 Mt
1,3-butadiène	10,2 Mt	2,1 Mt	0,46 Mt
Benzène	40,2 Mt	7,7 Mt	0,78 Mt
Toluène	19,8 Mt	1,8 Mt	0,13 Mt
Xylène	42,5 Mt	2,3 Mt	0,18 Mt

n.d. = non disponibles

Tableau 5.1 : Productions mondiale, européenne et française des sept intermédiaires chimiques retenus (Massey et al., 2013 ; Petrochemicals Europe, 2013 ; Société chimique de France, 2014)

Le principal débouché du méthanol est le méthanal (ou formol), qui permet de produire des polymères et d'autres produits chimiques. L'éthylène sert majoritairement à la production de polyéthylène, de dichloroéthylène et d'oxyde d'éthylène. La plupart du propylène est transformé en polypropylène et en oxyde de propylène. Le 1,3-butadiène permet la production d'élastomères : polybutadiène, styrène butadiène, nitrile butadiène et acrylonitrile, butadiène styrène (ABS). Le benzène peut être utilisé comme solvant mais sert majoritairement à la production d'éthylbenzène (précurseur du styrène), le cumène (précurseur de l'acétone) et le cyclohexane. Le toluène est utilisé comme solvant d'extraction, pour la fabrication d'adhésifs, de colles, de peinture, vernis, laques, cires et encres. Le xylène est un précurseur de l'acide téréphtalique, utilisé pour la production de polymères téréphtalates¹⁶, et sert comme nettoyant, dans la peinture et les vernis.

3.1.1 Modélisation des procédés de production des intermédiaires chimiques

Six procédés de production sont modélisés. Ils permettent de produire par voie biosourcée les sept *building blocks* mentionnés. Nous avons fait le choix de ne pas renseigner les coûts des procédés car

¹⁶ L'exemple le plus connu est le PET qui est le composant principal des bouteilles d'eau en plastique

d'une part ils ne sont pas disponibles dans la littérature, et d'autre part la méthodologie, qui consiste à produire en priorité les composés chimiques les rend non indispensables. Ils l'auraient été si nous avons cherché à analyser la compétition entre les technologies de chimie biosourcée.

Production de méthanol par gazéification

Le verrou de ce procédé est la production de gaz de synthèse à partir de la biomasse, la réaction catalytique de méthanolation, i.e. production de méthanol à partir de syngas, est quant à elle bien maîtrisée, puisqu'elle sert pour la production industrielle de méthanol à partir de syngas ex-ressources fossiles.

Le rendement massique du procédé est calculé à partir des équations bilans des deux étapes. Nous avons considéré que la biomasse a une composition en carbone, hydrogène et oxygène de $\text{CH}_{1.41}\text{O}_{0.64}$ (Brown, Stevens, 2011, p. 26). De plus, nous avons considéré un rendement massique de l'étape de gazéification de 45 % (Hamelinck, Faaij, 2002) et 95 % pour l'étape de méthanolation (Brown, Stevens, 2011, p. 104).

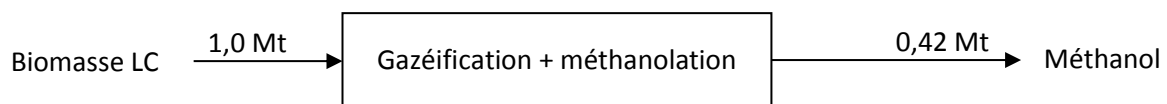


Figure 5.3 : Modélisation du procédé de production de méthanol

Production d'éthylène

L'éthylène peut être produit par déshydratation catalytique de l'éthanol, dont les procédés biosourcés sont déjà modélisés pour la production de biocarburants. La figure 5.4 donne un aperçu du procédé de production. La réaction endothermique nécessite un apport de chaleur et se déroule au-dessus de 300 °C à une pression entre 1 et 2 bars dans un réacteur à lit fixe ou dans un réacteur à lit fluidisé selon la capacité souhaitée. Il s'agit d'une réaction à catalyse acide et plusieurs types de catalyseurs ont été développés : acide phosphorique, oxydes, zéolites (e.g. ZSM-5) et hétéropolyacides (structure avec un atome central acide comme P, Si, Ge, Fe ou Co avec comme ligand des atomes comme Mo, W, V ou Nb liés par des atomes d'oxygène. La chaîne de procédé aval permet de purifier et de conditionner l'éthylène. (Zhang, Yu, 2013)

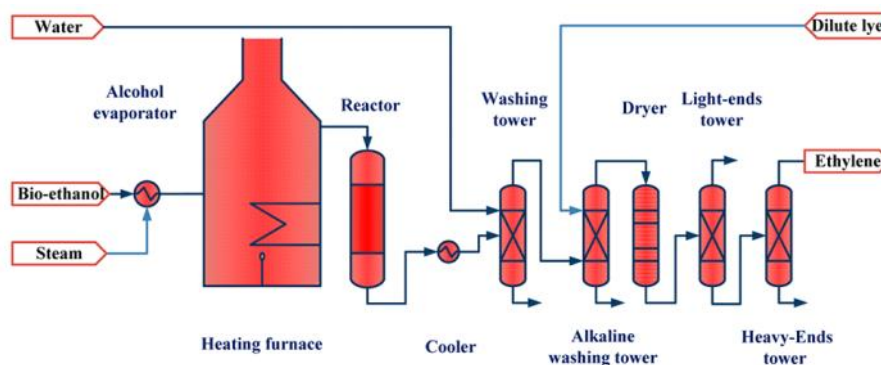


Figure 5.4 : Schéma simplifié du procédé de production d'éthylène à partir d'éthanol (Zhang, Yu, 2013)

Le rendement massique est calculé à partir des masses molaires de l'éthanol (46 g.mol^{-1}) et de l'éthylène (28 g.mol^{-1}) avec une sélectivité du procédé de 97 % (Zhang, Yu, 2013). Ces hypothèses sont cohérentes avec l'étude de (Hong et al., 2014).

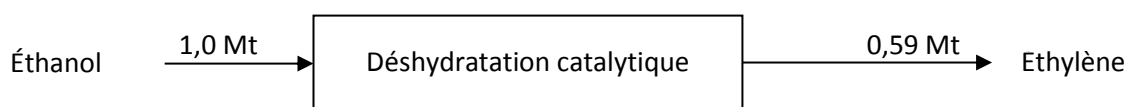


Figure 5.5 : Modélisation du procédé de production d'éthylène

Des acteurs industriels se sont positionnés sur la production d'éthylène à partir d'éthanol. C'est le cas de la compagnie de pétrochimie brésilienne Braskem, et d'une joint-venture entre l'américain Dow et du keiretsu Mitsui. Cependant, les projets de construction ont été retardés du fait principalement de la baisse des prix du gaz naturel aux États-Unis et de la hausse du prix de l'éthanol. Dans le domaine de la R&D, BP, Intratec et l'Université chinoise de Tianjin ont récemment publié des travaux sur ces procédés de conversion.

Production de propylène

Le propylène peut être produit à partir d'éthanol par une chaîne de trois réactions : une déshydratation catalytique identique à celle présentée ci-dessus pour former de l'éthylène. Cet éthylène doit ensuite être dimérisé et subir une métathèse. Pour calculer le rendement massique, nous considérons que les étapes de dimérisation et de métathèse ont chacune une sélectivité de 97 %. C'est une estimation haute du rendement massique car ces niveaux de sélectivité n'ont pas encore été atteints à l'échelle pilote (Song et al., 2009, 2010).

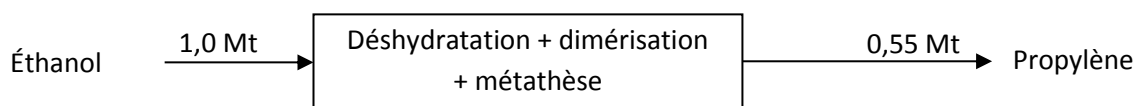


Figure 5.6 : Modélisation du procédé de production de propylène

Braskem a annoncé l'ouverture d'une unité de capacité de production de 30 kt/an de propylène. Comme pour l'éthylène, le gaz naturel bon marché et le prix relativement haut de l'éthanol a différé son déploiement.

Plusieurs autres voies sont envisagées par les industriels et n'ont pas été modélisées par manque de données accessibles et fiables :

- Déshydratation catalytique de l'isopropanol, qui est produit par fermentation de sucres C_5 et C_6 par des microorganismes ;
- Craquage catalytique des huiles végétales ;
- Déshydrogénation des acides gras hydrotraités ;
- Conversion du méthanol à l'aide du procédé Exxon « *Methanol to Olefin* ».

Production de butadiène

Le butadiène peut être produit par déshydratation catalytique de 1,4-butanediol (BDO) ou d'alcool crotyle, qui peut être lui-même produit par fermentation de sucres simples (Burk et al., 2011). Pour estimer le rendement de conversion, nous considérons un rendement massique de 1,4-butandiol de

51 % (Bibolet et al., 2011). La sélectivité de l'étape de déshydratation est prise égale à 97 %, comme pour la voie de production d'éthylène. Le rendement obtenu est bien inférieur au modèle théorique prédit par (Yim et al., 2011) de $0,37 \text{ g.g}^{-1}$.

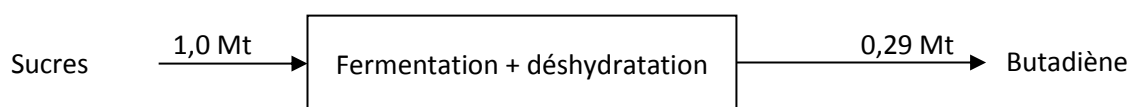


Figure 5.7 : Modélisation du procédé de production de 1,3-butadiène

La société de biotechnologie californienne Genomatica a développé un procédé de production de 1,4-butanediol et a vendu des licences à DuPont, BASF et Novamont. Cependant, la production de butadiène n'est pas déployée à l'échelle industrielle. Global Bioenergies et Synthos ont aussi développé un procédé de fermentation directe du sucre en butadiène.

Production d'aromatiques (benzène, toluène et xylène)

Deux procédés ont été modélisés pour la production d'aromatiques. Le premier est un procédé de reformage en phase aqueuse : la biomasse est d'abord prétraitée et fractionnée de façon à isoler la lignine du reste des constituants par éclatement à la vapeur. La lignine est brûlée et fournit la chaleur au procédé. Les autres composés subissent un hydrotraitement (hydrogénation/hydrogénolyse) puis sont reformés en phase aqueuse. L'hydrogène produit lors de cette étape sert à alimenter les étapes d'hydrotraitement, d'hydrodéoxygénation et de déshydratation.

Très peu d'informations sont disponibles sur les rendements de ce procédé. Nous avons donc fait l'hypothèse d'un rendement massique de l'étape de pyrolyse de 70 % puis avons estimé un rendement molaire de 15 %. Le rendement massique total varie alors entre 19,3 % et 32,2 %. Nous avons retenu la fourchette basse.

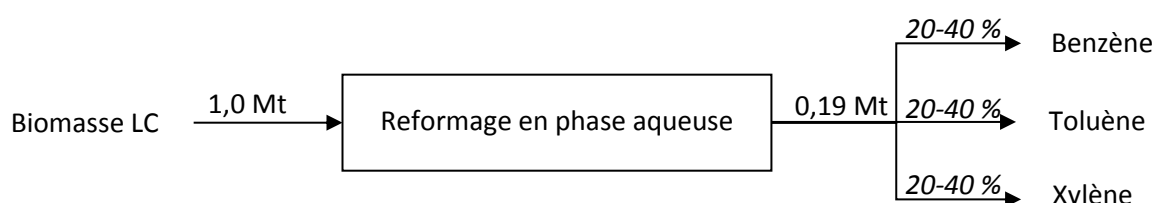


Figure 5.8 : Modélisation du procédé de production des composés aromatiques

Deux start-ups développent ce type de procédés : Virent en Californie et Anellotech, start-up issue du laboratoire de George W. Huber (Université Wisconsin-Madison).

Une autre voie de production du xylène est une chaîne de réaction à partir de l'isobutanol produit par fermentation de sucres simples, illustrée sur la figure 5.9.

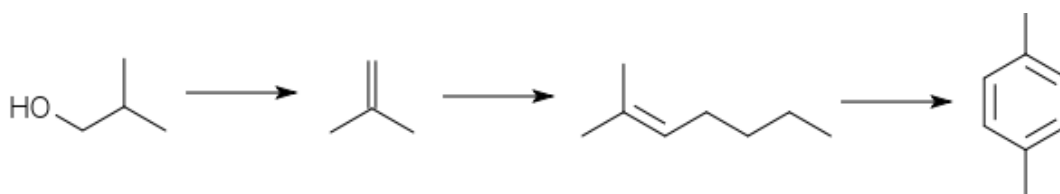


Figure 5.9 : Mécanisme simplifié de production de p-xylène

Le rendement massique a été estimé en considérant un rendement massique de fermentation de 38,5 % (Lund, 2013) et en considérant des rendements chimiques de 99 % pour chacune des étapes suivantes. Cela correspond à une sélectivité totale de 45 %, cohérente avec le brevet Gevo (Peters et al., 2012).

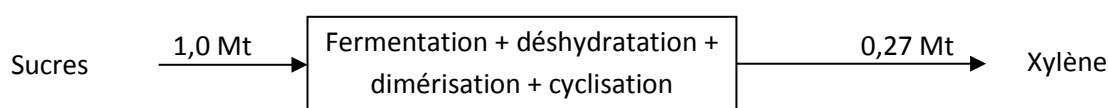


Figure 5.10 : Modélisation du procédé de production de p-xylène

Gevo, entreprise américaine produit de l'isobutanol et du paraxylène selon ce procédé. Sa stratégie est de rénover des usines de production d'éthanol conventionnel. Elle fournit du p-xylène à Toray, entreprise japonaise qui fabrique des plastiques et des fibres, ainsi qu'à Coca-Cola qui s'en sert pour produire du polyéthylène téréphtalate qui compose ses bouteilles en plastique.

3.2 Scénarios de demande

La méthodologie que nous avons retenue nécessite la création de scénarios de demande pour les 7 *building blocks* puis d'hypothèses sur l'évolution des parts de marché des composés biosourcés. Nous avons dans un premier temps estimé l'évolution de la production française des intermédiaires chimiques en retenant deux taux de croissance : un de 0,5 % représentant un faible développement du secteur en France et un second de 2 % correspondant à une forte augmentation de la production française.

À titre de comparaison, l'Union des Industries Chimiques prévoit une croissance de 1 % par an de la consommation de produits chimiques en Europe à l'horizon 2030 tirée par les produits de consommation mais une baisse dans les activités amont en particulier la production en chimie organique et des grands polymères (UIC et al., 2013). Il est vraisemblable que ce taux soit plus faible en France. Le scénario 0,5 % semble donc le plus plausible et le scénario 2 % est un scénario exploratoire qui fournira une estimation haute du développement de la chimie biosourcée. Les projections des productions françaises sont représentées sur la figure 5.11.

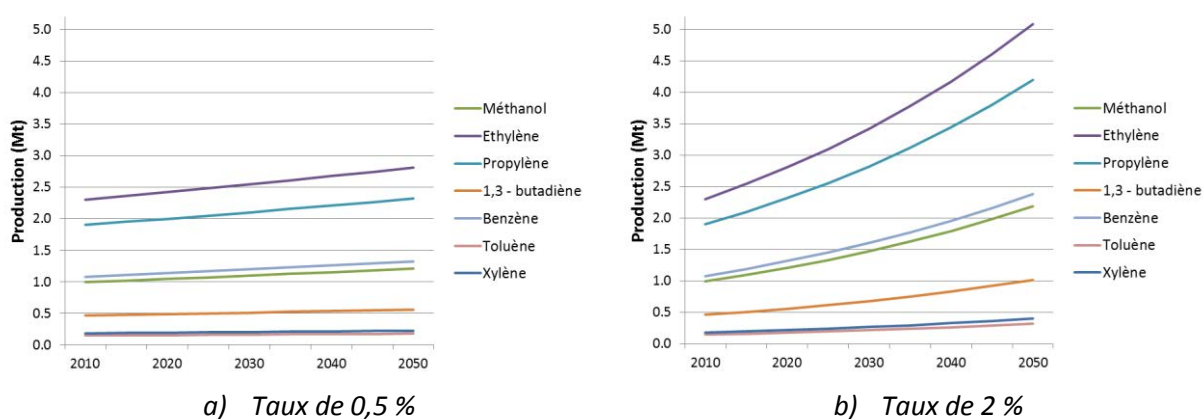
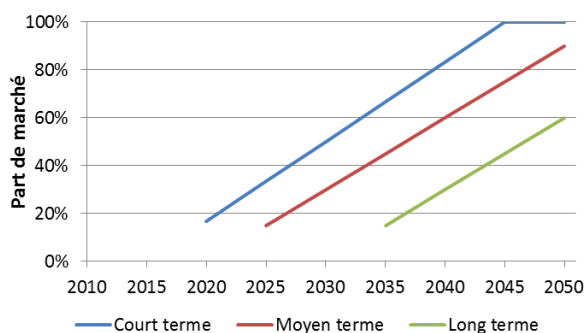


Figure 5.11 : Évolution de la production française des intermédiaires chimiques par scénario

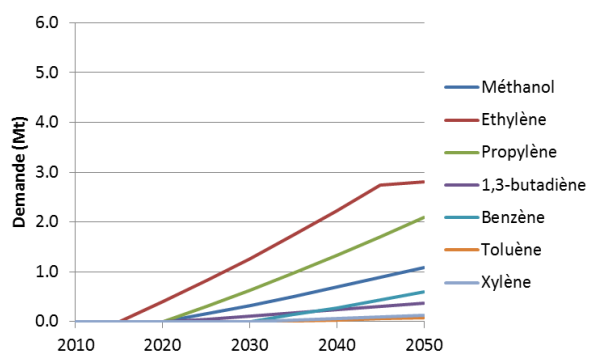
Pour établir les scénarios de production de produits biosourcés, il est ensuite nécessaire d'estimer leurs parts de marché dans la production totale. Nous avons considéré trois niveaux de maturité, i.e. court, moyen et long terme, basés sur le développement des technologies à l'heure actuelle. La répartition des composés par niveaux de maturité et l'évolution des parts de marché sont présentés figure 5.12.



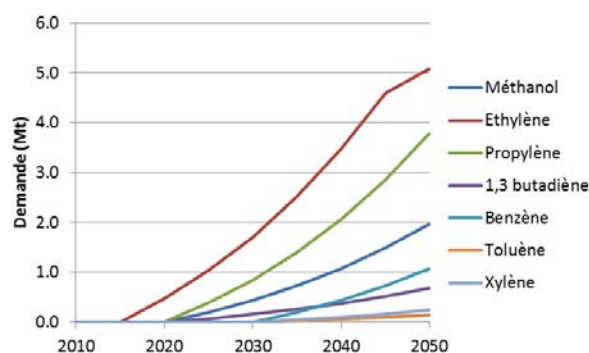
Composé	Maturité
Méthanol	Moyen terme
Ethylène	Court terme
Propylène	Moyen terme
1,3-butadiène	Moyen terme
Benzène	Long terme
Toluène	Long terme
Xylène	Moyen terme

Figure 5.12 : Évolution des parts de marché des produits biosourcés et hypothèses sur leur développement

Enfin, les productions en produits biosourcés, qui correspondront à des demandes pour le modèle sont calculées en multipliant la part de marché par la production totale de chacun des composés. Les graphes sur la figure 5.13 donnent l'évolution en intermédiaires biosourcés.



a) Taux de 0,5 %



b) Taux de 2 %

Figure 5.13 : Évolution des demandes en produits biosourcés pour les deux scénarios

D'après nos scénarios, 5 % de la production des grands intermédiaires chimiques sera biosourcée en 2020. Elle est en phase avec les estimations de l'UIC, qui prévoit un approvisionnement de 10 à 15 % issu de biosourcing en 2020 (Joëlle DELAIR et al., 2008). Cette part croîtra à 30 % en 2030 et à 83 % en 2050. À notre connaissance, il n'existe pas d'étude prospective qui fournit des estimations chiffrées du biosourcing en France aux horizons 2030 et 2050 afin de comparer nos projections après 2020.

3.3 Stratégie pour évaluer l'impact de l'essor de la chimie biosourcée

Une fois que les procédés et les scénarios de demandes en produits biosourcés sont implémentés, la méthodologie pour évaluer l'impact de l'essor de la chimie biosourcée sur les bioénergies est la suivante : on impose au modèle de produire prioritairement les produits biosourcée en considérant une demande inélastique. En effet, d'après la hiérarchisation de la biomasse prônée dans le rapport de la mission interministérielle sur les voies de valorisation de la biomasse non-alimentaire (Sylvie ALEXANDRE et al., 2012), la chimie verte est prioritaire devant les usages énergétiques de la biomasse.

Le niveau de demandes en bioénergies est ensuite progressivement incrémenté jusqu'à ce que les ressources ne soient plus suffisantes pour répondre à la fois aux demandes de la chimie biosourcée et des bioénergies.

4. Impact de l'essor de la chimie biosourcée sur la production de bioénergies

Les principales hypothèses sous-jacentes à la réalisation du scénario sont les suivantes :

- Scénarios **tendanciels** de disponibilités des ressources agricoles et forestières ;
- Pas d'importations de commodités, afin de ne considérer que les ressources métropolitaines potentiellement disponibles ;
- Les coûts des procédés de production de biocarburants avancés sont divisés par deux en 30 ans pour rendre compte des courbes d'apprentissage de ces technologies non encore matures.

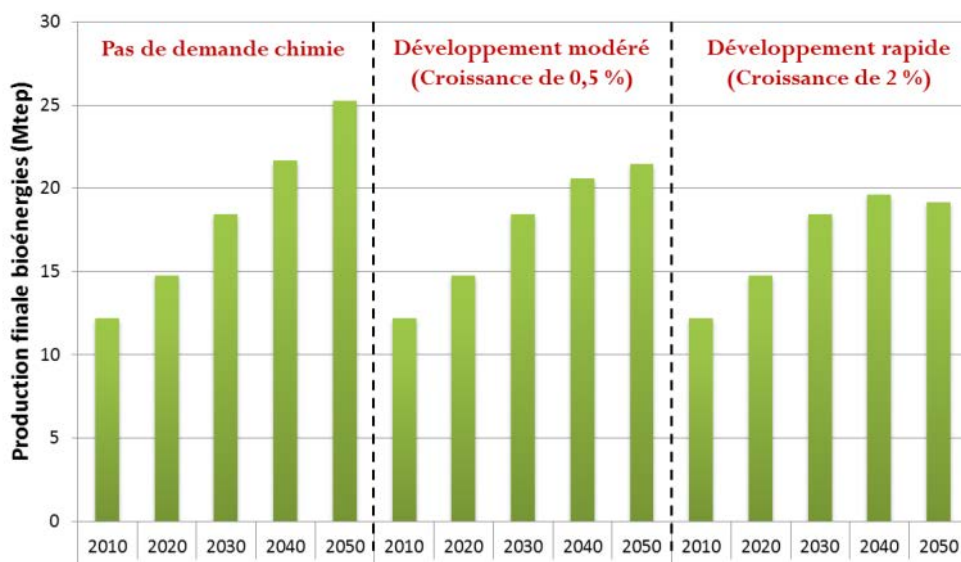


Figure 5.14 : Évolution de la production totale de bioénergie en fonction de l'essor de la chimie biosourcée

En 2050, dans le cas d'un scénario où le taux de croissance de la production des grands intermédiaires chimiques est de 0,5 %, sous le jeu d'hypothèses de gain de part de marché des produits biosourcés présentés au paragraphe 3.2, la production finale de bioénergie serait diminuée de 14 %. Si le taux de croissance est de 2 %, la compétition sur les ressources entraînerait une diminution de 24 %.

Les procédés mis en jeu sont aussi modifiés : la production accrue d'éthanol pour répondre aux demandes en éthylène et propylène implique le recours à la gazéification de biomasse lignocellulosique car les disponibilités en betterave sucrière ne sont pas suffisantes. La diminution de la demande en biocarburants entraîne une disponibilité accrue d'huile de colza, qui est valorisée en biocarburacteur par hydrotraitement. Enfin, pour la production de chaleur et d'électricité, la forte demande en produits chimiques biosourcés entraîne un recours accru au cycle combiné à gazéification intégrée de la biomasse au détriment de la technologie lit fluidisé circulant et turbine à condensation. La meilleure efficacité globale de la première permet de mieux valoriser la quantité plus faible de biomasse lignocellulosique.

Pour compléter cette étude prospective et être en cohérence avec le chapitre 4, on se pose maintenant la question de l'influence de l'essor de la chimie du végétal dans le cas où le contexte réglementaire des biocarburants serait celui retenu par le parlement européen : c'est-à-dire avec mise en place d'un plafond d'incorporation pour les biocarburants de première génération de 7 %_{PCI} et avec mise en place du comptage double et quadruple en fonction de la nature de la biomasse pour les biocarburants avancés.

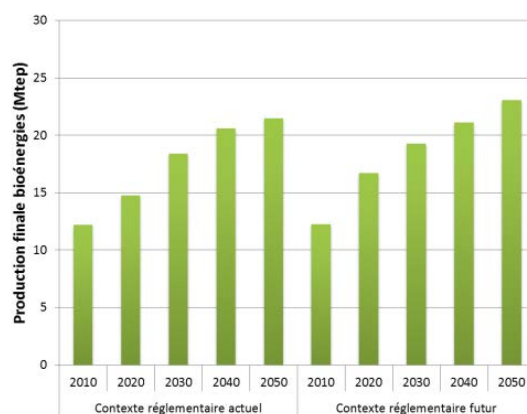


Figure 5.15 : Évolution des productions de bioénergie selon le contexte réglementaire pour le scénario de développement modéré de la demande en produits biosourcés

La figure 5.15 présente les évolutions de la production finale de bioénergie en fonction des deux contextes réglementaires retenus : *actuel* et *futur* pour un taux de croissance de la production française des produits chimiques de 0,5 %. On constate que le changement de contexte réglementaire permet une plus grande production de bioénergies, de l'ordre de 13 % en 2020, puis de 5 % et de 7 % en 2050.

En 2020, cette différence est essentiellement due à la comptabilité distincte des biocarburants avancés. Dans le scénario *contexte réglementaire futur*, la quantité de biocarburants effectivement produite est moindre, ce qui permet au final de produire plus d'énergie avec les mêmes ressources. Après 2020, où le comptage multiple n'est plus implémenté, la différence est due à la structure des consommations en bioénergie. La production de biocarburants est réduite au profit de la production de biochaleur, comme le montre la figure 5.16, du fait du plafond d'incorporation de biocarburants 1G. Or l'efficacité énergétique de la production de biochaleur est nettement supérieure à celle de production de biocarburants, notamment ceux de deuxième génération.

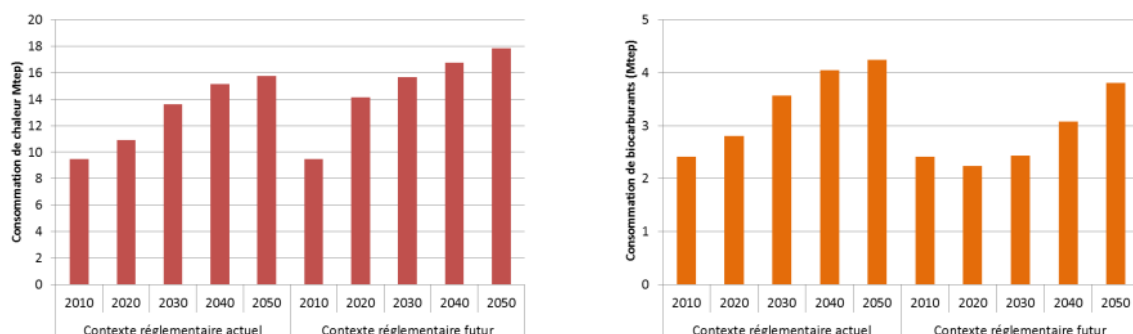


Figure 5.16 : Consommation de biochaleur (à gauche) et de biocarburants (à droite) pour les scénarios de contexte réglementaire actuel et futur.

Conclusions

Bien qu'il soit le secteur le plus ancien de la chimie, le secteur de la chimie biosourcée est encore très porteur et pèse de 10 à 15 milliards de dollars au niveau mondial. En France, l'Union des Industries Chimiques s'est engagée à utiliser des matières premières d'origine végétale dans 15 % de sa production d'ici 2017. Des études récentes ont confirmé le potentiel de ce secteur. C'est notamment le cas de l'étude du PIPAME qui estime qu'en 2030, 100 % du carbone utilisé pour la chimie pourrait être du carbone renouvelable.

Nous nous sommes servis d'une approche similaire à celle de l'étude PIPAME pour implémenter le secteur de la chimie biosourcée dans le modèle bioénergies. En effet, plutôt que de modéliser chacun des procédés de production des nombreux produits chimiques biosourcés prometteurs, nous avons considéré les sept intermédiaires chimiques majeurs – ou *building blocks* – de la chimie conventionnelle. Leurs procédés de production biosourcés ont été implémentés dans le modèle et des scénarios de demande ont été construits sur la base de leurs productions en France en 2010. Ils sont construits en deux temps : projection de la demande totale (en produits conventionnels + biosourcés) jusqu'en 2050 selon deux taux de croissance – 0,5 % et 2 % – et définition d'un taux d'incorporation de produits biosourcés fonction du temps. Pour chaque année et pour chaque intermédiaire chimique, le produit du taux d'incorporation et de la demande nous donne la quantité de produits biosourcés à produire. Ces demandes en produits chimiques biosourcés, dont les procédés de production ont des coûts nuls, sont produits en priorité, conformément à la hiérarchisation des usages privilégiée par les législateurs français et européen.

L'impact sur le secteur des bioénergies est étudié en ne s'intéressant qu'aux ressources métropolitaines (les importations sont interdites) pour les deux scénarios de développement. On constate que l'essor de la chimie biosourcée pourrait avoir un impact significatif sur le potentiel de développement des bioénergies, avec une diminution de la production de 14 % à 24 % en 2050. La compétition sur les usages se traduit aussi par un changement du mix énergétique. La production d'éthanol de première génération est ainsi prioritairement allouée à la production d'éthylène et de propylène. La différence pour atteindre les objectifs en bioessence est compensée par le recours à du BtL. Pour l'électricité, l'utilisation de cycle combiné à gazéification intégrée de biomasse, dont le rendement est le plus élevé, permet de compenser une partie de la diminution de la ressource. Enfin, l'essor de la chimie biosourcée, avec le contexte réglementaire sur les biocarburants préconisé par le parlement européen, entraînerait une augmentation de la production de chaleur mais une diminution de la production de biocarburants.

Ce chapitre a permis d'étudier le cas concret de l'intégration d'un secteur non énergétique dans un modèle TIMES. C'est une preuve supplémentaire de la flexibilité de cette approche, qui permet de prendre aussi bien en compte les enjeux environnementaux, réglementaires et de concurrence des usages. Le chapitre suivant présentera une étude de type Monte Carlo qui tâche de prendre en compte l'ensemble des enjeux présentés précédemment.

Bibliographie du chapitre 5

ACDV, 2012. *Synthèse du document Fer de Lance* [en ligne]. 2012. S.I. : s.n. Disponible à l'adresse : www.chimieduvegetal.com.

ADEME, 2011. *Feuille de route R&D de la filière Chimie du Végétal*. avril 2011. S.I. : s.n.

A.T. KEARNEY, 2012. *Mutations économiques dans le domaine de la chimie* [en ligne]. février 2012. S.I. : PIPAME. Disponible à l'adresse : http://archives.entreprises.gouv.fr/2012/www.industrie.gouv.fr/p3e/etudes/chimie/chimie_abrege.pdf.

BIBOLET, Erinn R., FERNANDO, Gabriel E. et SHAH, Somil M., 2011. Renewable 1,4-Butanediol. In : [en ligne]. 2011. [Consulté le 4 septembre 2014]. Disponible à l'adresse : http://repository.upenn.edu/cbe_sdr/22/.

BROWN, R. C et STEVENS, C. (éd.), 2011. *Thermochemical processing of biomass: Conversion into fuels, chemicals and power*. S.I. : Wiley. ISBN 978-0-470-72111-7.

BURK, Mark, BURGARD, Anthony, SUN, Jun, OSTERHOUT, Robin et PHARKYA, Priti, 2011. Microorganisms and Methods for the Biosynthesis of Butadiene [en ligne]. WO2011140171 (A2). 10 novembre 2011. [Consulté le 4 septembre 2014]. Disponible à l'adresse : http://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio;jsessionid=EEB5A879128827A5ABC6ECBF14D3755E.espacenet_levelx_prod_0?FT=D&date=20111110&DB=&locale=&CC=WO&NR=2011140171A2&KC=A2&ND=1. WO2011US35105 20110504

DE CHERISEY, Hugues, 2010. *Panorama et potentiel de développement des bioraffineries*. octobre 2010. S.I. : ADEME.

DE JONG, Ed, HIGSON, Adrian, WALSH, Patrick et WELLISCH, Maria, 2012. *Bio-based chemicals - Value Added Products from Biorefineries*. février 2012. S.I. : IEA Bioenergy Task 42.

FAOSTAT, 2014. FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS - Statistics Division. In : [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : <http://faostat3.fao.org/home/index.html#HOME>.

HOLLADAY, John E., WHITE, James F., BOZELL, Joseph J. et JOHNSON, David, 2007. *Top Value-Added Chemicals from Biomass-Volume II-Results of Screening for Potential Candidates from Biorefinery Lignin* [en ligne]. S.I. Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Richland, WA (US). Disponible à l'adresse : <http://www.osti.gov/scitech/biblio/921839>.

HONG, Jinglan, ZHANG, Yanlu, XU, Xu et LI, Xiangzhi, 2014. Life cycle assessment of corn- and cassava-based ethylene production. In : *Biomass and Bioenergy*. août 2014. Vol. 67, p. 304-311. DOI 10.1016/j.biombioe.2014.05.014.

JOËLLE DELAIR, JEAN-MARIE PICHAVANT, BRICE BILLET, MAROUSSIA KRAWEC et SABRINA HOGGUI, 2008. *Contrat d'études prospective des industries chimiques*. mai 2008. S.I. : INTERFACE/DGFPE/CPNE.

LUND, Brett, 2013. Renewable Chemicals and Advanced Biofuels - Gevo. In : *Biomass 2013* [en ligne]. S.I. 31 juillet 2013. Disponible à l'adresse : www1.eere.energy.gov/bioenergy/pdfs/b13_lund_ap-1.pdf.

- MASSEY, Rachel, JACOBS, Molly, GALLAGHER, Louise A., GEISER, Ken et EEDWARDS, Sally, 2013. *Global Chemicals Outlook - Towards Sound Management of Chemicals* [en ligne]. S.I. UNEP. Disponible à l'adresse : http://www.unep.org/chemicalsandwaste/Portals/9/Mainstreaming/GCO/Rapport_GCO_calibri_gre_endot_20131211_web.pdf. 978-92-807-3320-4
- PETERS, Matthew W., HENTON, David E., TAYLOR, Joshua D., TAYLOR, Thomas J. et MANZER, Leo E., 2012. Renewable Xylenes Produced from Biological C4 and C5 Molecules [en ligne]. WO2012061372 (A1). 10 mai 2012. [Consulté le 4 septembre 2014]. Disponible à l'adresse : <http://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?FT=D&date=20120510&DB=&locale=&CC=WO&NR=2012061372A1&KC=A1&ND=1>. WO2011US58766 20111101
- PETROCHEMICALS EUROPE, 2013. Facts and figures - Petrochemicals Europe. In : [en ligne]. 2013. Disponible à l'adresse : <http://www.petrochemistry.eu/about-petrochemistry/facts-and-figures.html>.
- SOCIÉTÉ CHIMIQUE DE FRANCE, 2014. Chimie organique. In : [en ligne]. 2014. Disponible à l'adresse : <http://www.societechimiquedefrance.fr/extras/donnees/orga/>.
- SONG, Zhaoxia, TAKAHASHI, Atsushi, MIMURA, Naoki et FUJITANI, Tadahiro, 2009. Production of Propylene from Ethanol Over ZSM-5 Zeolites. In : *Catalysis Letters*. 2009. Vol. 131, n° 3-4, p. 364–369.
- SONG, Zhaoxia, TAKAHASHI, Atsushi, NAKAMURA, Isao et FUJITANI, Tadahiro, 2010. Phosphorus-modified ZSM-5 for conversion of ethanol to propylene. In : *Applied Catalysis A: General*. 20 août 2010. Vol. 384, n° 1–2, p. 201-205. DOI 10.1016/j.apcata.2010.06.035.
- SYLVIE ALEXANDRE, JEAN GAULT, ANDRÉ-JEAN GUERIN, ETIENNE LEFEBVRE, CATHERINE DE MENTHIERE, PIERRE RATHOUIS, PIERRE-HENRI TEXIER, HENRI-LUC THIBAUT, XAVIER TOUSSAINT, CHRISTOPHE ATTALI et CLAUDE ROY, 2012. *Les usages non alimentaires de la biomasse TOME 1*. Mission interministérielle. S.I. MEDDE, MAAF, MRP.
- UIC, FEDEM, COPACEL et FÉDÉRATION DE LA PLASTURGIE, 2013. *Etat des lieux et feuille de route de la filière chimie et matériaux* [en ligne]. 4 février 2013. S.I. : s.n. Disponible à l'adresse : <http://www.uic.fr/Actualites-et-publications/Evenements/EGC-2014>.
- WERPY, Todd, PETERSEN, Gene, ADEN, A., BOZELL, J., HOLLADAY, J., WHITE, J., MANHEIM, Amy, ELIOT, D., LASURE, L. et JONES, S., 2004. *Top value added chemicals from biomass. Volume I-Results of screening for potential candidates from sugars and synthesis gas* [en ligne]. S.I. U.S DOE. Disponible à l'adresse : <http://oai.dtic.mil/oai/oai?verb=getRecord&metadataPrefix=html&identifier=ADA436528>.
- YIM, Harry, HASELBECK, Robert, NIU, Wei, PUJOL-BAXLEY, Catherine, BURGARD, Anthony, BOLDT, Jeff, KHANDURINA, Julia, TRAWICK, John D., OSTERHOUT, Robin E., STEPHEN, Rosary, ESTADILLA, Jazell, TEISAN, Sy, SCHREYER, H. Brett, ANDRAE, Stefan, YANG, Tae Hoon, LEE, Sang Yup, BURK, Mark J. et VAN DIEN, Stephen, 2011. Metabolic engineering of Escherichia coli for direct production of 1,4-butanediol. In : *Nature Chemical Biology*. juillet 2011. Vol. 7, n° 7, p. 445-452. DOI 10.1038/nchembio.580.
- ZHANG, Minhua et YU, Yingzhe, 2013. Dehydration of Ethanol to Ethylene. In : *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 17 juillet 2013. Vol. 52, n° 28, p. 9505-9514. DOI 10.1021/ie401157c.

Chapitre 6 : Contributions de la méthode Monte Carlo à la réflexion prospective – Focus sur les biocarburants

Sommaire

SOMMAIRE

INTRODUCTION

1. DESCRIPTION SUCCINCTE DES OUTILS UTILISES POUR LA REALISATION DE L'ETUDE MONTE CARLO

2. ANALYSE EN FAISANT VARIER LE PRIX DES MATIERES PREMIERES

2.1 PRIX DES HYDROCARBURES ET LEURS DERIVES

2.2 PRIX DES COMMODITES AGRICOLES

2.3 PRIX DES COMMODITES FORESTIERES

2.4 PRIX DES BIOCARBURANTS IMPORTES

2.5 INFLUENCE DU PRIX SUR LES CHOIX TECHNOLOGIQUES – FOCUS SUR LES PROCEDES DE PRODUCTION D'HUILE PAR DES MICROORGANISMES

3. ANALYSE SUR QUATRE JEUX DE PARAMETRES – FOCUS SUR LE SECTEUR DES BIOCARBURANTS

3.1 METHODOLOGIE DE CALCUL

3.1.1 Bornes sur les disponibilités des matières premières

1.1.1.1 Secteur agricole métropolitain

1.1.1.2 Secteur forestier métropolitain

1.1.1.3 Secteur des industries agroalimentaires

1.1.1.4 Importations

3.1.2 Bornes des émissions de GES

3.1.3 Coûts des technologies

3.2 TRAJECTOIRES TECHNOLOGIQUES OPTIMALES DANS L'INCERTITUDE

3.3 INFLUENCE DU TAUX D'ACTUALISATION SUR CETTE EVOLUTION

CONCLUSIONS

BIBLIOGRAPHIE DU CHAPITRE 6

Introduction

L'analyse prospective est souvent utilisée comme outil d'aide à la décision. Or, les modèles de prospective sont constitués d'un grand nombre de paramètres. Leurs valeurs peuvent fluctuer dans de larges intervalles et sont susceptibles d'influer plus ou moins fortement sur la trajectoire technologique de moindre coût. Il est donc intéressant d'élaborer une approche qui permet de baliser ces incertitudes et d'identifier des technologies robustes, i.e. celles qui ont une forte chance de se développer.

L'analyse Monte Carlo, qui consiste à multiplier le nombre de scénarios en faisant varier les valeurs de ces paramètres est une solution. Elle permet aussi de s'affranchir d'éventuels cas particuliers propres à la prise en compte de valeurs fixées. L'enjeu est alors de synthétiser et de rendre intelligibles les résultats de cette méthode.

Les chapitres 3 à 5 ont permis de présenter diverses questions qui se posent concernant le secteur des bioénergies : quelle est la disponibilité réelle des ressources biomasse pour l'énergie ? À quel coût ? Comment pourrait-elle être restreinte par d'autres secteurs concurrents ? Quelle stratégie adopter pour les biocarburants ? Comme évoluera-t-elle si les procédés innovants gagnent en compétitivité ? Comment serait-elle remise en cause par un contexte réglementaire différent ? Comment ces biocarburants participeraient-ils aux efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre ? Et comment la stratégie serait-elle à nouveau modifiée par la prise en compte d'externalités supplémentaires ?

Pour y répondre, nous nous sommes basés sur le modèle bioénergie que nous avons enrichi avec de nouveaux attributs, e.g. émissions de GES, consommation d'énergie non renouvelable et eutrophisation pour les procédés de production de biocarburants ou secteur de la chimie biosourcée. Nous avons aussi établi un certain nombre de scénarios pour proposer des visions contrastées concernant les disponibilités en biomasse, les objectifs de consommation ou les contraintes réglementaires, par exemple.

Le but de l'étude, présentée dans ce dernier chapitre, est d'appréhender les enjeux des bioénergies à l'aide d'une approche de type Monte Carlo. Pour cela, nous utilisons un outil qui permet de réaliser un grand nombre de scénarios et qui permet ensuite de les traiter statistiquement. Nous décrivons le dans un premier temps.

Puis, nous ferons varier les prix des matières premières dans des plages de valeurs plausibles. Nous aborderons alors la question de l'influence du prix des commodités sur le développement d'un procédé de production de biocarburant de troisième génération dont on a vu l'intérêt stratégique en termes de décuplement de la disponibilité dans les chapitres précédents : la production d'huile par des microorganismes.

Nous effectuerons ensuite une analyse Monte Carlo sur trois jeux de paramètres en plus des prix des matières premières : les potentiels de disponibilité, les émissions de gaz à effet de serre et les coûts des technologies. Les trajectoires technologiques moyennes et leurs dispersions seront commentées et nous terminerons par étudier l'influence du taux d'actualisation sur ces trajectoires optimales.

1. Description succincte des outils utilisés pour la réalisation de l'étude Monte Carlo

La mise en synergie de plusieurs outils développés au Centre de Mathématiques Appliquées (CMA) nous a permis de déployer une analyse Monte Carlo, inédite pour ce type d'études prospectives et d'aller ainsi plus loin dans la compréhension et dans l'analyse du secteur des bioénergies.

Le schéma de principe de l'approche, représenté figure 6.1, explicite ces différents outils et leurs interactions. Premièrement, un fichier de données dans lequel les P paramètres sont décrits en ligne et les N jeux de valeurs, qui définissent N scénarios, sont donnés en colonne, est créé. Deuxièmement, un outil *EtudeSensi*, développé par Sébastien Folio (CMA) et Évariste Chaintreau (CMA), permet d'intégrer ce fichier de données au modèle que l'on souhaite utiliser. Une routine intégrée à l'outil permet d'effectuer les calculs pour les N scénarios et les intégrer à une base de données PostgreSQL. Enfin, une routine Matlab développée dans le cadre de cette thèse permet d'effectuer des requêtes sur cette base de données et de réaliser les traitements souhaités.

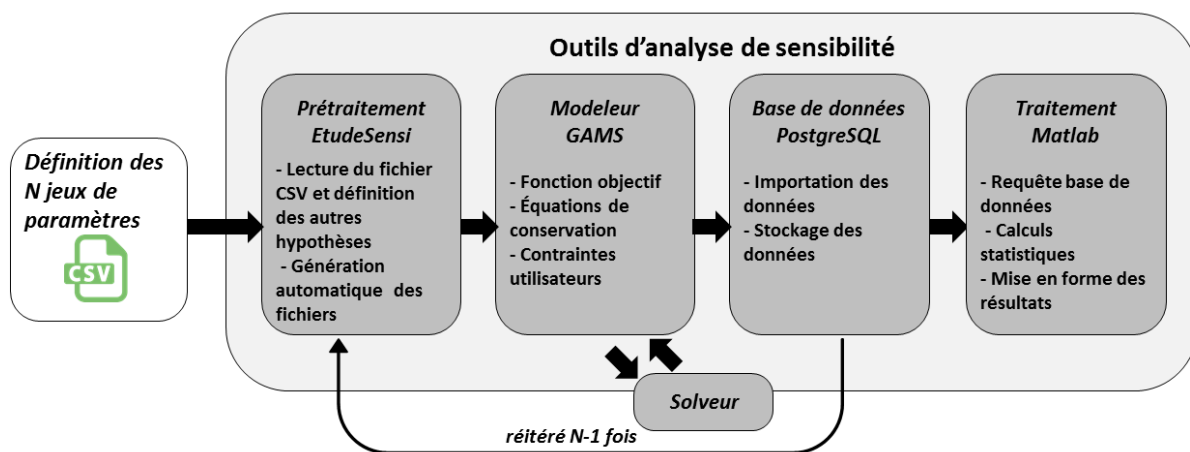


Figure 6.1 : Schéma présentant l'enchaînement des outils nécessaire à la réalisation de l'analyse Monte Carlo

Si le résultat souhaité a déjà été programmé, le processus demande peu d'interventions de l'utilisateur : pour générer le fichier de données initial, lancer la routine de l'outil *EtudeSensi* et lancer la routine Matlab adéquate. Celles-ci sont décrites dans l'annexe 6.1.

Deux analyses type Monte Carlo sont maintenant présentées, une première où seuls les prix des commodités sont tirés aléatoirement dans une plage de valeurs. Le champ de l'analyse de sensibilité est élargi dans la seconde partie : en plus des prix, les potentiels, les émissions de gaz à effet de serre et les coûts des technologies varient dans une plage de valeurs plausibles. L'avantage de ne faire varier que les prix des commodités dans un premier temps est de pouvoir identifier simplement les raisons des choix technologiques faits par le modèle. Un outil a été développé à cet effet qui permet d'afficher simultanément l'évolution du niveau de production du procédé d'intérêt et le prix des commodités choisies. Cette analyse est rendue moins aisée dans la seconde partie car l'ensemble des paramètres varient simultanément.

2. Analyse en faisant varier le prix des matières premières

Pour étudier l'influence du prix des commodités sur le déploiement technologique de la filière biomasse, cinq cent scénarios avec des prix variables sont calculés. Les prix sont tirés aléatoirement

selon une loi de probabilité uniforme dans une plage de valeurs. La méthodologie de calcul des bornes de cette plage est décrite dans la suite de l'étude. L'impact sur le mix technologique est présenté au paragraphe 2.5. Enfin, nous analyserons le déploiement des technologies de production d'huile par des microorganismes pour illustrer les apports de cette méthodologie.

De façon évidente, la projection des prix de commodités à l'horizon 2050 est extrêmement incertaine. Définir un intervalle de valeurs « plausibles » permet de baliser cette incertitude. Ces données « plausibles » sont basées sur des projections de référence lorsqu'elles sont disponibles dans la littérature ou nous nous sommes basés sur les données passées que nous avons maintenues constantes. De plus nous avons estimé qu'il n'y avait pas de corrélation entre les prix des denrées agricoles et ceux de l'énergie pour explorer un plus grand nombre de configurations.

2.1 Prix des hydrocarbures et leurs dérivés

Le prix des hydrocarbures est basé sur les projections du *World Energy Outlook 2013* de l'AIE. Les tendances sont prolongées jusqu'en 2050. Les valeurs minimales correspondent au scénario *450 ppm* et maximales correspondent au scénario *Current Policies*.

Le prix du gaz naturel est corrigé afin de correspondre aux prix T.T.C. français du gaz pour consommateurs industriels, fournis par Eurostat. Cela correspond à un supplément de 3,9 €₂₀₀₅/GJ par rapport aux projections de l'AIE.

La figure 6.2 représente les projections des prix de ces énergies fossiles, ramené en €₂₀₀₅/GJ. La plage des valeurs envisagées est très large : 6,4 €₂₀₀₅/GJ pour le pétrole brut, 4,0 €₂₀₀₅/GJ pour le gaz naturel et 1,9 €₂₀₀₅/GJ pour le charbon. Il est néanmoins intéressant de noter que le prix du gaz pourrait dépasser celui du pétrole brut dans certaines configurations et que le prix du charbon reste bien inférieur aux prix des deux autres hydrocarbures.

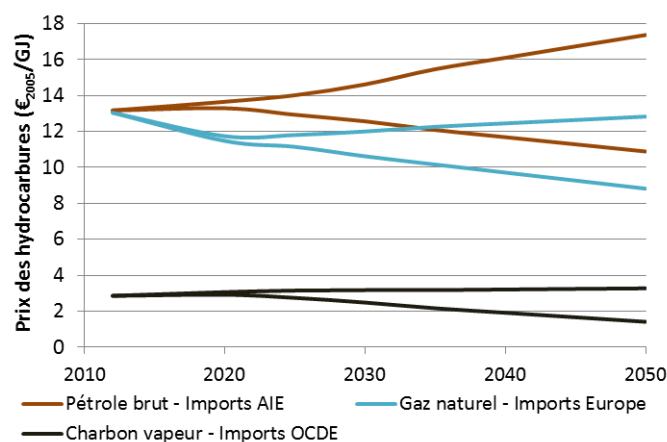


Figure 6.2 : Projections des prix des ressources fossiles, adapté de (International Energy Agency, 2013)

À partir des données passées et actuelles, les prix du naphta, co-produit du BtL, et du propane, co-produit de l'hydrotraitement des triglycérides, sont calculés à partir de ceux du pétrole. Celui du méthanol, réactif de l'étape de transestérification, est corrélé au prix du gaz naturel et celui du coke de pétrole, réactif dans la voie BxTL est corrélé au prix du charbon. La méthodologie détaillée est décrite ci-dessous.

Le naphta est produit majoritairement par distillation fractionnée du pétrole brut. On suppose qu'il y a une relation affine entre son prix et celui du pétrole brut. La régression est effectuée sur les données mensuelles depuis janvier 2000, du Comité Professionnel Du Pétrole (CPDP) pour le naphta et du prix du Brent, fourni par la *World Bank*.

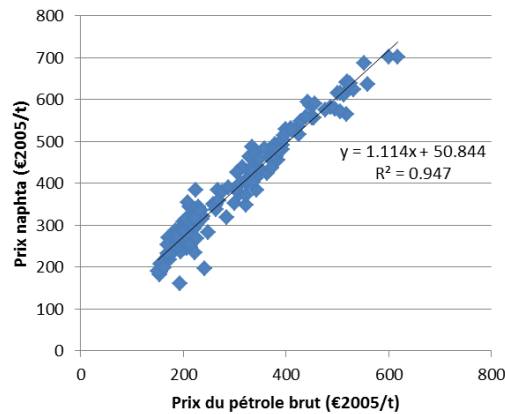


Figure 6.3 : Graphe de corrélation prix du naphta avec le prix du pétrole brut Brent

Le propane est aussi produit en tête de colonne lors de l'étape de distillation fractionnée du pétrole brut. Les données annuelles de prix sont calculées à partir de la cotation quotidienne de Mont Belvieu à partir de l'année 2000. La figure 6.4 montre que la relation affine n'est pas forcément évidente, cela est dû au fait que le prix du propane a baissé dans le sillage de la chute du prix du gaz naturel aux États-Unis depuis 2011. Le propane est en effet utilisé comme combustible gazeux et comme précurseur de l'éthylène et du propylène, il peut donc être substitué par du gaz naturel. Nous retiendrons néanmoins la formule de régression affine par rapport au prix du pétrole brut pour le calcul de fourchette de prix du propane.

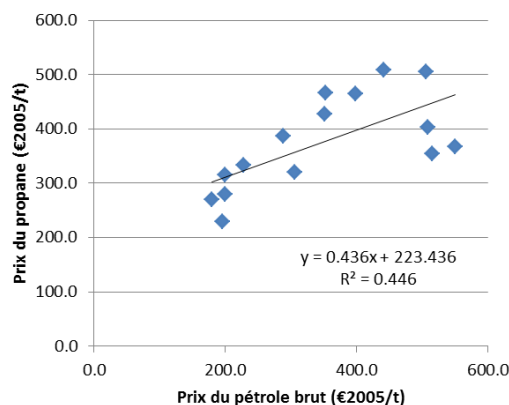


Figure 6.4 : Graphe de corrélation prix du propane et prix du pétrole brut

Le méthanol est majoritairement produit par vaporeformage de méthane suivi d'une *méthanolisation*. Les réactions sont les suivantes :



Historiquement, son prix a toujours été corrélé au prix du gaz naturel, mais cette tendance est moins vraie depuis 2013, du fait de l'explosion de la demande de méthanol, par la Chine notamment – la

demande chinoise était de 23,8 Mt en 2011, dix fois plus qu'en 2000 (Yang, Jackson, 2012 ; Su et al., 2013). Nous avons néanmoins retenu une corrélation affine entre les prix de ces deux commodités.

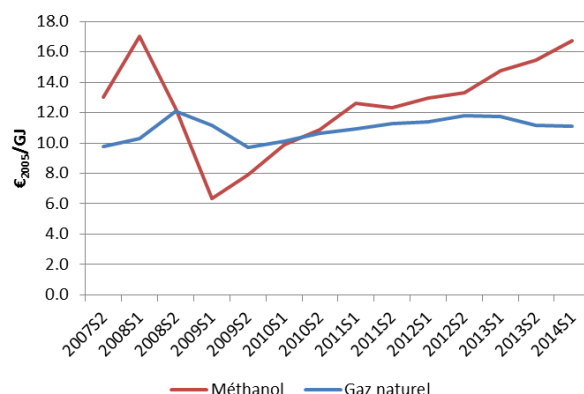


Figure 6.5 : Évolution des prix du méthanol et du gaz naturel

Le coke de pétrole est un sous-produit de l'étape de cokéfaction, un procédé de raffinerie de pétrole. Il entre en compétition avec le charbon pour ses débouchés. Nous avons donc considéré que son prix était égal à trois quarts du prix du charbon vapeur, ce qui correspond à la moyenne du spread petcoke - charbon basée les données historiques. (Pet Coke Consulting LLC, 2011).

2.2 Prix des commodités agricoles

La méthodologie générale pour estimer les valeurs minimale et maximale des prix des commodités est la suivante : les prix calculés sont des prix CIF (*Cost, Insurance and Freight*) rendu France (voir Encadré 6.1), e.g. rendu Rouen pour les huiles végétales ou Bordeaux pour le maïs, sur la base des données disponibles à partir de l'année 2000. Le tableau 6.1 récapitule les données, et hypothèses retenues pour chacune des commodités agricoles renseignées dans le modèle.

Commodité	Prix (€ ₂₀₀₅ /t)		Source des données
	Min.	Max.	
Blé	111	286	No.1 Hard Red Winter, ordinary protein, FOB Gulf of Mexico Banque Mondiale
Maïs	124	145	Prix moyen rendu Bordeaux La dépêche
Betterave	7	22	Prix hors quota Confédération des Betteraviers Belges
Sucre de canne	368	561	European Import Price, CIF Europe FMI
Huile de colza	586	1212	Crude, fob Rotterdam FMI
Huile de tournesol	547	1639	US export price from Gulf of Mexico FMI
Huile de soja	401	1035	Chicago Soybean Oil Futures (FCF) Banque Mondiale
Huile de palme	338	1026	Malaysia Palm Oil Futures (FCF) 4-5 percent FFA Banque Mondiale

FCF = First Contract Forward

Tableau 6.1 : Plage de valeurs des prix des commodités agricoles et sources des données

De plus, nous considérons que le prix des pailles peut varier entre 32 et 70 €₂₀₀₅/t_{10%}. Enfin, nous considérons que les prix du miscanthus, du switchgrass et des TCR varient entre plus ou moins 50 % de leur prix de référence ; c'est-à-dire entre respectivement entre 29 et 87 €₂₀₀₅/t_{25%}, 25 et 75 €₂₀₀₅/t_{25%}, et 41 et 122 €₂₀₀₅/t_{25%}.

Les prix de l'année de référence sont maintenus jusqu'en 2020. De 2020 à 2050, ils sont tirés aléatoirement suivant une loi uniforme dans l'intervalle de valeurs et sont maintenus constants.

2.3 Prix des commodités forestières

La filière française du bois énergie est encore en cours de structuration. Il n'existe pas à notre connaissance de séries temporelles du prix du bois énergie. Néanmoins, un indice du prix du bois énergie est publié depuis fin 2011 par Agreste, le service de statistique agricole du ministère de l'agriculture, de l'agroalimentaire et de la forêt. Les prix des bois ronds ont varié entre -4 % et +34 % du prix du quatrième trimestre 2011, ceux des bois bûches de -1 % à +10 % et ceux des plaquettes entre -4 % et +8,5 %.

Dans notre étude, les prix des ressources forestières métropolitaines sont basés sur les prix du scénario de référence, donné par le FCBA. Nous avons considéré que les prix de chaque type de bois pouvaient varier de plus ou moins 20 €₂₀₀₅/t_{25%} (soit environ 20 % de la moyenne pondérée des prix).

Concernant les ressources importées, plaquettes forestières et pellets de bois, les valeurs sont les prix CIF ARA fournies par Argus Media et varient entre 110 €₂₀₀₅/t_{m.s.} et 160 €₂₀₀₅/t_{m.s.}.

Encadré 6.1 : Hypothèses pour les calculs des prix CIF

Il est nécessaire de prendre d'ajouter le prix du transport et des assurances pour obtenir le prix CIF à partir du prix FOB. Les hypothèses sont récapitulées dans le tableau suivant.

<u>Fret maritime</u>	
Kuala Lumpur	15100 km
Chicago	5600 km
New Orleans	8900 km
Consommation HFO	3.2 gep/t.km
<u>Transport routier</u> Depuis Rotterdam	
Rouen	743 km
Consommation	2.6 E-05 t_diesel/t.km
<u>Assurance</u>	
Ratio (sur prix CFR)	0.60%

2.4 Prix des biocarburants importés

Les prix des biocarburants importés sont corrélés au prix des commodités qui servent à leur production : sucre de canne pour l'éthanol, huiles de soja et de palme pour les esters de soja et de palme et huile de palme pour les esters hydrotraités.

Dans le détail, le prix du bioéthanol importé est basé sur le prix du sucre importé, en considérant un prix de référence du sucre de 561 €₂₀₀₅/t et un prix de l'éthanol importé de 24,3 €₂₀₀₅/GJ. Le prix du biogazole de soja importé est basé sur le prix de l'huile de soja, en considérant un prix de

référence de l'huile de soja de 832 €₂₀₀₅/t de et un prix du biogazole de soja de 21,7 €₂₀₀₅/GJ. Idem pour le biogazole de colza, avec une valeur de référence du prix de l'huile de palme de 716 €₂₀₀₅/GJ et de 18,7 €₂₀₀₅/GJ pour l'ester de palme. Le prix de l'huile de palme hydrotraitée est basé sur un prix de référence de 26,5 €₂₀₀₅/GJ.

2.5 Influence du prix sur les choix technologiques – Focus sur les procédés de production d'huile par des microorganismes

L'émergence des procédés de production d'huile par des microorganismes sera conditionnée par l'évolution des prix des huiles végétales conventionnelles puisque elle pourrait se substituer totalement à ces dernières pour des usages énergétiques.

La figure 6.6 montre la fonction de répartition de la production de biocarburants à partir de microorganismes en 2030 et 2050.

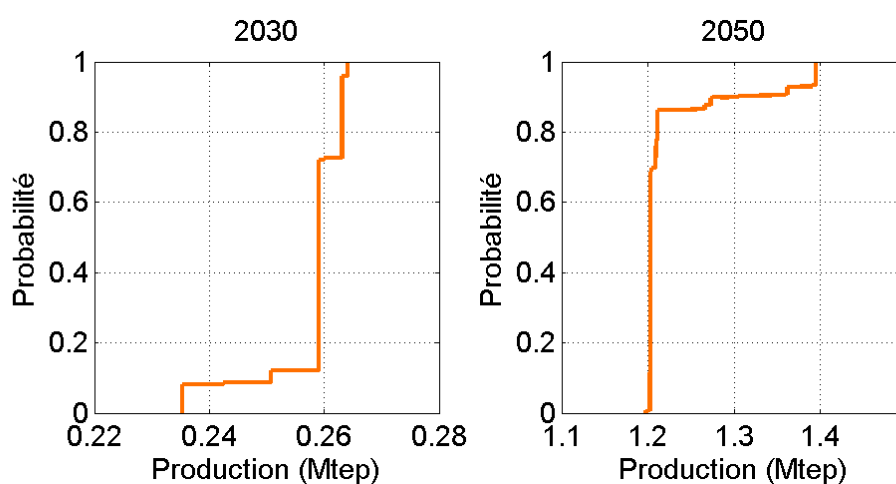


Figure 6.6 : Fonction de répartition de la production de biocarburants algaux en 2030 et en 2050 pour les 500 scénarios de l'étude

On constate qu'il existe une valeur seuil pour laquelle la production de biocarburants à partir d'algues se développe qui correspond à la production de 1,2 Mtep de biocarburants en 2050. Il s'agit en effet de la borne supérieure de la production d'huile algale autotrophe dans des bassins ouverts, qui s'avère la moins coûteuse des productions d'acides gras par des microorganismes en fin d'horizon de modélisation. Un second saut apparaît pour un volume produit de 1,27 Mtep et enfin pour 1,36 Mtep. Ces trois « valeurs seuils » définissent quatre intervalles. Pour aller plus loin dans l'analyse, nous avons comparé les hypothèses de prix des huiles végétales conventionnelles – puisque l'huile algale peut se substituer intégralement à celles-ci – des scénarios correspondant à ces cinq intervalles. Pour rappel, nous avons considéré une division par deux des coûts en 20 ans pour les procédés de production d'huile algale, i.e. voies autotrophes en bassin ouvert ou photobioréacteur, et voie hétérotrophe en photobioréacteur.

Ainsi, la figure 6.7 représente les moyennes et écart-types des prix des huiles de colza, tournesol, soja et palme pour chacun des cinq intervalles. On constate qu'il n'y a pas de développement de biocarburants algaux lorsque le prix des huiles est très bas : prix de l'huile de colza de l'ordre de 640 €₂₀₁₀/t et prix de l'huile de soja et de palme inférieurs à 620 €₂₀₁₀/t. Il faut remonter au premier semestre 2003 pour retrouver des prix aussi faibles. Le prix de l'huile de tournesol apparaît relativement élevé avec un fort écart-type. En fait, l'huile de tournesol, dont la disponibilité pour les

biocarburants est très faible et qui est de toute façon moins compétitive n'intervient généralement pas dans le mix énergétique et aura donc une influence minimale sur les résultats.

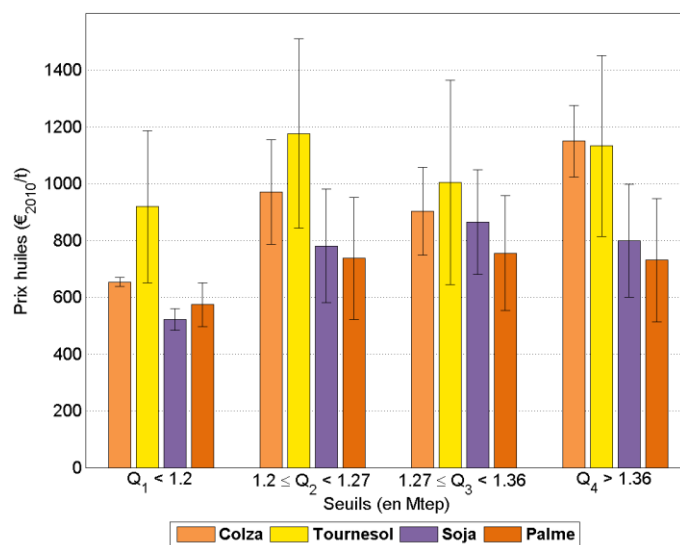


Figure 6.7 : Moyennes et écart-types du prix des huiles conventionnelles des scénarios correspondant à chacun des intervalles retenus

En revanche, on constate que les prix moyens des huiles de colza, de soja et de palme augmentent globalement avec la quantité de biocarburants algaux produits. Le premier seuil, qui correspond à la compétitivité de l'huile algale produite par voie autotrophe est atteint pour des prix des huiles de colza supérieurs à 635 €/2010/t, de soja de 435 €/2010/t et de palme de 365 €/2010/t. Une courbe d'apprentissage qui implique une division par deux des coûts en 20 ans permet donc à la production autotrophe de se développer pour des prix des huiles conventionnelles faibles. Le quatrième intervalle est caractérisé par un prix moyen de l'huile de soja relativement élevé, qui permet l'essor de la production d'huile algale par voie hétérotrophe. Enfin, le dernier intervalle, correspondant à une production comprise entre 1,36 et 1,39 Mtep. Les prix moyens des huiles de colza, de soja et de palme se situent dans la fourchette haute et la production d'huile algale par voie hétérotrophe est alors plus élevée que dans l'intervalle précédent. Elle est cependant limitée par la disponibilité en sucres bon marché, condition indispensable pour la rentabilité économique puisque le prix du sucre compte pour 40 % à 60 % dans la structure de coût de production de ce type d'huile algale.

On voit ici tout l'intérêt de l'approche développée pour la réflexion prospective puisque les 500 scénarios sont synthétisés en un jeu de graphes intelligibles, alors qu'il aurait été extrêmement fastidieux de les analyser un à un.

3. Analyse sur quatre jeux de paramètres - Focus sur le secteur des biocarburants

Le second volet de cette étude est de rajouter les potentiels (agricoles, forestiers et des industries agroalimentaires), les émissions de GES et les coûts (d'investissement, opérationnels fixes, et variables) en tant que variables de l'analyse de sensibilité. Après avoir décrit les plages de valeurs admissibles par ces paramètres, nous présenterons l'évolution des mix biocarburants. Nous terminerons par une évaluation de l'influence du taux d'actualisation sur cette analyse de sensibilité.

3.1 Méthodologie de calcul

L'une des difficultés de cet exercice est de trouver des bornes minimum et maximum pour tous les paramètres cités ci-dessus. Nous passons ici en revue les différentes hypothèses réalisées.

3.1.1 Bornes sur les disponibilités des matières premières

Secteur agricole métropolitain

Le potentiel de chaque commodité du secteur agricole est calculé en multipliant la surface allouée par le rendement agricole surfacique. Les bornes sont liées aux surfaces allouées : la valeur basse résulte d'une augmentation modérée des surfaces jusqu'en 2020 puis d'une division par deux des surfaces disponibles en 2050 par rapport à 2010, la valeur haute consiste en une poursuite tendancielle des surfaces allouées à l'énergie sur la base du scénario tendanciel préconisé par l'INRA dans le projet Valerbio. Le rendement est extrapolé à partir des données constatées sur les années 1989 à 2007 et ne fait pas l'objet de tirage aléatoire. Le tableau 6.2 récapitule les valeurs des surfaces et des rendements pour les commodités agricoles d'intérêt.

	Surfaces pour la production énergétique (en kha)				Rendements (en qx/ha)	
	2020		2050		2020	2050
	Min	Max	Min	Max		
Betterave	52	56	25	56	102	119
Maïs grain	63	154	16	142	9,3	14,0
Blé tendre	201	485	51	486	7,7	8,4
Triticale	14	36	4	36	5,7	7,0
Colza	1339	1521	608	1521	3,5	4,0
Tournesol	125	140	0	93	2,6	2,9
Soja	1	3	0,3	3	3,0	3,3
Switchgrass	43	65	108	216	12,0	12,0
Miscanthus	43	65	108	216	14,0	14,0

Tableau 6.2 : Surfaces et rendements des commodités agricoles

La surface maximale allouée aux céréales pour l'énergie serait alors de 0,7 Mha, celle disponible pour la culture des oléagineux serait de 1,9 Mha.

	Potentiel agricole pour l'énergie (Mt)			
	2020		2050	
	Min	Max	Min	Max
Betterave	5,2	5,7	3,0	6,7
Maïs grain	0,7	1,6	0,2	2,0
Blé tendre	1,5	3,7	0,4	4,1
Triticale	0,1	0,2	0,0	0,2
Huile de colza	2,0	2,2	1,0	2,6
Huile de tournesol	0,1	0,2	0,0	0,1
Huile de soja	0,001	0,002	0,0	0,002
Switchgrass	0,5	0,8	2,6	1,3
Miscanthus	0,6	0,9	3,0	1,5
Pailles de céréales	0,5	5,0	0,2	1,6
Cannes de maïs	0,2	1,9	0,4	3,9
Pailles oléagineuses	0,1	0,8	0,2	1,6

Tableau 6.3 : Bornes pour les valeurs du potentiel des commodités agricoles pour l'énergie

Le tableau 6.3 est le résultat du produit des deux tableaux précédents et présente les potentiels des commodités agricoles disponibles pour l'énergie. Concernant les résidus de cultures annuelles, les bornes des potentiels sont tirées du rapport sur l'évaluation des ressources biomasse (France AgriMer, 2012).

Secteur forestier métropolitain

La fourchette basse du potentiel métropolitain de biomasse forestière est donnée par le scénario où les filières bois d'œuvre et bois industrie continueraient à se développer. La fourchette haute du potentiel est caractérisée par une augmentation du prélèvement à 85 % de l'accroissement naturel en 2050 et les trois quarts consacrés à des fins énergétiques.

	Mt _{ms} (10 ⁶ m ³)	Prélèvement minimal	Prélèvement maximal
Forêt	2020	27,4 (58)	29,1 (62)
	2050	22,1 (47)	36,1 (76)
TCR	2020	0,5	1,4
	2050	3,8	5,5

Tableau 6.4 : Potentiel forestier métropolitain pour l'énergie

Concernant les TCR, l'hypothèse est que les surfaces cultivées pourraient varier entre 0,27 Mha et 0,39 Mha à l'horizon 2050.

Secteur des industries agroalimentaires

Les valeurs minimales et maximales sont tirées du rapport de (France AgriMer, 2012), qui fournit le volume de biomasse supplémentaire disponible pour l'énergie. En 2020, la borne inférieure est de 20 % du volume supplémentaire disponible et la borne supérieure est de 50 %. En 2050, la fourchette basse correspond à 50 % du potentiel et la fourchette haute est de 100 % du potentiel.

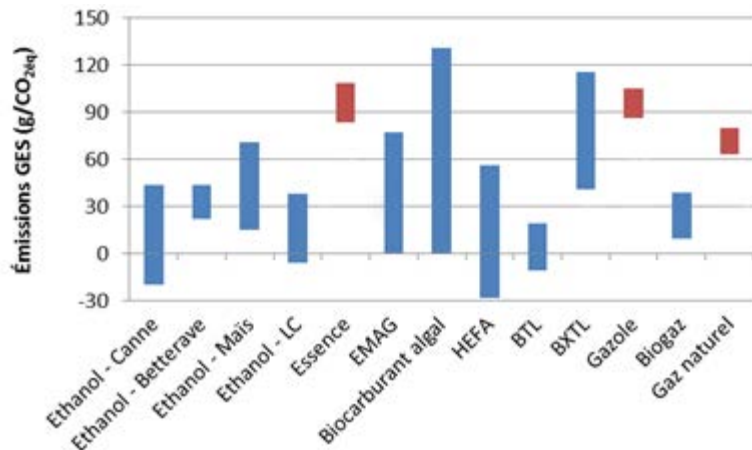
Importations

Les valeurs que peuvent prendre les potentiels d'importations sont de plus ou moins 50 % autour des valeurs centrales retenues et explicitées dans le chapitre 2.

3.1.2 Bornes des émissions de GES

Il existe de grandes incertitudes sur l'évaluation des émissions de GES des procédés de production de biocarburants, liés à la fois aux incertitudes propres à la méthodologie et aux incertitudes sur les biocarburants avancés.

Le rapport spécial du GIEC sur les énergies renouvelables fait un état de l'art des émissions de GES des différents procédés de production de biocarburants. Il a été utilisé comme source de données, qui sont présentées sur la figure 6.8. L'ensemble des procédés de la voie thermochimique prennent les valeurs d'émissions du BTL. BXTL correspond à la co-gazéification de coke de pétrole et de biomasse lignocellulosique.



LC = lignocellulosique, EMAG = esters méthyliques d'acide gras, HEFA = Acides gras et esters hydrotraités, BTL = Biomass to liquid, BXTL = petcoke and biomass to liquid

Figure 6.8 : Plage de valeurs des émissions de GES pour les procédés de production de biocarburants

3.1.3 Coûts des technologies

Le dernier jeu de paramètres que nous faisons varier pour cette étude de sensibilité est l'ensemble des coûts des technologies de production des biocarburants avancés. Pour l'année à partir de laquelle la technologie est disponible, les coûts d'investissement et les coûts d'opération et maintenance fixes et variables, peuvent varier de 25 % autour de la valeur de référence, issue de l'état de l'art des évaluations technico-économiques des procédés. À la fin de l'horizon de modélisation, les valeurs de ces coûts peuvent varier entre la valeur de référence divisée par trois et la valeur de référence.

3.2 Trajectoires technologiques optimales dans l'incertitude

Nous avons vu dans le chapitre 3 que la demande était satisfaite avec les hypothèses moyennes de disponibilités agricoles, forestières et des industries agroalimentaires. Ici, les disponibilités sont modifiées, il est donc tout à fait probable que, dans certaines configurations, la demande ne soit pas satisfaite.

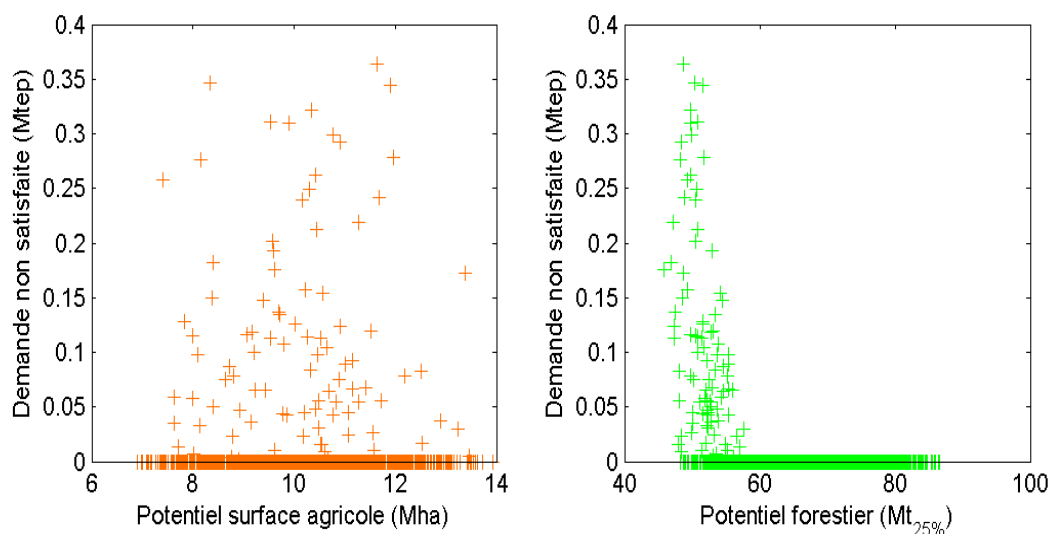


Figure 6.9 : Déficit de production en fonction des disponibilités en ressources agricoles et forestières en 2050

La figure 6.9 détaille cette demande non satisfaite en fonction de l’emprise surfacique relative à la disponibilité agricole dans le graphe de gauche et en fonction du potentiel forestier à droite. Le potentiel de surface agricole est calculé en additionnant les disponibilités des ressources agricoles métropolitaines, importées, ainsi que les biocarburants directement importés. Les coefficients de conversion ne tiennent pas compte des éventuels co-produits et sont donnés dans le tableau 6.5. Le potentiel forestier comprend la disponibilité en biomasse forestière métropolitaine ainsi que les importations de plaquettes et des pellets de bois.

11 % des scénarios voient leur demande non entièrement satisfaite en 2050. Il existe des scénarios avec une forte disponibilité agricole qui voient leur demande non satisfaite alors que, lorsque le potentiel forestier est supérieur à 58 Mt_{25%} – soit 43,5 Mt_{ms} – la demande est systématiquement satisfaite. À titre d’information, pour la France métropolitaine, la borne supérieure de la disponibilité forestière est de 36,1 Mt_{ms}. Cela confirme que les importations de biomasse lignocellulosique vont être stratégiques pour le développement des bioénergies.

	Unité	Rendement agricole	
		2020	2050
Betterave	t/ha	102	119
Grains de blé	t/ha	7,5	8,4
Grain de maïs	t/ha	9,3	14
Huile de colza	t/ha	1,4	1,7
Huile de soja	t/ha	0,5	0,6
Huile de tournesol	t/ha	1,1	1,3
Huile de soja importée	t/ha	0,5	0,6
Huile de palme importée	t/ha	4,4	4,9
Éthanol	tep/ha	2,8	3,6
EMHV*	tep/ha	2,3	2,5
HVO**	tep/ha	2,4	3,6
Miscanthus	t _{25%} /ha	14	14
Switchgrass	t _{25%} /ha	12	12
TCR/TTCR	t _{25%} /ha	5.2	7

*esters méthyliques d’huiles végétales issus à 50 % de palme et 50 % de soja

**huiles végétales hydrotraitées issues à 75 % de palme et 25 % de soja

Tableau 6.5 : Rendement agricole pour la prise en compte de l’impact surfacique

Concernant le secteur des biocarburants, une question prégnante est la compétition technologique entre les procédés de première génération, produits à partir de l’organe de réserve de la plante et les biocarburants avancés, produits à partir de biomasse lignocellulosique ou de microalgues.

Quand on regarde l’évolution de la consommation des substituants à l’essence (figure 6.10), dans le cadre des hypothèses retenues, i.e. demande exogène croissante et sans aucune incitation réglementaire, les biocarburants de première génération (éthanol de blé, de maïs, de betterave et de canne à sucre importé) prédominent largement. Le déficit de production correspond aux scénarios où la disponibilité des matières premières ne permet pas de répondre à la demande en bioessence. C’est le cas pour moins de 2 % des scénarios étudiés.

Puisqu’il n’y a que deux générations en compétition, les écarts-types absolus des deux générations ont exactement la même valeur. Ils sont de l’ordre de 0,1 Mtep en 2050. Néanmoins, les écarts-types

relatifs à la consommation de biocarburants sont de l'ordre de 30 % pour la première génération mais de 200 % pour la deuxième génération.

D'un point de vue impact sur la filière, la production de 0,1 Mtep d'éthanol (soit 0,16 Mt) nécessite la culture de 70 000 ha de blé ou de 30 000 hectares de betterave. Cela correspond respectivement à 600¹⁷ exploitations cultivant du blé et 260¹ cultivant de la betterave et à 57 % de la capacité de la plus grande distillerie française, Cristanol sur le site de Pomacle-Bazancourt.

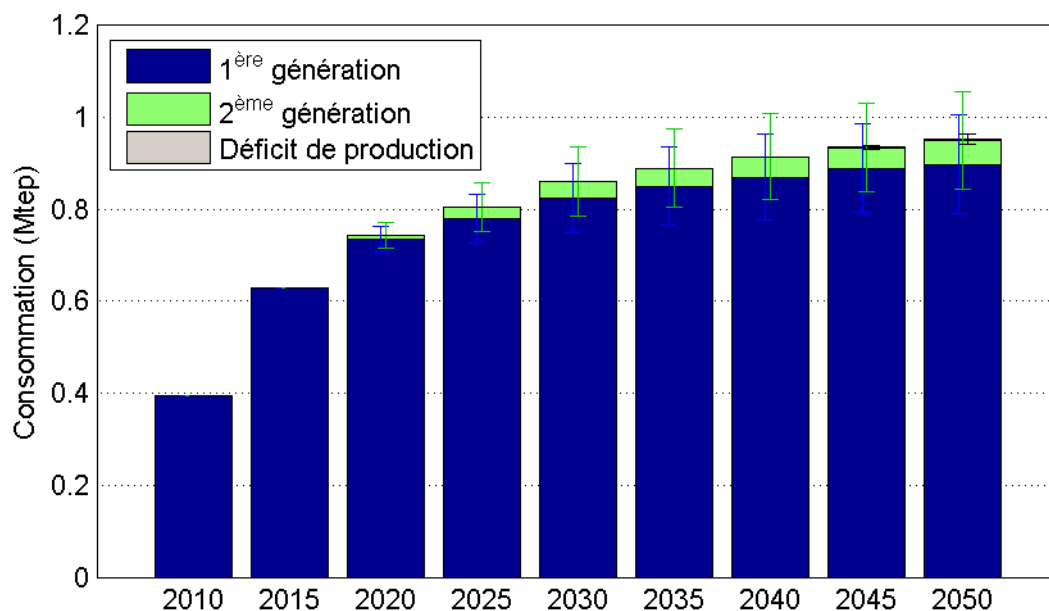


Figure 6.10 : Évolution du mix bioessence regroupé par génération

Cette vision agrégée ne permet pas de présenter la compétition qui opère entre les différents procédés de production de première génération, dont la compétitivité dépend des coûts du blé, de la betterave, du maïs et de l'éthanol importé et dont le développement dépend des potentiels disponibles pour chacune de ces ressources. Le tableau 6.6 présente les écarts-type relatifs pour les cinq procédés prépondérants.

Génération	Procédé	Écart-type relatif à la moyenne	
		2030	2050
1G	Éthanol de blé	57 %	45 %
1G	Éthanol de maïs	16 %	21 %
1G	Éthanol de betterave	45 %	29 %
1G	Éthanol importé (canne à sucre)	59 %	50 %
2G	Éthanol cellulosique de bois	204 %	206 %

Tableau 6.6 : Écarts-types relatifs à la moyenne de quelques procédés de production de bioessence

Enfin, le procédé de production d'essence par pyrolyse flash avec ajout d'H₂ externe fait partie du mix dans moins de 2 % des cas et contribue de façon négligeable à la demande. Les procédés de production d'éthanol de paille et d'essence pyrolytique autotherme ne sont jamais appelés malgré le grand nombre de scénarios, du fait de leurs faibles rendements massiques.

¹⁷ En 2007, la surface moyenne d'une exploitation « grandes cultures » était de 116 ha en 2010 et la France en comptait 74541. (Agreste, 2007)

Quant aux biocarburants se substituant au biocarburacteur et au biogazole, dont la demande est définie de façon exogène et croît pour atteindre 5,2 Mtep en 2050, l'évolution de la valeur moyenne et des écarts-types par génération est présentée sur la figure 6.11. Les procédés de première génération cèdent progressivement des parts de marché au profit des biocarburants de seconde génération, dans un premier temps, puis de troisième génération, au fur et à mesure que leurs coûts diminuent.

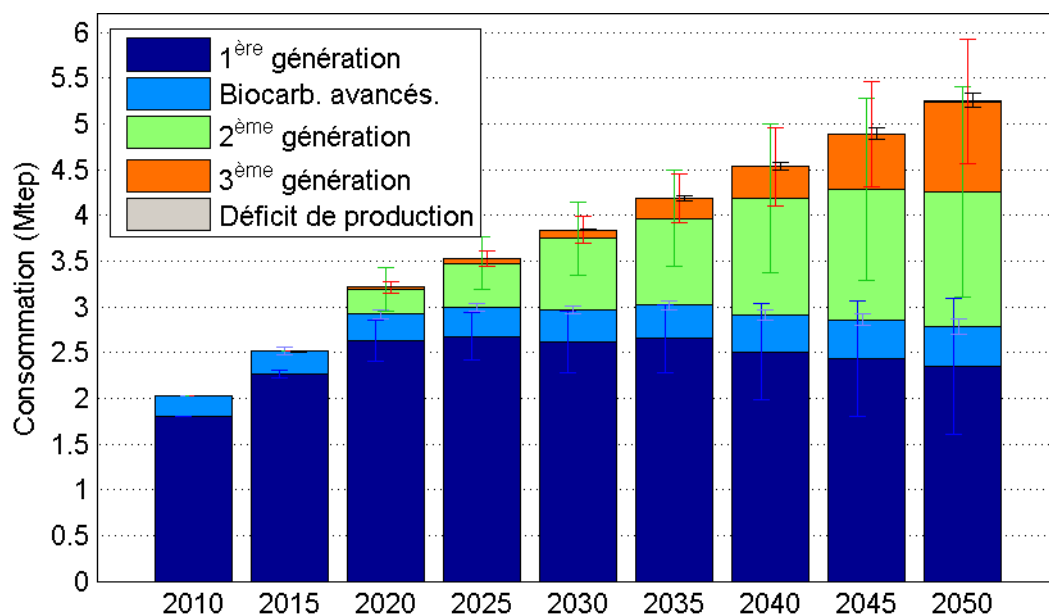


Figure 6.11 : Évolution du mix biocarburacteur/biogazole par génération

On constate qu'en valeur absolue, les écarts-types sont élevés, hormis pour les procédés valorisant les huiles usagées et les graisses animales, qui font partie du mix du fait de leur compétitivité : coûts des matières premières faibles et technologie mature. Ainsi, en 2050, les écarts-types de la consommation de biocarburants de première, deuxième et troisième génération vaut respectivement 0,7, 1,2 et 0,7 Mtep. Relativement à leur moyenne, cela correspond respectivement à 32 %, 78 % et 69 %. Ils sont respectivement de 13 %, 52 % et 145 % en 2030. L'impact d'une telle incertitude pourrait avoir un fort impact sur la filière des oléagineux. En effet, la surface requise pour produire 0,7 Mtep d'esters de colza est environ de 500 000 ha, soit l'équivalent de 4300 exploitations grandes cultures et presque un quart de la sole oléagineuse française de 2010 (Agrete, 2011). L'incertitude pèserait aussi fortement sur l'outil industriel puisqu'elle implique la création ou la fermeture de 3 unités d'une capacité annuelle de 250 000 tonnes.

La figure 6.12 présente la distribution des consommations de biocarburants, par génération, se substituant au carburacteur et au gazole pour deux périodes, 2030 et 2050 pour les 1706 scénarios évalués. Cette représentation permet de constater qu'il existe des scénarios pour lesquels la consommation de biocarburacteur et de biogazole de première génération est nulle en 2050. Elle permet aussi de mettre en évidence la forte dispersion concernant le développement de la deuxième génération en 2050 alors que c'est un choix retenu en 2030. Enfin, concernant la troisième génération, l'apprentissage technologique permet son fort développement : le taux de croissance de la moyenne est de 12 % par an entre 2030 et 2050. En 2050, la valeur singulière, située entre 1,2 Mtep et 1,3 Mtep, correspond au potentiel maximal de la production d'huile algale en bassins ouverts. Ce potentiel correspond à 40 unités de production, ayant une emprise surfacique totale de

780 km². La seconde singularité, plus large et située entre 1,7 et 1,9 Mtep, correspond à la saturation de disponibilité en sucres simples bon marché, principalement issus de betterave et de maïs, de production d'huile algale par voie hétérotrophe.

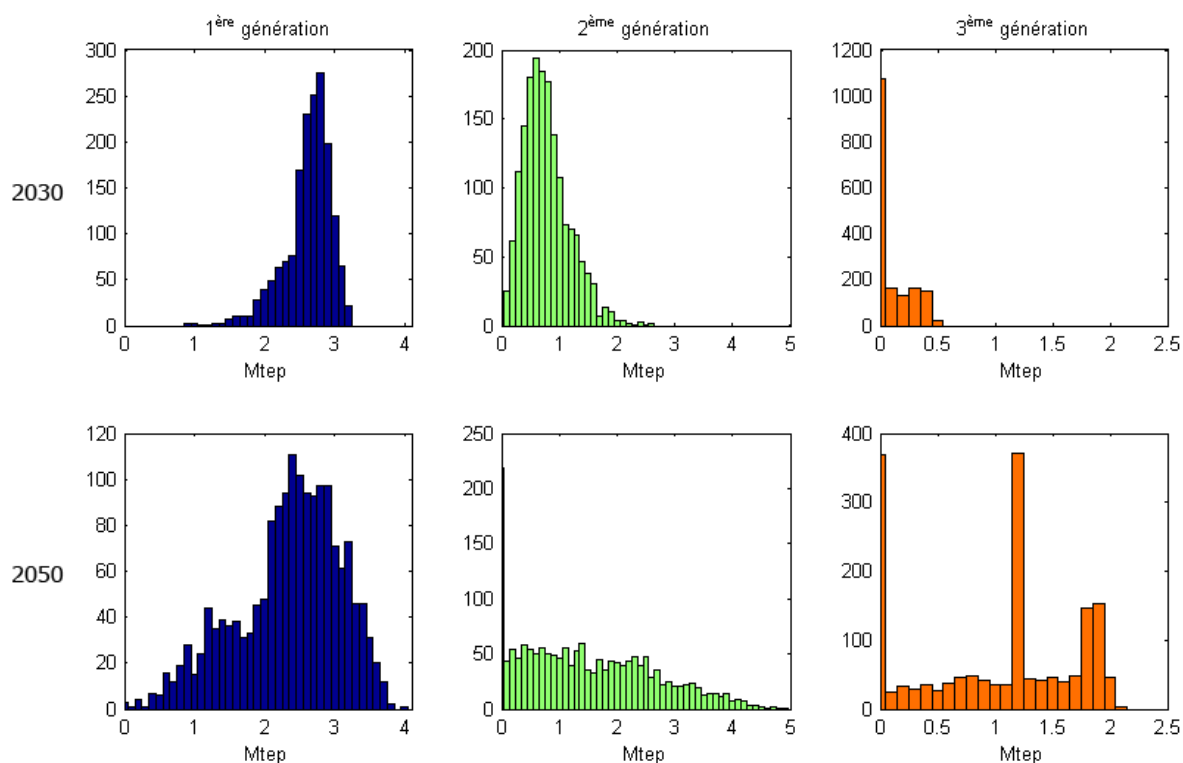


Figure 6.12 : Dispersion des consommations de biocarburacteur/biogazole pour les années 2030 et 2050, avec de gauche à droite, les procédés de première génération, puis de seconde génération et de troisième génération (largeur des barres : 0,1 Mtep)

Une autre façon d'exploiter ces résultats est de calculer la probabilité qu'un certain volume de carburant soit consommé, selon le jeu de 1706 scénarios analysés. Cette approche est intéressante pour les acteurs du secteur puisqu'elle permet de quantifier le risque encouru. Ainsi, en 2030, la probabilité que le volume consommé de biocarburacteur et biogazole de 2^{ème} génération soit supérieur ou égal à 1 Mtep est égale à 25 %. En 2050, cette probabilité est égale à 58 % pour la deuxième génération et pour la troisième génération. Quand le curseur est placé à 2 Mtep, la probabilité est de 33 % pour la 2^{ème} génération et seulement de 1 % pour la troisième génération.

De telles variations de mix technologiques ont logiquement un impact sur les émissions de GES, d'autant plus qu'il s'agit aussi d'un paramètre qui varie dans chaque scénario. La figure 6.13 représente l'évolution des valeurs minimales, moyennes et maximales des émissions évitées. Dans ces scénarios incertains, les émissions évitées croissent en moyenne pour atteindre 10 MtCO_{2éq} et 12 MtCO_{2éq} en 2050. Néanmoins, le rapport de la moyenne des émissions évitées sur biocarburants consommés, indicateur de la performance environnementale du secteur biocarburant, diminue au cours du temps : de 2,4 tCO_{2éq}év/tep¹⁸ en 2010, il vaut 2,1 tCO_{2éq}év/tep en 2030 et 1,9 tCO_{2éq}év/tep en 2050.

¹⁸ tonne de CO₂ équivalent évitée

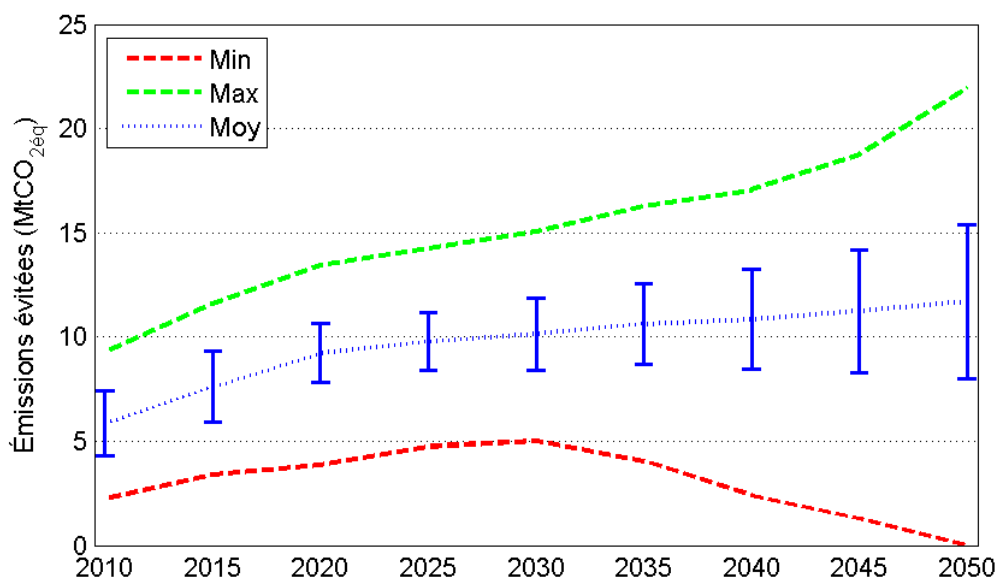


Figure 6.13 : Évolution des émissions évitées, représentation des valeurs minimales, moyennes et maximales

De plus, la dispersion est très grande avec un écart-type de 1,7 MtCO₂éq en 2030 et de 3,7 MtCO₂éq en 2050. Les scénarios extrêmes illustrent bien cela avec des valeurs comprises entre 5 et 15 MtCO₂éq en 2030 et 0 et 22 MtCO₂éq en 2050. Cet accroissement de la dispersion est lié au fait que les incertitudes sur les émissions de GES sont plus importantes sur les biocarburants avancés et que leur consommation croît significativement à la fin de l’horizon de modélisation.

L’intérêt des outils développés pour cette approche est qu’ils permettent de faire facilement le lien entre les hypothèses de départ et les résultats obtenus. Dans le scénario où les émissions évitées sont minimales, il y a conjonction d’une forte production de biocarburants produits à partir d’huile algale et de facteurs d’émissions de GES élevés pour ce procédé ainsi que pour celui de transestérification d’huile de colza. À l’opposé, dans le scénario où les émissions évitées sont maximales, les émissions des esters méthyliques d’acide gras et les esters et acide gras hydrotraités sont très basses.

3.3 Influence du taux d’actualisation sur cette évolution

Dans l’élaboration de cette analyse du secteur bioénergie dans l’incertitude, un paramètre important du calcul économique, le taux d’actualisation, a été maintenu constant. Il permet de prendre en compte la préférence pour le présent des acteurs et leur évaluation du risque. Ainsi, plus le taux d’actualisation est élevé plus la préférence pour le présent sera grande et plus le risque estimé sera élevé.

Ainsi, le choix de ce taux peut orienter les choix d’investissement d’une filière et tous les acteurs n’utilisent pas le même taux d’actualisation pour leur prise de décision. L’État français, dans ses décisions d’investissement dans les infrastructures (autoroutes, voies ferrées, viaducs, aéroports, réaménagement de quartiers...), privilégie un taux d’actualisation faible, que nous estimerons à 4 %. Les acteurs privés, sur des secteurs risqués tels que les technologies de production de biocarburants de 3^{ème} génération, envisagent généralement un taux d’actualisation supérieur à 12 %, nous retiendrons un taux d’actualisation de 15 %. Dans l’étude précédente, le taux d’actualisation retenu était de 8 %, compromis entre les acteurs publics et privés.

L'étude précédente, i.e. calcul des trajectoires optimales pour les mêmes 1706 jeux de paramètres, a été reproduite pour des taux d'actualisation de 4 % et 15 %.

La figure 6.14 représente l'évolution du mix bioessence en fonction du taux d'actualisation. Changer de taux d'actualisation a un impact très faible sur le mix biocarburant agrégé par génération. Ainsi, l'augmentation du taux d'actualisation favorise très légèrement le développement des biocarburants de deuxième génération au détriment des procédés de première génération. Plus précisément, l'éthanol cellulosique remplace une partie de l'éthanol produit à partir de blé, dont les coûts d'investissement relativement élevés et qui ne diminuent pas au cours du temps sont pénalisés par une plus grande préférence pour le présent.

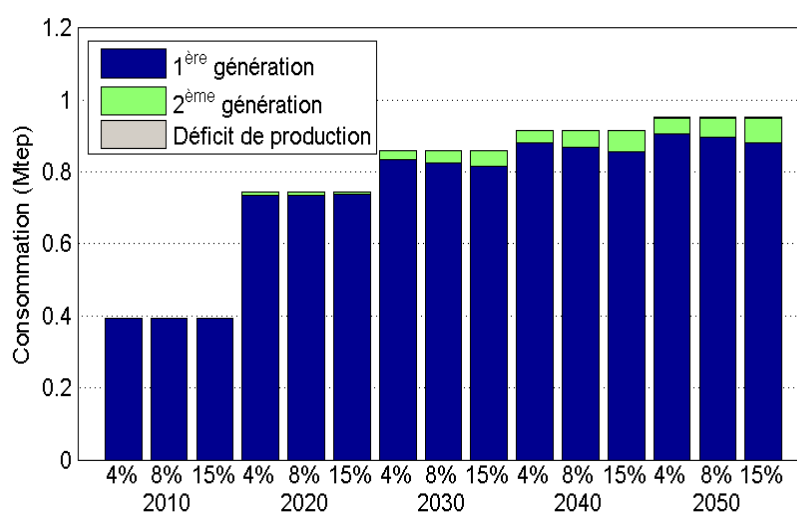


Figure 6.14 : Évolution du mix moyen de consommation en bioessence en fonction du taux d'actualisation

Pour le mix bioessence, la dispersion (représentée figure 6.15) est d'autant plus grande que le taux d'actualisation est élevé. Ceci est dû à la structure de coût des procédés de production d'éthanol à partir de plantes amylacées (blé et maïs) : les coûts d'investissement et les coûts fixes d'O&M représentent, 29 €₂₀₀₅/(PJ/an) du coût moyen actualisé alors qu'il est en moyenne de 25 €₂₀₀₅/(PJ/an) pour l'éthanol lignocellulosique de bois.

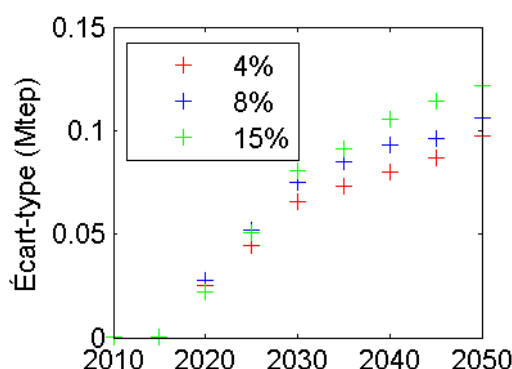


Figure 6.15 : Évolution des écarts-types en fonction du taux d'actualisation pour le mix bioessence

Le taux d'actualisation a une plus grande influence sur le mix biocarburacteur/biogazole, comme le montre la figure 6.16. L'augmentation du taux d'actualisation favorise la première génération – + 0,5 Mtep entre le taux de 4 % et de 15 % en 2050 – et les autres biocarburants avancés et entraîne

une diminution de la consommation de biocarburants de seconde et troisième génération. Les procédés de ces générations sont en effet beaucoup plus capitalistiques que ceux de première génération, pour lesquels la matière première est de loin majoritaire dans la structure de coût.

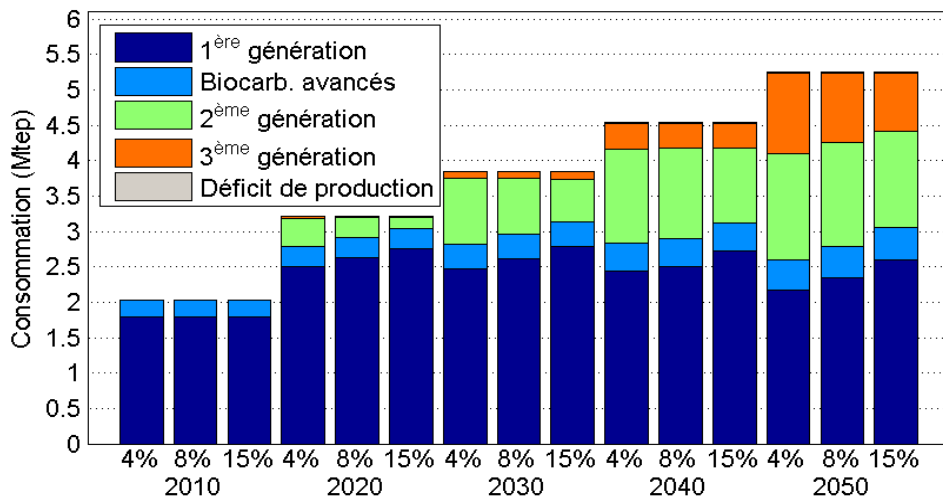


Figure 6.16 : Évolution du mix biocarburacteur/biogazole en fonction du taux d'actualisation

La figure 6.17 montre que la dispersion évolue en fonction du taux d'actualisation. Elle est plus élevée quand le taux d'actualisation est faible pour les procédés de 1^{ère} et de 2^{ème} génération. À l'inverse, pour la 3^{ème} génération, la dispersion est plus faible lorsque le taux d'actualisation est faible. Il n'y a pas d'explications simples pour expliquer ces évolutions.

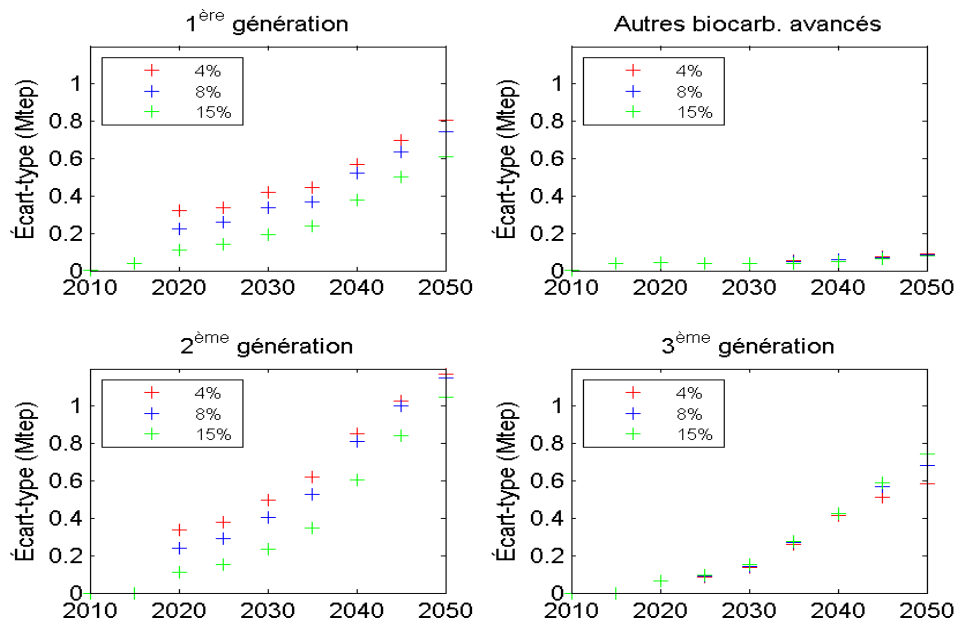


Figure 6.17 : Évolution des écarts-types par génération de biocarburacteur/biogazole

D'un point de vue plus général, on constate que si l'État souhaite suivre la trajectoire technologique donnée par un taux d'actualisation de 4 % en s'appuyant sur les acteurs privés pour le déployer, il sera nécessaire de fixer un objectif de consommation et une incitation fiscale, comme cela a été le cas pour soutenir le développement des biocarburants de première génération.

Conclusions

Deux cas d'étude ont été présentés. Premièrement, une analyse du déploiement de la filière de production d'huile par des microorganismes dans le cas où seuls les prix des commodités agricoles, forestières et énergétiques variaient. Deuxièmement, outre les prix, nous avons fait varier les disponibilités des matières premières, ainsi que les coûts et les coefficients d'émissions de GES des technologies de production des biocarburants. La demande bioénergie, basée sur les objectifs du COMOP 10, est toujours satisfaite lorsque la disponibilité en biomasse forestière dépasse 43,5 Mt_{ms}.

Concernant les biocarburants se substituant à l'essence, l'éthanol de première génération reste prépondérant sur tout l'horizon de modélisation. L'ordre de grandeur de l'incertitude implique néanmoins entre 230 et 600 exploitations agricoles de grandes cultures et une capacité de distillerie de grande taille. Pour le biocarburacteur et le biogazole, bien que la première génération reste en moyenne majoritaire jusqu'en 2050, la deuxième génération se développe et apparaît comme la voie privilégiée pour compléter la première génération à moyen terme. À long terme, par contre, la compétition entre la seconde et la troisième génération est plus importante et se traduit par une diminution de la consommation de biocarburants de seconde génération dans un grand nombre de scénarios. Le développement de la troisième génération ne se fera que si les coûts diminuent drastiquement et pourrait être limité par son impact au sol, notamment pour la culture en bassins ouverts. L'impact sur la filière des oléagineux est important puisque le niveau d'incertitude implique près de 4000 exploitations agricoles et trois unités de transestérification de grande taille.

Dans cette étude, nous avons montré que le secteur biocarburant permettrait en moyenne de réduire les émissions de GES, mais il subsiste une grande incertitude à long terme du fait du manque de connaissances actuelles sur les bilans des biocarburants de seconde et surtout de troisième génération.

Enfin, la même étude a été réalisée pour trois taux d'actualisation différents : 4 %, 8 % et 15 %. Un accroissement du taux d'actualisation entraîne un léger accroissement de la production d'éthanol de seconde génération et un accroissement de la production de biocarburacteur et de biogazole de première génération. Mettre en adéquation la trajectoire optimale souhaitée par l'État, calculée avec un taux d'intérêt de 4 %, et celle des acteurs privés (taux d'actualisation de 15 %) nécessiterait la mise en place d'incitations en faveur de la seconde et de la troisième génération.

L'exploration d'un grand nombre de scénarios permet donc de s'affranchir d'éventuels cas particuliers lors de la réalisation du jeu d'hypothèses de modélisation. Cela permet donc de rendre plus robustes et plus intelligibles les visions de long terme. En tant qu'outil d'aide à la décision, il permet d'avoir une vision statistique des choix technologiques retenus dans de multiples trajectoires de moindre coût.

De plus, cela permet de mieux baliser le modèle en permettant d'analyser les cas limites. Par exemple, dans notre étude, on a montré qu'il existe de rares scénarios où la substitution aux distillats moyens pour le transport se fait entièrement à l'aide de biocarburants avancés sans incitation réglementaire extérieure, comme un plafond d'incorporation, une comptabilité modifiée, ou des subventions aux procédés de seconde génération.

Bibliographie du chapitre 6

AGRESTE, 2007. *Enquête sur la structure des exploitations agricoles en 2007 - Résultats 2000 et 2007* [en ligne]. 2007. S.l. : s.n. Disponible à l'adresse : <http://agreste.agriculture.gouv.fr/IMG/File/resultat201.pdf>.

AGRESTE, 2011. *GraphAgri 2011 - Oléagineux et protéagineux* [en ligne]. 2011. S.l. : s.n. Disponible à l'adresse : www.agreste.agriculture.gouv.fr/IMG/pdf_Gaf11p119.pdf.

FRANCE AGRIMER, 2012. *Évaluation des ressources disponibles en France*. octobre 2012. S.l. : MAAP.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2013. *World Energy Outlook 2013*. S.l. IEA.

PET COKE CONSULTING LLC, 2011. *Pet Coke Consulting for Buyers and Sellers of Petroleum Coke*. In : [en ligne]. 2011. Disponible à l'adresse : <http://petcokeconsulting.com/primer/index.html>.

SU, Li-Wang, LI, Xiang-Rong et SUN, Zuo-Yu, 2013. The consumption, production and transportation of methanol in China: A review. In : *Energy Policy*. décembre 2013. Vol. 63, p. 130-138. DOI 10.1016/j.enpol.2013.08.031.

YANG, Chi-Jen et JACKSON, Robert B., 2012. China's growing methanol economy and its implications for energy and the environment. In : *Energy Policy*. 2012. Vol. 41, p. 878-884.

Conclusions finales

La définition d'une stratégie bioénergies, prenant en compte l'ensemble des spécificités des secteurs qui sont en concurrence sur les matières premières, et les caractéristiques des voies technologiques est capitale pour répondre aux enjeux énergétiques, environnementaux et sociétaux de la France.

Cette thèse propose des éléments de cette stratégie concernant le potentiel de développement des bioénergies, la concurrence des usages, les enjeux technologiques et réglementaires, notamment pour les biocarburants, et la prise en compte de plusieurs externalités environnementales. Elle propose aussi une analyse robuste pour la prise en compte des incertitudes propres à l'exercice prospectif.

Elle s'appuie pour cela sur un modèle d'optimisation linéaire de la famille MarkAl/TIMES qui représente de façon détaillée les ressources, les technologies et les demandes propres au secteur des bioénergies français. La vision prospective est projetée depuis l'année de référence 2010 jusqu'à 2050. Ce modèle a fait l'objet d'augmentations progressives au fur et à mesure que de nouvelles questions se posaient : ajout de trois externalités environnementales (émissions de GES, consommation d'énergie non renouvelable et eutrophisation) pour les procédés de production de biocarburants, ou implémentation d'un module représentant la chimie biosourcée, secteur en concurrence sur les ressources.

L'analyse prospective implique de réaliser un grand nombre d'hypothèses. Les résultats obtenus sont donc grandement tributaires de celles-ci. Nous présentons néanmoins un certain nombre de résultats chiffrés en tâchant de préciser leurs hypothèses majeures. Proposer des objectifs chiffrés était d'ailleurs une des exigences retenues pour définir une stratégie pour les filières biomasse. Ils sont aussi à la base de commentaires plus généraux sur les différents enjeux des bioénergies.

Premièrement, il existe encore une marge de développement notable pour les bioénergies. En effet, la production primaire française des bioénergies hors déchets renouvelables était de 13,3 Mtep en 2012. En 2050, nous avons envisagé deux options :

- 1) Le cas où les surfaces agricoles à vocation énergétique suivent une évolution tendancielle, avec un prélèvement forestier qui augmente à 75 % de l'accroissement annuel et les co-produits de l'agriculture et des industries agro-alimentaires mobilisés à 90 %, la production française de bioénergies pourrait atteindre un peu plus de 25 Mtep, soit 15 % de la consommation d'énergie finale actuelle ou 31 % de la consommation d'énergie finale 2050 estimée par l'ADEME dans sa contribution au débat sur la transition énergétique (ADEME, 2012).
- 2) Le cas où une réorientation des disponibilités biomasse est privilégiée, ce qui consiste à diviser par deux les surfaces agricoles allouées à l'énergie en 2050 par rapport à 2010 et à prélever jusqu'à 85 % de l'accroissement forestier annuel, la production française pourrait alors atteindre 28 Mtep.

En revanche, le rythme de développement prévu par le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables ne pourra pas être maintenu jusqu'en 2050. Celui-ci prévoit en effet que la consommation de bioénergies – part renouvelable des déchets comprise – atteigne 21,6 Mtep en

2020, dont 0,45 Mtep d'importations pour les biocarburants. En effet, si ce rythme de développement est maintenu jusqu'en 2050, la demande finale de bioénergie hors déchets renouvelables serait d'environ 40 Mtep. Seul un recours massif aux importations de biomasse solide et de biocarburants pourrait permettre d'atteindre cet objectif très ambitieux. Il ne pourra d'ailleurs se faire que dans le cadre d'un marché mondial étant donnés les volumes importants mis en jeu et la valorisation croissante des ressources européennes.

Si les usages actuels – production hors énergie des produits agricoles, de bois d'œuvre et de bois industrie – ont été pris en compte dans les résultats mentionnés précédemment, ce n'est pas le cas des usages émergents. Le secteur de la chimie biosourcée, notamment, pourrait connaître un développement rapide et capter une partie de la ressource biomasse. D'autant plus qu'il est prioritaire dans la hiérarchisation des usages préconisée par le législateur, i.e. usages alimentaires, puis fertilisants, puis matériaux, et enfin énergie. Dans les scénarios que nous avons construits, l'essor de la chimie biosourcée pourrait réduire de 14 % à 24 % le potentiel de développement des bioénergies. Celle-ci influencerait aussi sur la répartition des différents types de demande bioénergies – chaleur, électricité, biocarburants – car certaines ressources biomasse seraient utilisées en plus grande quantité, comme l'éthanol pour la production d'éthylène et de propylène.

Selon nos hypothèses, les demandes en biogaz sont systématiquement satisfaites. Les unités de méthanisation pourraient en produire plus de 5 Mtep, étant donnés les matières premières mobilisables et leurs pouvoirs méthanogènes. Lorsque la biomasse lignocellulosique est abondante et que les coûts des technologies avancés diminuent, le biométhane de seconde génération est plus compétitif que celui de première génération, en particulier pour l'usage transport. Une étude sur les opportunités d'incorporation de biogaz sur le réseau de transport est en cours au Centre de Mathématiques Appliquées.

Concernant le secteur de la chaleur et de l'électricité, les technologies de chaudière à lit fluidisé avec turbine à condensation sont privilégiées dans la plupart des cas, sauf quand la tension sur la disponibilité en biomasse lignocellulosique est telle que l'exigence d'un meilleur rendement nécessite le déploiement de centrales à cycle combiné au gaz avec gazéification intégrée.

Les biocarburants ont fait l'objet de deux chapitres complets et de plusieurs paragraphes spécifiques. Si l'on considère les coûts des évaluations technico-économiques actuelles, les biocarburants de première génération s'avèrent plus compétitifs sur tout l'horizon de modélisation, malgré une disponibilité croissante de biomasse lignocellulosique et la possibilité de construire des bassins de production de biomasse algale. À l'exception de l'éthanol de blé et de maïs, moins attractifs que l'éthanol cellulosique à partir de 2040. Par contre, l'hypothèse d'un apprentissage technologique tel que les coûts actuels des procédés de deuxième et troisième générations soient divisés par deux en 2050 implique la mise sur le marché d'une grande quantité d'huile produite par des microalgues autotrophes. Ce biocarburant de troisième génération supplanterait les procédés de seconde génération – gazéification et pyrolyse rapide – qui auraient été développés si des objectifs volontaristes de consommation de biocarburants avaient été fixés.

Les aspects logistiques devraient aussi avoir un grand rôle à jouer dans le choix technologique et deux modèles s'opposent pour les voies thermochimiques. Un premier modèle où une unité de traitement centralisée, consommant au moins un million de tonnes de biomasse, est alimentée par des petites unités décentralisées de densification de la biomasse et un second modèle décentralisé

ou des unités de taille petite ou moyenne réalisent l'intégralité de la conversion de la biomasse. Le premier modèle est privilégié pour la gazéification ou co-gazéification de la biomasse suivie d'une synthèse Fischer-Tropsch, le second est retenu pour la pyrolyse rapide et hydrotraitement, la liquéfaction hydrothermale et la méthanation. Cette dernière bénéficie du maillage fin des réseaux de transport et distribution de gaz.

Les premiers résultats des projets démonstrateurs (Futurol, BioTfuel, Syndièse, Gaya, Salinalgue, Probio3) donneront par ailleurs des éléments de réponse à ces questions techniques et logistiques et indiqueront quelles sont les technologies les plus prometteuses.

Les aspects réglementaires sont un troisième critère pour orienter les choix technologiques. Ils ont été prépondérants dans le développement des biocarburants de première génération, en donnant une feuille de route aux acteurs, et les outils incitatifs permettant de la tenir – défiscalisation partielle de TICPE pour les unités ayant reçu un agrément de production et sanction à la TGAP pour les distributeurs ne respectant pas les objectifs d'incorporation préconisés. Cependant, cette feuille de route a été revue en 2009, ce qui a eu pour conséquence de créer une surcapacité de production d'éthanol et de biogazole d'une part et de rendre frileux les acteurs du secteur pour consentir à des investissements dans les biocarburants avancés d'autre part.

Par ailleurs, au niveau européen, le changement de législation risque d'avoir un impact lourd sur le secteur des biocarburants. Les critères de durabilité que doivent respecter les biocarburants pourraient mettre sur la touche les procédés les moins vertueux. Cela concerne des procédés de production de biocarburant de 1^{ère} génération mais aussi des procédés avancés, tels que certains modes de production de biocarburants par des microorganismes. Et la mise en place d'un plafond d'incorporation de biocarburants de première génération va logiquement inciter au développement des biocarburants avancés. La question du financement des biocarburants de deuxième et troisième génération n'est pas encore résolue.

De plus, le bien fondé du développement des biocarburants et le choix technologique associé devra être fondé sur leurs évaluations socio-économiques. Pour les substituants au gazole, l'internalisation économique des émissions de GES (à 50 €₂₀₁₀/tCO₂éq), de la consommation d'énergie renouvelable et de l'eutrophisation montre que les procédés de transestérification d'huile de palme et d'huile pyrolytique hydrotraitée sont aussi performants que le gazole conventionnel, dans l'hypothèse d'un prix du baril de Brent à 112 \$₂₀₁₂ (moyenne sur l'année 2012). Sous ces hypothèses, la transestérification de colza et le gazole Fischer-Tropsch issu de la co-gazéification de biomasse et de coke de pétrole ne sont plus que 30 % plus chers que leur homologue fossile.

Les coûts marginaux d'abattement du secteur des biocarburants pour répondre à des exigences de réduction de gaz à effet de serre montrent que l'effort à faire porter par le secteur ne peut être trop élevé. En effet, même dans l'hypothèse où les coûts des biocarburants avancés diminuent fortement, le coût marginal en 2050 pour accroître l'effort de réduction de 15 % par rapport au scénario de référence est de l'ordre de 400 €₂₀₀₈/tCO₂éq. Cette valeur, bien qu'elle soit la borne supérieure des coûts d'abattement des procédés biocarburants, est largement supérieure à la valeur tutélaire préconisée par le rapport Quinet (200 €₂₀₀₈/tCO₂éq) en 2050.

Enfin, le secteur des biocarburants pourrait contribuer à l'effort de réduction des émissions de gaz à effet de serre, en permettant en 2050 la réduction des émissions de 12 à 14,5 MtCO₂éq, soit 2,5 % à

3 % des émissions de GES française en 2010. Ces valeurs sont néanmoins calculées sans prendre en compte le changement d'affectation des sols indirect, mécanisme de modification de l'usage affecté à un usage autre que les usages énergétiques – on parle dans ce cas de changement d'affectation des sols direct, pris en compte dans les analyses de cycle de vie les plus récentes – induit par le choc de demande en commodités agricoles lié à la hausse de la demande en biocarburants et qui pourrait pénaliser fortement les cultures énergétiques. Sa modélisation est très complexe car elle nécessite une représentation fine des usages des sols et de l'ensemble des échanges de commodités agricoles et bioénergétiques au niveau mondial. Le parlement européen temporise en attendant que la recherche progresse sur ce sujet et donc décidé d'inclure des facteurs « CASI » dans l'évaluation des biocarburants en 2020.

L'analyse de type Monte Carlo a permis de confirmer les résultats de déploiement technologique entre les différentes générations de biocarburants et d'apporter des éléments supplémentaires concernant la robustesse de la stratégie proposée. Ainsi, même si en moyenne la part d'éthanol de première génération est de 90 % du mix bioessence, la dispersion des résultats implique néanmoins la production de 230 à 600 exploitations agricoles et une distillerie de grande capacité. Les résultats sont encore plus dispersés pour le mix de substitution au gazole. Les biocarburants de première génération restent leaders en moyenne mais les biocarburants de seconde et de troisième génération occupent une part grandissante du mix. En outre, les incertitudes sont très grandes et leur ordre de grandeur correspond à près de 4000 exploitations de grandes cultures produisant du colza et à 3 unités de transestérification de grande capacité.

En plus des limites précisées dans les conclusions précédentes, il est nécessaire de préciser que le secteur des bioénergies n'a pas été intégré dans un modèle représentant l'ensemble des énergies en France. Les demandes en bioénergies sont extrapolées à partir des objectifs réglementaires. Ainsi, l'intégration de ce modèle bioénergies dans un modèle « toutes énergies » permettrait de prendre en compte la compétition entre les différents modes de transport.

Cette approche pourrait par exemple permettre de répondre à la question de l'allocation optimale des ressources biomasse dans le cas où les émissions de GES de l'aviation internationale seraient comptabilisées dans les inventaires nationaux. À court et moyen terme, seuls les biocarburants liquides pourront en effet être utilisés comme carburants alternatifs dans le secteur des transports aériens.

La prise en compte d'externalités supplémentaires a montré que la préséance socio-économique des procédés pourrait changer. Il serait intéressant de pousser plus loin l'analyse socio-économique en intégrant l'ensemble des externalités environnementales, mais aussi l'influence sur l'emploi et sur la balance commerciale. Avec un tel outil, le décideur public pourrait proposer un cadre réglementaire clair et pérenne, indispensable pour la prise de décision des acteurs économiques.

Plusieurs recommandations plus générales émergent de ce travail. Elles sont données d'une part du point de vue du décideur public et d'autre part du prisme du stratège industriel. Ce changement de points de vue est un des atouts de cet outil de réflexion prospective. Ainsi, elles sont basées sur les résultats obtenus avec le modèle de prospective mais sont aussi issues des trois ans et quatre mois passés à me confronter aux problématiques des bioénergies. Le modèle est en effet un outil d'aide à la décision, qui permet d'éclairer les futurs possibles et de susciter la réflexion, mais en aucun cas un

outil de décision. Le premier temps de la prospective est en effet de comprendre dans le détail les rouages du secteur étudié.

La première recommandation est la nécessité d'élaborer des plans d'approvisionnement de la biomasse lignocellulosique, aussi bien pour les pailles excédentaires que pour les produits, co-produits et rémanents forestiers, en tenant compte de l'ensemble des usages. Elle s'avère être la ressource stratégique pour mener à bien une politique en faveur des bioénergies mais son utilisation se heurte à des difficultés logistiques. Dans les choix technologiques retenus, pour les biocarburants de seconde génération notamment, il sera indispensable de prendre en compte le schéma de déploiement centralisé/décentralisé des unités de valorisation. Des projets avec des rayons d'approvisionnement modérés et dont les retombées économiques sont locales seront beaucoup plus acceptables socialement.

Concernant les biocarburants, nous avons montré que la stratégie technologique globale la moins coûteuse varie significativement selon le taux d'actualisation retenu. Les biocarburants de première génération cèdent du terrain aux biocarburants avancés lorsque le taux d'actualisation est bas. Les acteurs économiques, dont les exigences de rentabilité sont plus élevées, risquent néanmoins de ne pas faire les choix préconisés par la feuille de route et des mécanismes de régulation devront alors être mis en place pour rectifier les orientations.

La question de leurs financements reste par ailleurs à déterminer. Il est en effet très probable qu'ils restent plus chers que leurs homologues fossiles pendant encore plusieurs décennies. Une évaluation socio-économique de chacun des procédés actuels et futurs devrait permettre de statuer de leur intérêt pour la société, et d'orienter les choix technologiques. Comment alors prendre en compte économiquement ces bénéfices ? Plutôt qu'une exonération partielle de TICPE, comme ce fut le cas entre 2004 et 2015, un découpage par externalités principales – e.g. émissions de GES, consommation d'énergie non renouvelable – permettrait de mettre sur un pied d'égalité l'ensemble des énergies renouvelables et d'accroître la compréhension des mécanismes incitatifs pour le citoyen. Le choix devrait aussi être plus systématiquement laissé au consommateur, comme c'est le cas actuellement avec le déploiement de l'E10.

Pour le stratège industriel, l'outil de réflexion prospective permet de baliser un certain nombre d'incertitudes.

Concernant le secteur de la chaleur et de l'électricité, les efforts à fournir doivent porter d'une part sur l'amélioration des performances techniques et de traitement des polluants et d'autre part sur l'élaboration de plan d'approvisionnement acceptable socialement. La compétition avec les autres énergies renouvelables serait limitée puisque la biomasse présente l'avantage d'être dispatchable, c'est-à-dire que sa production est pilotable, à l'inverse de l'éolien ou du photovoltaïque non couplés à des dispositifs de stockage.

Concernant le secteur des biocarburants, le marché français des carburants pour le transport routier devrait être baissé du fait d'une amélioration de l'efficacité des moteurs, le développement de l'auto-partage et le déploiement de la motorisation électrique. Le plafonnement des biocarburants de première génération offre néanmoins une opportunité aux acteurs des biocarburants avancés. Les biocarburants produits à partir de biomasse lignocellulosique devraient trouver un marché croissant pour les quinze prochaines années. Leur part devrait ensuite se stabiliser ou décroître avec l'essor

des biocarburants de troisième génération, à condition qu'ils remplissent les exigences environnementales. Enfin, à moyen terme, l'augmentation du prix des huiles, liée à la croissance de la demande alimentaire mondiale, pourrait pénaliser le biogazole de première génération vis-à-vis des biocarburants avancés. L'intérêt croissant des compagnies aériennes de voler aux biocarburants pourrait néanmoins offrir un nouveau débouché aux huiles, qu'elles soient conventionnelles ou issues de microorganismes.

Pour ces nouvelles voies de production de biocarburants liquides, les enjeux technologiques sont néanmoins extrêmement importants et les projets de démonstration de leur faisabilité technologique sont encore en cours et leur compétitivité économique, même vis-à-vis de la première génération de biocarburants, n'est pas encore démontrée. Nous avons cependant montré que celle-ci était envisageable à partir de 2025 dans le cas où l'apprentissage technologique permettait de réduire les coûts (investissement, opération et maintenance) d'un tiers tous les dix ans.

Enfin, le biométhane de deuxième génération, pourrait tirer son épingle du jeu car il présente des efficacités parmi les plus élevées des procédés de valorisation de la biomasse lignocellulosique et bénéficie d'un débouché privilégié : l'injection dans le réseau de transport et de distribution. Le déploiement d'unités de production de taille moyenne implantées à proximité de la ressource et des lieux d'injection peut donc être envisagé.

Annexes

Annexe 2.1 : Revue des modèles économiques des secteurs énergétique et agricole

Il est très difficile d'établir une taxonomie pertinente des modèles puisqu'un modèle particulier ne peut généralement être classé sans équivoque dans une catégorie (Crassous, 2008). Par contre, ils possèdent un certain nombre de caractéristiques (Hiremath et al., 2007) que nous tâcherons d'explicitier lorsque nous présenterons les modèles de prospective énergétique et agricole :

- L'objectif général et spécifique du modèle ;
- Sa structure : variables endogènes et paramètre exogènes ;
- L'approche analytique : top-down, bottom-up ou hybride ;
- La méthodologie sous-jacente ;
- L'approche mathématique ;
- La description et couverture géographique ;
- La couverture sectorielle ;
- L'horizon de modélisation ;
- Les données requises.

En outre, les modèles de prospective que nous décrivons sont des modèles **économiques**, c'est-à-dire qu'ils cherchent à représenter de façon simplifiée les activités économiques.

Une première distinction concerne le périmètre des activités considérées dans le modèle. S'il se focalise sur un secteur particulier – e.g. le commerce, les services, l'agriculture ou l'énergie par exemple – le modèle est dit **sectoriel**. S'il englobe l'ensemble des activités économiques, le modèle est dit **global**.

Une seconde distinction parmi les modèles économiques concerne la formulation du problème, on oppose les modèles d'**optimisation**, où l'on cherche à minimiser un coût, e.g. économique ou environnemental, ou à maximiser un bénéfice, e.g. le bien-être social, aux modèles de **simulation**, où les variables sont déduites des équations de structure sans chercher à optimiser une fonction objectif.

Enfin, une troisième distinction est faite parmi les modèles d'optimisation. On parle de modèle **top-down** lorsque les niveaux de demande sont déduits de paramètres macroéconomiques (PIB, valeur ajoutée, investissements, etc.) et les prix de relations économétriques (élasticités). Les modèles **bottom-up** ou technologiquement riches se basent sur les paramètres technico-économiques des technologies et où seuls les coûts de production sont calculés.

À titre d'exemple, un modèle d'équilibre général calculable un modèle économique global d'optimisation top-down. Mais cette classification n'est pas hermétique, les modèles de prospective des systèmes énergétiques intègrent souvent un modèle climatique pour traiter de la question du changement climatique, comme nous le verrons au paragraphe 0.

Dans la suite du paragraphe, nous nous intéresserons dans un premier temps aux modèles de prospective utilisés pour décrire le secteur de l'énergie et dans un second temps ceux se focalisant sur le secteur agricole.

1. Les modèles décrivant les systèmes énergétiques

Bref retour historique

Au cours des années 1950, les premiers modèles de prospective énergétique sont développés aux États-Unis notamment. Ils se basent sur la comptabilité énergétique. Établir le bilan énergétique sur les années passées et prolonger les tendances constatées est en effet un moyen relativement exhaustif de représenter le système énergétique. (Hoffman, Wood, 1976) Cette approche est encore à l'heure actuelle employée dans les modèles LEAP et MEDEE/MAED. (Bhattacharyya, Timilsina, 2009)

Au début des années 1970, l'approche « comptabilité » a laissé la place à une description *bottom-up* des flux et des technologies de la chaîne énergétique. Et bien que la représentation graphique du système soit rendue plus difficile, du fait de sa description du plus en plus approfondie, l'avantage de cette approche est qu'elle permet d'utiliser des techniques d'optimisation pour envisager des scénarios alternatifs. Ainsi, le BESOM¹⁹ est un des premiers exemples d'utilisation de la programmation linéaire pour calculer l'allocation optimale de ressources énergétiques. Il a connu de nombreux développements aux États-Unis, dont une approche *hybride* avec un couplage une modèle économétrique de demande finale (Hoffman, Jorgenson, 1977). L'approche a de plus servi de base au développement de modèles de prospective énergétique en Inde et au Mexique. (Bhattacharyya, Timilsina, 2009)

Parallèlement, les questions concernant l'approvisionnement énergétique sont entrées dans le débat politique et ont suscité un regain d'intérêt dans la recherche scientifique. La publication du rapport du Club de Rome²⁰ « *Limits to Growth* » en 1972 et le premier choc pétrolier de 1973 ont ouvert la voie à l'appréhension de l'incertitude et du long terme. Dans le champ de l'économie de l'énergie, la prévision économétrique en vigueur à l'époque ne convient plus à un monde qui se complexifie, s'interconnecte et se pose la question de l'impact de ses agissements présents sur le long terme. (Crassous, 2008) En outre, des événements se produisant à l'échelle mondiale, telle que la formation du trou de la couche d'ozone ou le changement climatique nécessitent d'élargir le champ d'analyse. Ainsi, les premiers modèles de prospective des systèmes énergétiques mondiaux portent sur le lien entre consommation énergétique et émissions de gaz à effet de serre. (Dahan-Dalmedico, 2007)

Puis il y a eu un foisonnement d'études qui peuvent être classées dans trois catégories : des scénarios exploratoires, des visions normatives et des stratégies optimales. Les scénarios exploratoires se basent soit sur des modèles compacts, où le système énergétique est représenté par une simple commodité, soit sur des modèles ingénieurs, où la chaîne énergétique est représentée de façon détaillée. (Crassous, 2008) Parmi celles-ci, les travaux de William Nordhaus et d'Alan Manne se basent sur un paradigme d'optimisation. Le modèle DICE de croissance optimale, basé sur les travaux de Ramsey (Nordhaus, 1992) et le modèle MARKAL-MACRO (pour *MARKet ALlocation*), basé sur les

¹⁹ *Brookhaven Energy System Optimisation Model*

²⁰ *Groupe de réflexion réunissant des scientifiques et des personnalités du monde des affaires et de la politique créé sous l'impulsion d'un industriel italien préoccupé des impacts des activités humaines sur l'environnement*

travaux de von Neumann et Sraffa (Manne, Wene, 1992) sont les pères des grandes familles modèles utilisés à l'heure actuels.

Quelques modèles usités pour la représentation des systèmes énergétiques

Afin de situer le modèle de cette thèse dans le concert des approches existantes, ce paragraphe est consacré à la description de quelques modèles, classés selon leur approche analytique. Ainsi, nous présenterons les modèles bottom-up d'optimisation puis de comptabilité, puis les modèles top-down macro-économétriques et d'équilibre général et enfin les modèles hybrides, qui cherchent à relier les deux approches, soit par *soft-linking*, c'est-à-dire que les outputs d'un module sont les inputs d'un autre module, soit par intégration complète.

Modèles bottom-up

Basés sur un paradigme d'optimisation

RESGEN (Regional Energy Scenario Generator)

Il a été développé par l'entreprise *Resource Management Associates* et a été largement utilisé dans les années 1990 pour la planification énergétique des pays en développement. C'est un programme d'optimisation linéaire. La partie offre comprend la production d'électricité (pour lequel un module de dispatching est implémenté), le raffinage et les combustibles solides. La demande énergétique est divisée en six secteurs : industrie, transport, résidentiel, commerce, agriculture et « autres secteurs ». Les paramètres-clés qui permettent de produire différents scénarios sont les données socio-économiques (croissance démographique et du PIB divisé en trois secteurs – industrie, agriculture, commercial/autre), les taux de croissance des demandes et les intensités énergétiques (demande énergétique par unité produite) des six secteurs susmentionnés, les caractéristiques des combustibles (e.g. contenu en soufre) et les caractéristiques du système électrique. (Legler et al., 1996)

Couplé à des modules de calculs d'impacts environnementaux (ENEM, ATMOS, IMPACT) sous le nom de RAINS²¹, il a notamment servi à analyser la consommation d'énergie, les émissions et la pollution de l'air en Europe, en Asie et à élaborer des scénarios alternatifs de consommation d'énergie et d'émissions de polluants (Alcamo et al., 1990 ; Foell et al., 1995 ; Amann et al., 1999).

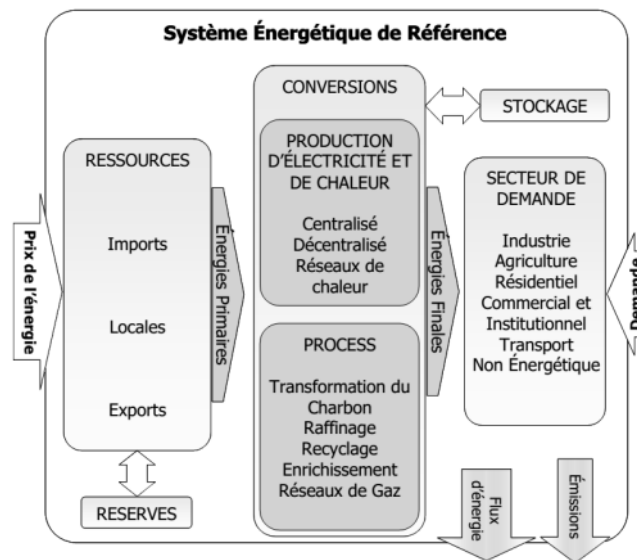
MARKAL (MARKet Allocation)

En toute rigueur, il s'agit d'un générateur de modèles en non d'un modèle en tant que tel, basé sur un formalisme d'optimisation (Assoumou, 2006). Il a été développé sous l'égide de l'AIE au début des années 1980 (Fishbone, Abilock, 1981) et est maintenant le modèle le plus utilisé des modèles d'optimisation représentant le secteur de l'énergie (Bhattacharyya, Timilsina, 2009). Il continue à être maintenu par une communauté de scientifiques dans le cadre d'un accord de mise en œuvre de l'AIE : l'ETSAP (*Energy Technology System Analysis Program*). En 2011, il était utilisé par 77 institutions dans 37 pays (IEA ETSAP, 2011).

Le système énergétique est décrit des ressources en amont aux usages finaux en aval. Le passage de l'un à l'autre se fait par une chaîne de technologies de conversion, représentées par leurs paramètres

²¹ *Regional Air pollution INFORMATION and Simulation*

techniques (efficacités, facteur de disponibilité, coefficients d'émissions, durée de vie, date de première disponibilité) et économiques (coûts d'investissement, coûts opérationnels fixes et variables, coûts de démantèlement). La figure ci-dessous propose une vue agrégé du Système Énergétique de Référence (communément appelé **RES** pour *Reference Energy System*) tel qu'il est modélisé dans MARKAL.



Représentation simplifiée du RES dans MARKAL (Assoumou, 2006)

Avec les développements de la communauté de modélisateurs, de nombreuses options et versions de MARKAL sont disponibles. Les caractéristiques des principales options disponibles sont présentées dans (Assoumou, 2006, p. 32).

SAGE (System for the Analysis of Global Energy Markets)

Ce modèle de la famille MARKAL est développé et utilisé par le DOE pour analyser la situation énergétique mondiale. *L'International Energy Outlook* publié chaque année s'appuie sur ses résultats. C'est un modèle régional intégré qui représente finement les technologies associées aux usages finaux, au nombre de 42 dans sa version standard. Les prédictions des niveaux de demande sont basées sur les tendances passées, les drivers économiques et démographiques, les équipements industriels et des ménages et les changements technologiques. La partie offre comprend les marchés mondiaux du pétrole et du gaz et les marchés (régionaux) des autres sources d'énergie. Le monde est divisé en 15 régions et l'horizon de modélisation est de 30 ans. La résolution se fait par pas de 5 ans. (Bhattacharyya, Timilsina, 2009)

Sa spécificité par rapport à beaucoup d'autre modèles MARKAL est la résolution ne se fait pas en anticipation parfaite.

EFOM (Energy Flow Optimisation Model)

C'est un modèle développé à partir du début des années 1970 à l'Institut Économique et Juridique de l'Énergie de Grenoble (actuel Laboratoire d'Économie du Développement Durable et de l'Énergie). Il s'inscrit dans la lignée de MARKAL : modèle d'optimisation linéaire multi-annuel dont la fonction objectif est de minimiser le coût total actualisé piloté par la demande. Il peut être utilisé pour

analyser un sous-secteur en particulier ou l'ensemble du système énergétique. Par exemple, le secteur électrique y est finement décrit. Un module environnemental lui a été ajouté et le nouveau modèle a été nommé EFOM-ENV. (Bhattacharyya, Timilsina, 2009)

TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System)

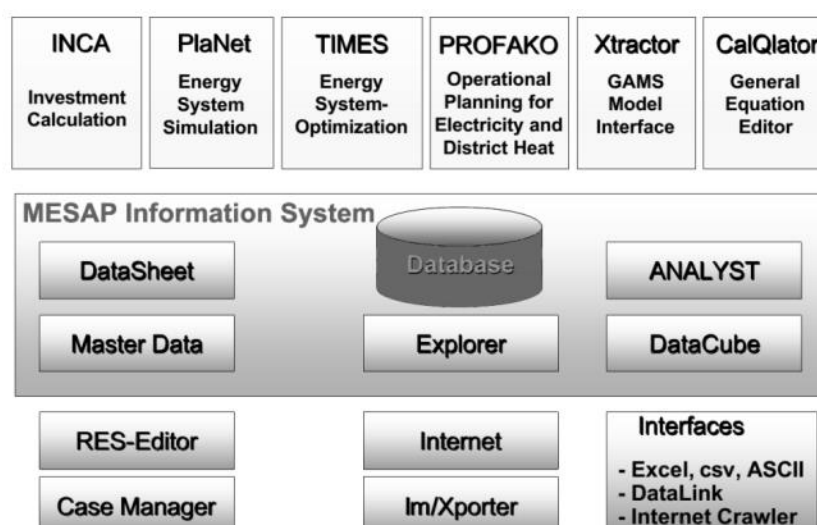
TIMES est le successeur des modèles MARKAL et EFOM. La description détaillée des technologies, le concept de RES (pour Système Énergétique de Référence) et les propriétés d'équilibre proviennent de MARKAL, alors que la représentation détaillée des flux énergétiques à l'échelle technologique est issue d'EFOM. La description du système énergétique est plus souple : il est par exemple possible de définir des pas temporels variables, des procédés avec des ratios input/output flexible et différentes ventilations des investissements. De nouvelles fonctionnalités ont aussi été implémentées, comme la programmation stochastique, le module climatique ainsi que les échanges inter-régionaux calculés de façon endogènes. (Loulou, Labriet, 2008)

Comme MARKAL, TIMES est développé par les équipes de l'ETSAP. Le modèle mondial TIAM (*TIMES Integrated Assessment Model*) est notamment couplé à un module climatique qui calcule les changements de température moyenne dues aux émissions de gaz à effet de serre.

Nous présenterons en détail le formalisme mathématique ainsi que le paradigme économique de TIMES dans le paragraphe 0.

MESAP (Modular Energy System Analysis and Planning)

C'est une boîte à outils développée à l'IER²² et composée de nombreux sous-modules représentant les secteurs énergétiques et l'environnement. Structurellement, il est divisé en trois blocs : les modules de calcul, la base de données et les outils additionnels, comme le montre la figure ci-dessous. Les modules de calcul comprennent le calcul des investissements (INCA), la simulation du système énergétique (PlaNet), l'optimisation du système énergétique (TIMES), le modèle de dispatching (PROFAKO), le modeleur (Xtractor basé sur GAMS) et l'éditeur d'équations (CalQlator).



Structure du modèle MESAP (International Resources Group, 2001)

²² Institute of Energy Economics and Rational Use of Energy, Université de Stuttgart

Il a été utilisé pour élaborer des scénarios en Lettonie et pour la ville de Santiago (Vostrikovs et al., 2006 ; Simon et al., 2011, p. 183). Il est encore développé au sein du *Sustainable Energy Planning Research group* à l'Université d'Aalborg sous le nom d'EnergyPLAN.

Basés sur une approche comptable

LEAP (Long Range Energy Alternatives Planning model)

Développé depuis 1990 au Stockholm Environment Institute, LEAP est un générateur de modèles intégrés « énergie-environnement » qui s'inscrit dans la catégorie des modèles de simulation du système énergétique en équilibre partiel (Heaps, 1990). LEAP est à l'origine un système de comptabilité mais les utilisateurs peuvent aussi développer des modèles économétriques, d'optimisation ou de simulation. Pour la partie demande, LEAP permet d'analyser les utilisations d'énergies finale et utile et de prendre en compte le renouvellement des stocks ou des parcs (e.g. automobile). Pour la partie offre, des méthodes d'optimisation et de simulation permettent de modéliser l'investissement dans de nouvelles capacités et le dispatching. Les paramètres technico-économiques de plus d'un millier de technologies sont référencés dans la *Technology and Environmental Database*. Enfin, LEAP permet de calculer les profils d'émissions des scénarios envisagés. (COMMEND, 2014)

Le modèle LEAP est utilisé par des agences gouvernementales, des entreprises, des ONG et des universités pour réaliser des études sur la planification énergétique et l'allocation de ressources, les émissions de GES à différentes mailles territoriales – villes, pays, régions du monde ou monde entier. (COMMEND, 2014)

Modèles top-down

Modèles économétriques

DTI Energy Model

Développé par les équipes du Département du Commerce et d'industrie britannique (DTI), ce modèle a pour but d'établir des projections de consommation énergétique et émissions climatiques britanniques. Le modèle se base sur une description très désagrégée de la demande, avec plus de 150 équations économétriques pour estimer les niveaux des différents secteurs économiques. Il se base sur les séries temporelles des prix et de l'activité économique et estime les valeurs futures à l'aide d'un modèle à correction d'erreur. La partie offre du modèle consiste en l'établissement des coûts de production des vecteurs énergétiques primaire et secondaires. Le système électrique fait l'objet d'une description détaillée. (Bhattacharyya, Timilsina, 2009)

Modèles d'équilibre général

GTAP-E

Ce modèle est un raffinement du modèle d'équilibre général appliqué GTAP (*Global Trade Analysis Program*) dont le but est de calculer les productions, consommations et échanges des principales commodités (denrées agricoles et d'élevage, ressources énergétiques, minerais, produits chimiques,

communication, transport, etc.) dans chacune des régions représentées²³. Les données sont stockées dans une matrice de comptabilité sociale. Le fonctionnement simplifié du modèle pour une région est présenté sur le schéma ci-dessous.

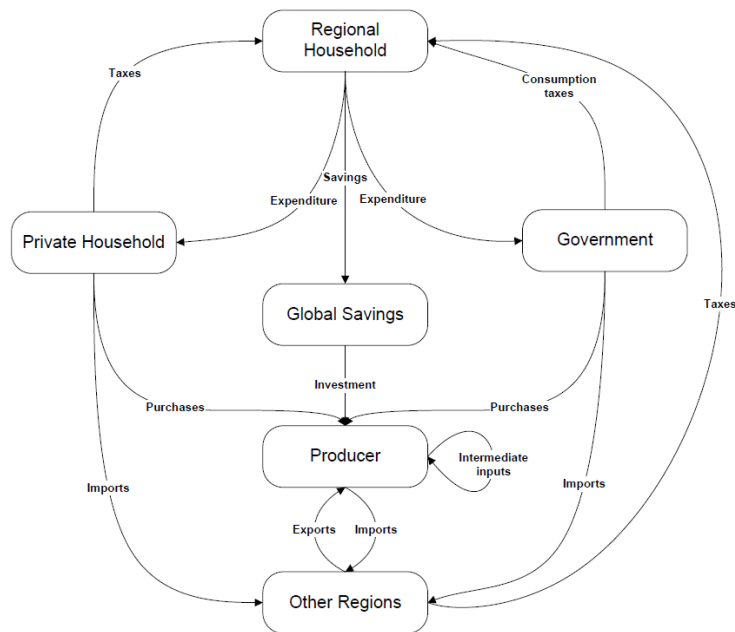


Schéma de fonctionnement de GTAP (Hertel et al., 1997)

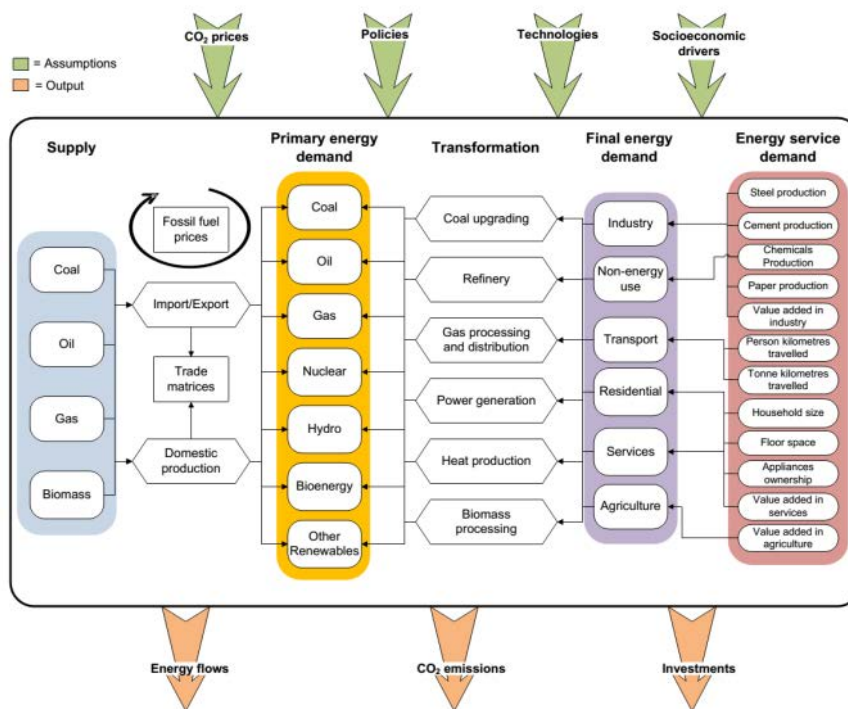
Dans GTAP-E, les substitutions capital/travail/énergie et les substitutions inter-vecteurs énergétiques sont implémentées. Les dépenses et les revenus liés à une éventuelle taxe carbone sont pris en compte ainsi que les échanges de quotas de CO₂.

Modèles hybrides

Le World Energy Model (WEM)

Depuis 1993, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) se base sur ce modèle pour donner des projections du secteur de l'énergie à moyen et long terme. C'est un modèle de simulation qui représente le fonctionnement des marchés de l'énergie. Il est divisé en trois modules principaux : **production primaire**, **transformation en énergie finale** et **demande**. La production primaire correspond à l'offre en combustibles fossiles et en biomasse pour l'énergie. Le module de transformation comprend la production d'électricité, de chaleur et le raffinage. La demande est divisée en six sous-modules : le résidentiel, le tertiaire, l'agriculture, l'industrie, les transports et les utilisations non énergétiques.

²³ La version 8 de GTAP prend en compte 57 commodités et 129 régions



Vue d'ensemble du WEM (International Energy Agency, 2013a)

L'AIE étant une agence autonome de l'OCDE²⁴, le découpage géographique est basé sur les pays de cette organisation. Il comprend 25 régions parmi lesquelles douze pays modélisés individuellement (Brésil, Canada, Chili, Chine, Inde, Indonésie, Japon, Corée du Sud, Mexique, Russie, Afrique du Sud et États-Unis). Son horizon de modélisation est actuellement 2035. Un effort important a été mené sur l'intégration des politiques gouvernementales qui affectent les marchés de l'énergie (International Energy Agency, 2013a, 2013b).

Le WEM permet de générer des prévisions secteur par secteur et région par région de l'offre, de la demande et des échanges internationaux des différents combustibles et vecteurs énergétiques. Il permet aussi de prendre en compte les impacts liés aux émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'énergie, ainsi que les effets des politiques publiques et des évolutions technologiques. Les montants des investissements à consentir pour satisfaire la demande sont aussi calculés (International Energy Agency, 2013a).

Les principales données exogènes sont la croissance économique, l'évolution démographique, les politiques et les données techniques. Celles-ci sont récoltées auprès de grands organismes internationaux (PNUD²⁵, Banque mondiale, FMI²⁶) ou au sein de l'AIE (ETSAP, *Energy Efficiency Program...*) (International Energy Agency, 2013b, 2014c). Le WEM est un modèle basé sur le prix des énergies : ils sont calculés par la loi d'offre et de la demande à l'aide du processus itératif suivant. Premièrement, un scénario tendanciel de prix des énergies est supposé, duquel découle une offre correspondant à ce niveau de prix. S'il n'y a pas adéquation entre offre et demande, les prix sont ajustés (à la hausse si l'offre est inférieure à la demande, à la baisse dans l'autre cas). Cet ajustement

²⁴ Organisation de Coopération et de Développement Économiques

²⁵ Programme des Nations Unies pour le Développement

²⁶ Fonds Monétaire International

joue sur les niveaux de demande et d'offre via les élasticités-prix (International Energy Agency, 2013a).

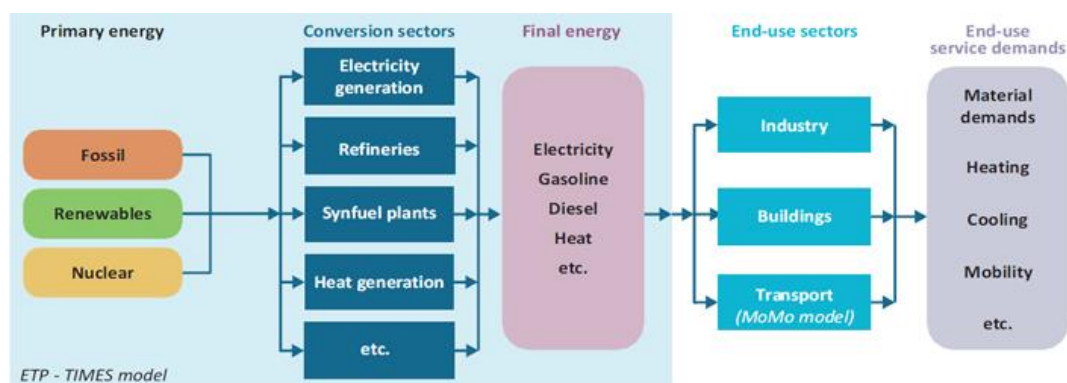
Les résultats du WEM alimentent chaque année le *World Energy Outlook* (WEO), qui fait référence pour ses projections énergétiques. Trois scénarii y sont présentés (International Energy Agency, 2013b):

- Scénario *New Policies* : les politiques existantes sont maintenues et les engagements annoncés sont implémentés. Il s'agit du scénario central de l'AIE qui permet d'évaluer les politiques énergétique et climatique à venir ;
- Scénario *Current Policies* : seules les mesures actuellement adoptées sont prises en compte et sont prolongées sans modification. Il sert de point de comparaison tendanciel ;
- Scénario *450* : il s'agit d'un scénario normatif – ou de *backcasting* – où la concentration de gaz à effet de serre, ne doit pas dépasser 450 ppm de CO₂éq à long terme. D'après le GIEC, ce plafond correspond au fait qu'il y ait 50 % de chance que la température annuelle moyenne de la surface terrestre n'augmente pas de plus de 2°C.

Le modèle ETP (*Energy Technology Perspectives*)

L'AIE s'appuie sur un autre modèle de prospective pour réaliser la publication bisannuelle nommée *Energy Technology Perspectives* (ETP), parue pour la première fois en 2006. Il est constitué de quatre sous-modèles représentant quatre secteurs – conversion de l'énergie, industrie, transport et bâtiments (résidentiel et tertiaire) – comme le montre le graphe ci-dessous. Ils sont basés sur des paradigmes différents et ne peuvent donc pas être modélisés de la même façon. Ainsi, les données de sortie de l'un sont les données d'entrée d'un autre, on parle de *soft-linking*. Par exemple, le sous-modèle de conversion d'énergie est un modèle d'optimisation de la famille TIMES (International Energy Agency, 2014b). Quant aux secteurs d'utilisation de l'énergie finale, ils sont représentés à l'aide d'un modèle de simulation de comptabilisation de stocks (International Energy Agency, 2014d).

Les sous-modules de conversion, transport, bâtiments et industrie sont respectivement découpés en 28, 29, 31 et 39 pays et régions. Son horizon de modélisation est actuellement 2050. (International Energy Agency, 2014a, 2014d)



Représentation de la chaîne énergétique dans le modèle ETP (International Energy Agency, 2014d)

Le modèle ETP permet de donner des résultats fins sur les choix technologiques puisque plus de 1000 technologies y sont représentées. La cohérence concernant les prix, ainsi que l'offre et la demande

pour chacun des sous-modèles est assurée par un processus itératif. (International Energy Agency, 2014d)

Trois scénarios sont considérés, qui se rapprochent de ceux envisagés dans le WEO (International Energy Agency, 2014a) :

- Scénario 6°C (6DS) : il s'agit d'un scénario tendanciel où les efforts pour réduire les émissions de GES sont limités et qui pourrait conduire à une augmentation de la température annuelle moyenne d'au moins 6°C. Il est à rapprocher du scénario *Current Policies* ;
- Scénario 4°C (4DS) : l'objectif est ici de limiter l'augmentation de la température annuelle moyenne à 4°C à long terme. Il s'agit donc d'un scénario normatif mais qui est globalement cohérent avec le scénario *New Policies* ;
- Scénario (2DS) : l'objectif est identique au scénario 450 : limiter les émissions de GES de telle sorte qu'il y ait 50 % de chance que la température annuelle moyenne sur l'ensemble du globe n'augmente pas de plus de 2°C.

Outre l'ETP, ce modèle sert de support pour les projections présentées dans les *Technology Roadmap*.

Le modèle POLES (*Prospective Outlook on Long-term Energy System*)

Son développement a démarré au début des années 1990, porté par une équipe du LEPII²⁷ (CNRS-Université de Grenoble). C'est un modèle économétrique d'équilibre partiel, à pas annuel, focalisé sur le secteur l'énergie. Chacune des technologies est évaluée selon une formule coût performance. Il permet de faire des projections de l'offre et de la demande énergétique par région et les prix internationaux du pétrole/gaz/charbon sont calculés de façon endogène. Les données macroéconomiques proviennent du modèle IMACLIM du CIRED (Kitous, 2006). Son développement est maintenant coordonné par Enerdata, en collaboration avec le LEPII et l'IPTS²⁸ du Centre Commun de Recherche européen. Le monde est divisé en 7 régions, 11 sous régions et 32 pays individuellement :

Le modèle POLES a été employé dans de nombreuses études prospectives. Il a en particulier été utilisé pour élaborer les rapports World Energy Technology Outlook (2003 et 2007) pour la Commission Européenne ainsi que le rapport sur les scénarios quantitatifs du WEC (*World Energy Council*) en 2007 (Enerdata, 2014). Ses résultats macroéconomiques mondiaux alimentent aussi les bases de données du modèle PRIMES.

Le modèle PRIMES

Développé au laboratoire E3M²⁹ et soutenu dans le cadre du 7^{ème} programme cadre de la Commission Européenne, son périmètre est restreint à 35 pays européens.

C'est un modèle qui simule l'équilibre offre demande du marché. Il a été conçu élaborer des scénarios des futurs possibles et analyser les impacts des politiques dans le domaine énergétique et environnemental. Il prend en compte de façon très précise la demande en énergie (associée aux

²⁷ Laboratoire d'Économie de la Production et de l'Intégration Internationale

²⁸ Institute for Prospective Technological Studies, Séville

²⁹ Institut des systèmes de communication et de calcul de l'Université Technique d'Athènes

comportements des acteurs, qui sont représentés) et l'offre technologique associée. À chaque pas de temps, l'équilibre est trouvé en calculant le prix de chaque énergie associé à la quantité pour répondre à la demande des consommateurs. Chaque agent est de plus influencé par les politiques énergétique et environnementale, qui peuvent être implémentées. L'horizon temporel est 2030 par pas de 5 ans. (Capros, others, 2004)

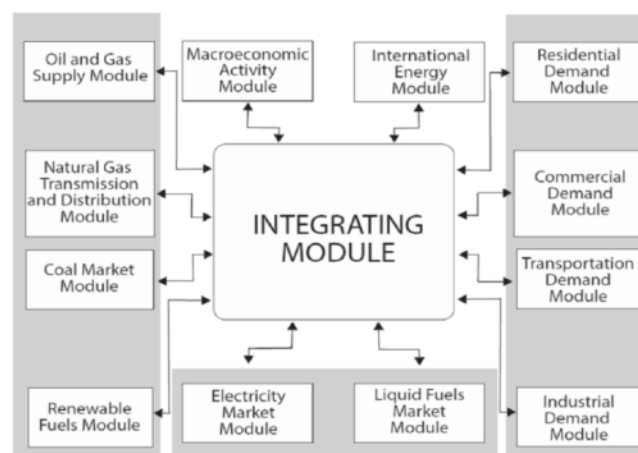
Les résultats du modèle sont présentés dans les rapports *UE Energy - Trends to 2030* commandités par les directions générales Énergie et d'Action pour le Climat de la Commission Européenne. Le premier a été publié en 2003 et il a fait l'objet de nombreuses mises à jour (2005, 2007 et 2009). En 2013, l'horizon de modélisation a été étendu à 2050 dans le rapport *EU Energy, Transport and GHG emissions - Trends to 2050*.

Le modèle Energy and Power Evaluation Program (ENPEP-BALANCE)

Ce modèle d'équilibre non linéaire est développé au sein de l'Argonne National Laboratory. Il s'appuie sur un procédé de prise de décision décentralisé. Les données d'entrée sont la structure du système énergétique, ses statistiques à l'année de calibration, les prix des énergies, la croissance de la demande future et les contraintes techniques et politiques. Les parts de marché de chaque vecteur énergétique sont ensuite calculées à l'aide d'un algorithme *ad hoc*. La convergence de l'offre et de la demande est assurée par la méthode itérative de Jacobi. Un module d'émissions est de plus intégré. Il est utilisé par des experts au Mexique, en Europe de l'Est et en Asie pour évaluer des scénarios de réduction d'émissions de GES. (CEEESA, 2008)

NEMS (National Energy Modeling System)

Ce modèle représente le secteur énergétique américain et prend en compte les réglementations et standards en vigueur. Pour chaque combustible et chaque type d'usages finaux et pour chaque année de l'horizon de modélisation, NEMS établit l'équilibre offre demande. (U.S. EIA, 2014) Pour cela, les courbes d'offres prix-quantités d'une part et l'ensemble des demandes par combustible sont calculées. Puis l'équilibre est obtenu par résolution itérative de problèmes linéaires et non linéaires (Gabriel et al., 2001).



Structure du modèle NEMS, la colonne de gauche correspond aux modules d'offres, la colonne de droite ceux de demandes (U.S. EIA, 2014)

Actuellement, l'horizon de modélisation est 2040 et chaque module est divisé en un nombre différent de régions, pour les décrire à l'échelle la plus pertinente (e.g. neuf divisions du recensement pour les modules de demandes et 22 régions et sous-régions pour le secteur électrique). (U.S. EIA, 2014)

Ce modèle est utilisé pour réaliser l'*Annual Energy Outlook* de l'US Département of Energy (DOE) et pour des études analytiques réalisées par les services du Congrès, du Président et les agences fédérales. (U.S. EIA, 2014) Une description approfondie est donnée sur le portail web de l'U.S. *Information Energy Agency* (EIA) (U.S. EIA, 2009).

2. Présentation des modèles de prospective agricoles

Bref retour historique

La réflexion prospective autour de l'agriculture a commencé pendant l'entre-deux-guerres aux États-Unis et a été menée par des économistes. La première *National Agricultural Outlook Conference* eut lieu en 1923. Elle rassemblait des économistes issus des banques et des institutions de recherche, des agriculteurs et des représentants de coopératives. L'importante quantité de données récoltées depuis le milieu du XIX^{ème} siècle par ce qui allait devenir le département de l'Agriculture des États-Unis (USDA) a permis le développement de méthodes statistiques et économétriques. (Ferris, 2010)

Après 1960, les économistes des pays de l'OCDE ont élargi leurs champs de recherche en s'intéressant aux agricultures des pays du tiers-monde, aux échanges et aux implications des politiques publiques sur les agricultures des pays développés, et aux problématiques liées à l'économie la production, consommation des ressources et leur lien avec l'environnement. (Runge, 2006)

Quelques modèles récents

Modèle de simulation

AGRIBIOM

L'exercice de prospective Agrimonde mené par l'INRA³⁰ et le CIRAD³¹ s'appuie sur un module quantitatif, AGRIBIOM, qui est développé depuis 2006 au CIRAD. Il est aussi utilisé dans des travaux de modélisation hybride intégrée, comme l'étude sur la « Compétition énergie-alimentation dans l'usage des sols », conduits par le CIRAD, le CIRED³² en coopération avec le CFE³³. Son but est de réaliser des simulations suffisamment simples, robustes et transparentes. Pour cela, il décrit l'équilibre physique (passé ou futur) entre production et consommation de biomasses alimentaires, c'est-à-dire tout matière organique pouvant sous la forme primaire servir d'aliment à l'être humain). L'unité retenue est la kcal et les apports nutritionnels (protéines, glucides, lipides) sont désagrégés pour rendre compte des différences de régimes alimentaires. Enfin, un module représentant l'élevage s'appuie sur des fonctions de production linéaires. (Chaumet et al., 2009)

³⁰ Institut National de la Recherche Agronomique

³¹ Centre de Coopération Internationale en Recherche Agronomique pour le Développement

³² Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement

³³ Conseil Français de l'Énergie

Les séries temporelles de démographie et d'utilisation des terres proviennent de FAOSTAT, celles d'utilisation des mers de l'Université de Hambourg et celles des potentiels cultivables de l'IIASA (Global Agro-Ecological Zone). (Chaumet et al., 2009)

Modèles équilibre général

Puisqu'ils tentent de décrire l'ensemble des secteurs économiques, les modèles d'équilibre général théoriques ou appliqués peuvent être utilisés pour réaliser des analyses prospective du secteur agricole. Concernant la représentation détaillée du secteur agricole, les modèles les plus usités sont basés sur GTAP, dont une description succincte est donnée au paragraphe 0 et une description détaillée est donnée par (Hertel et al., 1997).

LEITAP

Ce modèle se base sur GTAP. La description du secteur agricole est raffinée à l'aide du modèle d'utilisation des sols IMAGE (*Integrated Model to Assess the Global Environment*). Les terres immergées sont découpées. La disponibilité éventuelle pour l'agriculture est estimée à partir la densité de population, les distances aux réserves d'eau douce et à d'autres terres agricoles, ainsi qu'un facteur aléatoire. Les productivités des terres agricoles et marginales ainsi que leurs courbes d'offre sont implémentées. (Woltjer, 2009)

Ce modèle est utilisé à l'université de Wageningen et par le Centre Commun de Recherche européen pour évaluer l'impact des politiques européennes de soutien des biocarburants sur les marchés alimentaires mondiaux (Banse et al., 2008, 2011).

MIRAGE

Développé initialement par le CEPII³⁴ à Paris, le modèle MIRAGE, dont les données viennent de GTAP, est utilisé et développé par l'IFPRI, la Commission Européenne, la Commission Économique des Nations Unies pour l'Afrique, l'INRA et l'OMC³⁵. Il a servi à analyser un grand nombre de politiques commerciales internationales, l'impact de la crise financière sur les pays en développement, le changement climatique, les biocarburants et la volatilité du prix des denrées agricoles.

Modèles équilibre partiel

Les modèles d'équilibre partiel ne s'intéressent qu'à un ou plusieurs (mais un nombre limité) secteurs de l'économie. Dans la suite du paragraphe nous présenterons brièvement les caractéristiques de six modèles ayant fait l'objet de publications récentes. Pour une description plus détaillée, nous nous référons à (De Vries, 2009, p. 13).

AGLINK-COSIMO

Développé par le secrétariat de l'OCDE et la FAO, c'est un modèle récursif dynamique, d'équilibre partiel, d'offre et demande de l'agriculture mondiale. Il couvre les productions, consommations, échanges et prix annuels pour les principales commodités agricoles dans chacune des régions représentées. Il est la fusion de deux modèles, qui a eu lieu en 2004. D'une part, AGLINK qui était

³⁴ Centre d'Etudes Prospectives et d'Informations Internationales

³⁵ Organisation Mondiale du Commerce

l'agrégation des modèles statistiques agricoles des pays de l'OCDE. D'autre part, COSIMO (*Commodity Simulation Model*) développé initialement par la FAO, qui offrait une description plus détaillée des pays en développement. (Agritrade, 2010)

Sa version actuelle couvre 39 commodités agricoles (primaires ou transformées) et 52 pays et régions. Les données sont issues des questionnaires nationaux, de projections tendanciennes ou à dire d'experts. L'horizon de modélisation est de 10 ans. Ses résultats servent de support à la rédaction des *Perspectives Agricoles de l'OCDE et de la FAO*. (OCDE, FAO, 2014)

FAPRI (Food and Agriculture Policy Research Institute)

Issu du travail conjoint de l'Université d'État d'Iowa et de l'Université de Missouri-Columbia, le modèle FAPRI est un modèle d'équilibre partiel récursif dynamique. Il est l'interconnexion de plusieurs modèles décrivant les marchés des céréales, des oléagineux, du sucre, du lait, du bétail et de l'éthanol. Plus de 20 commodités agricoles primaires et secondaires sont prises en compte pour plus de 30 régions. La compétition pour les terres arables entre les différentes cultures est représentée en prenant en compte leurs prix et la productivité des sols par type de culture. Les rendements et leurs élasticités-prix sont déduits des tendances historiques. La consommation dépend des prix des denrées et de drivers exogènes tels que la démographie et la croissance du PIB. Enfin, importations et exportations sont calculées par la différence entre le coût de consommation autarcique et le prix de marché mondial additionné des coûts de transport et d'importation. Le problème est résolu récursivement en adaptant les prix, les volumes et les stocks pour tous les pays et les commodités. Les variables endogènes sont donc les prix, les volumes de production et de consommation, ainsi que l'affectation des sols. (De Vries, 2009)

Ses résultats servent de support aux analyses de l'USDA et au *World Agriculture Outlook* qui sont des références dans le domaine. Du fait des contraintes budgétaires publiques américaines, la dernière publication date de 2012 et le modèle n'est plus maintenu que par l'Université de l'Iowa (FAPRI, 2012).

ESIM (European Simulation Model)

Utilisé depuis 1994, ESIM a été développé au sein du service de recherche économique de l'USDA. Il est utilisé depuis 2001 par la Commission Européenne pour simuler les marchés agricoles mondiaux. C'est un modèle statique, d'équilibre partiel des balances commerciales agricoles. Il couvre l'offre et la demande des produits agricoles, avec une description détaillée des relations inter-commodités et des activités de première transformation. C'est un modèle basé sur les prix dans lequel une description fine du secteur des biocarburants est implémentée depuis de 2006.

L'ensemble des pays de l'UE sont représentés individuellement, ainsi que les pays candidats à l'adhésion et les États-Unis. Leurs politiques agricoles spécifiques (aides commerciales et subventions directes) sont finement représentées. L'horizon de modélisation est de 15 ans et l'année de référence est l'exercice agricole 2006/2007. Ses résultats ont été la base d'un rapport sur l'impact des biocarburants sur les marchés agricoles et l'utilisation des sols (Blanco Fonseca et al., 2010).

CAPRI (Common Agriculture Policy Regionalised Impact Modelling System)

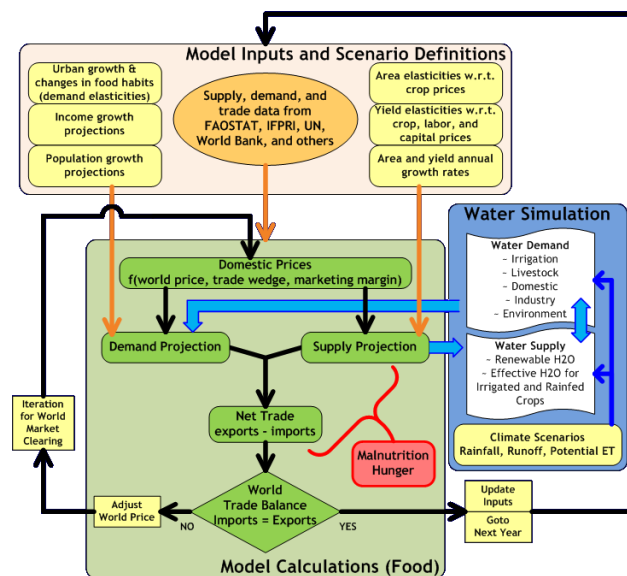
Financé par des fonds de recherche européen, le modèle a pour but d'évaluer les impacts de la Politique Agricole Commune et des politiques commerciales sur les productions, revenus, imports et exports agricoles et sur l'environnement des pays de l'UE. Il couvre le secteur agricole avec une description précise de l'UE28 + Norvège + Turquie + Balkans. Le module de production comprend 280 régions (NUTS 2) et jusqu'à 10 fermes-types par région sont représentées. Le module représentant le marché englobe 47 produits et 77 pays découpés en 40 blocs commerciaux. (Britz, 2014)

Ses résultats alimentent des rapports commandités par la Commission Européenne pour orienter les politiques agricole et commerciale de l'UE.

IMPACT (International Model for Policy Analysis of Agricultural Commodities and Trade)

Ce modèle permet à l'IFPRI (*International Food Policy Research Institute*) de fournir des projections de référence concernant l'offre, la demande, les échanges et les prix des commodités agricoles. C'est un modèle d'optimisation qui équilibre les volumes d'offre et demande pour aboutir aux quantités produites, consommées, échangées et à leur prix. Les problématiques actuelles déterminantes, e.g. changement climatique, transitions alimentaires, usages pour les bioénergies, sont incluses. Le modèle couvre 40 commodités agricoles (soit presque toute l'alimentation humaine mondiale) pour 115 pays et régions. De plus, sa spécificité est de représenter de façon très fine les ressources et les usages de l'eau : les besoins en eau par type d'assolements et le type d'irrigation sont renseignés. (Rosegrant, others, 2012)

La figure suivante présente les données exogènes, les modules de calcul ainsi que le *Water Simulation Model* et la façon dont ils interagissent.



Structure et fonctionnement d'IMPACT (IFPRI, 2011)

La publication annuelle *Global Food Policy Report* s'appuie sur les résultats d'IMPACT. Il insiste particulièrement sur l'insuffisance alimentaire et la malnutrition et les moyens de les éradiquer, car c'est une des missions de l'IFPRI. (IFPRI, 2011)

GLOBIOM (Global Biosphere Management Model)

Développé par l'IIASA, GLOBIOM est utilisé pour analyser la compétition d'usages des sols entre l'agriculture, la forêt et les bioénergies. C'est un modèle d'équilibre partiel, dynamique récursif. Dans sa version mondiale, il couvre 18 commodités agricoles, l'élevage, les commodités forestières, les bioénergies de première et seconde génération ainsi que l'eau dans 30 pays/régions. Ce qui caractérise GLOBIOM est sa représentation spatiale explicite : production géographiquement localisée, gestion et usage des sols et caractéristiques climatiques. (IIASA, 2014)

Le modèle cherche à maximiser le surplus collectif sous contraintes de ressources, de disponibilité technologique et selon les engagements politiques. L'année de référence est l'an 2000 et l'horizon de modélisation est 2050 par pas de 10 ans. Il permet de donner des informations pertinentes sur les disponibilités de biomasses alimentaire et non alimentaire et leurs prix pour les décideurs et l'impact des pratiques agricoles et sylvicoles sur le changement climatique. (Lauri et al., 2014 ; Valin et al., 2014 ; Havlik et al., 2014)

3. Revue des modèles bottom-up se focalisant sur les bioénergies

En plus des modèles développés pour décrire les secteurs énergétique et agricole, certains ont été développés pour décrire précisément le secteur ou un sous-secteur des bioénergies, nous les décrivons succinctement dans ce paragraphe.

BioTrans

Développé dans le cadre du projet européen REFUEL au Centre de Recherche sur l'Énergie des Pays-Bas (ECN), c'est un modèle bottom-up dont le but est de calculer le chemin de coût optimal pour répondre à une demande de biocarburant spécifique en recourant à la production de ressources locales ou aux importations. Le modèle couvre 30 pays qui sont l'UE27, la Norvège, la Suisse et l'Ukraine. (Lensink et al., 2007) La chaîne de procédés/commodités des ressources primaires aux carburants finaux est présentée sur la figure ci-dessous.



Structure du modèle BioTrans (Lensink, Londo, 2010)

Ce modèle est très proche de celui qui est développé dans le cadre de cette thèse. Ce modèle a servi de base à la publication d'une feuille de route européenne pour les biocarburants à horizon 2030. (Londo, others, 2008 ; Lensink, Londo, 2010). Le projet ELOBIO reprend les travaux du projet REFUEL en intégrant un module transport, nommé VIEWLS, développé par le département Transport & Mobilité de Louvain. Ce projet se concentre sur l'évaluation des politiques publiques européennes en faisant leur inventaire et analyse, puis en évaluant l'impact des politiques pro-biocarburants sur les marchés de l'alimentation humaine et animale et des matériaux lignocellulosiques.

BeWhere

Développé au sein de l'IASA, BeWhere est un modèle d'optimisation dont le but est de déterminer la taille optimale et l'emplacement géographique des unités de production de biocarburants de seconde génération. Il s'appuie pour cela sur la description technico-économique des procédés, la description géographique des disponibilités et intègre les problématiques logistiques. Depuis 2010, il couvre l'ensemble des pays de l'UE27. Les ressources considérées sont les résidus de bois, les co-produits agricoles, les déchets industriels lignocellulosiques. Trois technologies sont représentées : production d'éthanol et de méthanol lignocellulosiques et de gazole par voie Fischer-Tropsch. Les réductions d'émissions de GES sont aussi prises en compte.

Annexe 2.2 : Hypothèses concernant les prix des commodités

1. Prix du pétrole et de ses dérivés

Pétrole brut

Nous retiendrons le scénario « *Current policies* » du World Energy Outlook 2011 de l'AIE.

	2000	2005	2010	2020**	2030**	2050**
Prix FOB Brut moyenne monde (\$/bbl)	27,1	49,9	77,7	141	210	348
Prix FOB (M€₂₀₀₅/PJ)	5,53	6,88	9,34	13,4	14,5	16,7
Prix CIF France (M€₂₀₀₅/PJ)	5,62	7,05	9,60	13,9	15,0	17,3
Prix CIF France (M€₂₀₀₅/Mt)	235	295	402	581	629	725

*estimation

**projections AIE corrigées

Projections des prix FOB et CIF du pétrole brut – adapté de (International Energy Agency, 2012)

Remarque : Pour calculer le prix du transport, nous avons fait les hypothèses suivantes :

- Trajet moyen d'acheminement de 3000 km ;
- Consommation de $0,031 L_{\text{gasoil}} \cdot t_{\text{transportée}}^{-1} \cdot \text{km}^{-1}$;
- Prix du diesel lourd proportionnel au prix du brut (77,7 \$/bbl) avec une référence de $130 \text{ €}_{2005} \cdot \text{t}^{-1}$ de diesel lourd en 2010.

Naphta

C'est un coproduit de la synthèse Fischer Tropsch. La majeure partie du naphta présent sur les marchés provient de la distillation fractionnée de pétrole brute. Nous avons donc décidé de l'indexer sur le prix du pétrole brut. La moyenne sur la période 2000-2010 des écarts entre le prix du naphta et le prix du pétrole brut moyenne monde est de $119 \text{ €}_{2005}/\text{t}$. (PLATTS 2011)

	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Prix de vente du naphta (M€₂₀₀₅/Mt)	350	407	509	700	738	844

Évolution du prix du naphta

Propane

Le propane est obtenu en tête de colonne lors de la distillation fractionnée du pétrole brut. Il est donc cohérent de corréliser le prix du propane au prix du pétrole brut. La moyenne sur la période 2000-2010 des écarts entre le prix du propane et le prix du pétrole brut moyenne monde est de $79 \text{ €}_{2005}/\text{t}$.

	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Prix de vente du propane (M€₂₀₀₅/Mt)	310	367	469	660	708	904
Prix de vente du propane (M€₂₀₀₅/PJ)	6,2	7,3	9,3	13,1	14,1	17,9

Évolution du prix du propane

2. Prix du gaz naturel et de ses dérivés

Le gaz naturel

Le prix d'approvisionnement de gaz naturel dépend fortement du contrat liant le fournisseur à l'acheteur, il n'y a donc pas de prix uniformisé et aisément accessible comme c'est le cas pour le pétrole. Les projections de prix du gaz (2020 et 2030) sont celles du scénario « *Current Policies* »

présenté dans le World Energy Outlook 2010, secteur *Europe*. La valeur de 2050 respecte une évolution tendancielle basée sur les années 2010 à 2030.

	2001	2005	2010	2020	2030	2050
Prix (\$/tep)	197	330	484	591	829	1400
Prix (M€₂₀₀₅/PJ)	5,7	6,3	8,1	8,0	8,9	9,5

Évolution du prix du gaz naturel pour l'industrie en France

Le méthanol

La majeure partie du méthanol mondial est produit par vaporeformage du méthane suivi d'une « méthanolisation ». Les réactions sont les suivantes :



La majeure partie du méthanol est ensuite utilisée pour produire d'autres produits chimiques, comme le formaldéhyde, des plastiques, des peintures, des explosifs...

Les prix retenus pour le méthanol sont donnés par Methanex, le plus gros fournisseur mondial de méthanol sur les marchés européens, américains et asiatiques. Le prix 2010 est maintenu constant sur tout l'horizon de modélisation.

	2000	2005	2010
Prix méthanol Europe (M€₂₀₀₅/Mt)	140	230	232

Prix annuels moyens du méthanol (Methanex, 2012)

L'ammoniac et le phosphate de diammonium

L'ammoniac (NH₃) est produit à partir de diazote, contenu dans l'air, et de dihydrogène, produit par reformage du gaz naturel selon le procédé de Haber-Bosch. Sa production mondiale était de 131 Mt en 2010. Les engrais représentent 82 % de la consommation mondiale, sous forme d'urée principalement ainsi que de sels d'ammonium. Il est aussi utilisé dans la production de plastiques, de fibres et d'explosifs (Société chimique de France, 2011).

Le phosphate de diammonium (ou DAP) est un sel d'ammoniac et d'acide phosphorique. Il se présente à l'état solide sous forme de poudre cristalline, rendant aisé son transport. Il est de plus très soluble dans l'eau, et ainsi facilement épandu.

Ces deux produits chimiques sont utilisés pour leurs pouvoirs fertilisants dans les procédés de production d'huile par des microorganismes.

Les prix retenus pour l'année 2010 sont de 302 €₂₀₀₅/t pour l'ammoniac et de 328 €₂₀₀₅/t pour le DAP. Leurs évolutions sont ensuite indexées sur l'évolution du prix du gaz naturel (ICIS Pricing, 2013).

3. Prix des réactifs et des produits des procédés modélisés

La glycérine

En 2010, le prix de la glycérine brute s'établissait entre 170 et 270 €/t. Nous avons retenu un prix de 250 €₂₀₁₀/t, soit 232 €₂₀₀₅/t, car une fois raffinée cette glycérine d'origine végétale a de nombreux débouchés en agroalimentaire, pharmaceutique et cosmétique. Le marché européen de la glycérine s'établissait à 500 kt en 2010, en augmentation moyenne de 32 % par an. L'Allemagne est le premier producteur avec 51 % des parts de marché. Le prix de la glycérine a été considéré constant, en

monnaie constante, sur l'horizon de modélisation car l'offre croissante due aux volumes de plus en plus élevés de glycérine issus du procédé de transestérification trouve une demande grandissante (ICIS Pricing, 2011).

Catalyseur de transestérification

De nombreux types de catalyseurs sont compatibles avec la réaction de transestérification. Les deux catalyseurs les plus utilisés sont la soude (NaOH) et le méthalonate de sodium. Pour la modélisation, nous avons privilégié la soude, dont le prix est moins élevé. Pour évaluer son prix, nous avons considéré le prix CIF de la soude caustique liquide de 500 \$₂₀₁₁/t, soit 327 €₂₀₀₅/t.

Catalyseur d'hydrotraitement

Bien que de nombreuses recherches soient en cours pour trouver un catalyseur optimal, le catalyseur le plus couramment utilisé est celui qui sert à la réaction d'hydrodésulfuration du pétrole : un catalyseur NiMo/Al₂O₃ sulfuré. Nous avons gardé le prix proposé par l'IFP : 15 €₂₀₀₅/t.

Prix des tourteaux

Pour évaluer le prix des tourteaux produits après trituration des graines oléagineuses, nous avons pris la cotation à 3 semaines à Rouen du tourteau de colza. En 2011, la tonne s'établissait en moyenne à 200 €₂₀₁₁ (Institut Français du Porc, 2011). Ce qui correspond à 182 €₂₀₀₅/t. Nous le considérerons constant au cours du temps.

Prix de la pulpe de betterave et de la vinasse

La pulpe de betterave est un co-produit de la production d'éthanol obtenue lors de l'étape de **diffusion** qui consiste à extraire le sucre des cossettes (betterave coupée) à l'aide d'eau chaude (75°C). Ces pulpes sont utilisées pour l'alimentation du bétail. Le prix de la pulpe de betterave n'a pas été modifié dans VALBIOM et est donc de 23 €₂₀₀₅/t.

La vinasse est un co-produit de la fermentation de la mélasse en éthanol. La vinasse peut être valorisée comme engrais (haute concentration en acide fulvique) ou en biogaz dans un digesteur thermophile.

Le prix de la vinasse retenu est celui donné dans l'étude de l'ITAB 55 €₂₀₀₈/t soit 52 €₂₀₀₅/t (Billy, 2008).

Annexe 2.3 : Évaluation des ressources forestières disponibles pour l'énergie en France métropolitaine

L'Agence pour le Développement et la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) et le Ministère de l'Agriculture (MA) ont commandité différentes études visant à évaluer le gisement en ressources lignocellulosiques en France. Dans le cadre de cette étude nous remonterons à 2005. Voici comment s'établit la chronologie des différentes études :

>> 2005 - **SOLAGRO/IFN/RBM pour l'ADEME** *Évaluation du potentiel bois énergie* (<http://www.boisenergie.ifn.fr/>);

>> 2007 - **Cemagref/DGFAR/IFN pour le MA** *Biomasse forestière disponible pour de nouveaux débouchés énergétiques et industriels* ;

>> 2009 - **Cemagref/DGFAR/IFN pour le MA** *Évaluation des volumes de bois mobilisables à partir des données de l'IFN "nouvelle méthode", qui est une actualisation de l'étude de 2007* ;

>> 2010 - **FCBA/IFN/SOLAGRO pour l'ADEME** *Biomasse forestière, populicole et bocagère disponible pour l'énergie à l'horizon 2020* (<http://www.dispo-boisenergie.fr/general/accueil>)

Elle fait suite aux études SOLAGRO/IFN/RBM (pour l'ADEME) de 2005 et prend en compte les résultats des deux études précédentes ;

>> 2011 - **France AgriMer** - *L'observatoire de la biomasse - Étude des ressources disponibles en France*, qui reprend et actualise les résultats de l'étude précédente.

1. Méthodologies des différentes études

3.3.1 *Évaluation du potentiel bois énergie (pour l'ADEME, 2005)*

Récolte totale

Deux méthodes sont retenues pour l'évaluation de la récolte totale.

La première fait le bilan de deux inventaires forestiers successifs :

$$\text{Volume (n) + Production nette} = \text{Volume (n+1) + Prélèvements}$$

Les volumes et la production nette sont évalués par les inventaires forestiers, on en déduit les prélèvements.

Les prélèvements sont inférieurs à la production nette, ainsi le taux de prélèvement – ratio entre ces deux grandeurs – s'élève à 63 %.

Une hypothèse de production nette constante est retenue, cette méthode est adaptée aux gisements feuillus, qui ont des peuplements globalement à l'équilibre et qu'il n'y a pas d'augmentation notable de leur surface.

La seconde est une approche prospective pour évaluer la disponibilité. En se basant de l'état de la forêt pour une année de référence, il est possible de projeter son état dans l'avenir en utilisant un modèle de croissance et un scénario de gestion sylvicole (explicitant coupes, éclaircies et coupes rases). Cette approche, plus complexe, est particulièrement pertinente pour les résineux, car beaucoup de plantations arrivent à maturité. L'étude se base notamment sur les données de la DGFAR sur les disponibilités résineuses pour la France entière à l'horizon 2015.

Deux scénarios sylvicoles ont alors été utilisés :

1. Un scénario tendanciel qui reproduit la gestion pratiquée ces dernières années ;
2. Un scénario correspondant à une intensification raisonnable de la gestion sylvicole.

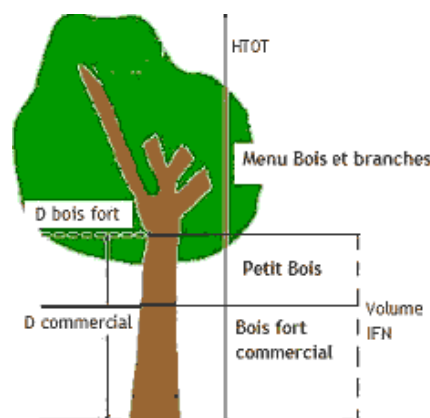
Pour résumer, le gisement totale des feuillus a été évalué par la méthode du bilan et celui des résineux par l'approche des disponibilités.

Compartimentation de l'arbre

Une fois la récolte totale estimée, le gisement est différencié suivant la compartimentation de l'arbre, c'est-à-dire en fonction de la taille et de la qualité des branches.

L'arbre est découpé en 3 types de prélèvements :

- Bois fort commercial, qui correspond est la partie de l'arbre dont le diamètre à la plus petite extrémité est supérieur à 7 cm ;
- Rémanents petit bois, qui correspondent à la tige comprise entre la découpe commerciale et la découpe bois fort ;
- Rémanents menu bois et branches, qui correspondent au volume au-delà de la découpe bois fort.



Le volume de petit bois est évalué à partir des échantillons de l'IFN, classés selon leur essence et leur classe de dimension.

Le volume de menu bois est estimé à partir des facteurs d'expansion calculés dans le cadre du projet Carbofor (INRA, CNRS, CIRAD, Météo-France, CEA, IFN).

Les résultats sont récapitulés dans le tableau suivant :

Groupe d'essences		Bois fort commercial	Rémanents petit bois	Rémanents menu bois & branches
Feuillus	Chêne pédonculé	50%	12%	38%
	Chêne rouvre	53%	9%	38%
	Chêne pubescent	50%	12%	38%
	Hêtre	49%	13%	38%
	Châtaignier	46%	16%	38%
	Frêne	48%	14%	38%
	Autres feuillus 1	48%	15%	38%
	Autres feuillus 2	43%	19%	38%
	Résineux	Pin maritime	72%	3%
Pin sylvestre		69%	6%	25%
Sapin pectiné		72%	3%	25%
Epicéa commun		72%	3%	25%
Douglas		71%	4%	25%
Autres résineux		72%	3%	25%
Autres pins		68%	7%	25%

Proportion de chaque type de bois pour les différentes essences

Gisement pour l'énergie

La compartimentation des arbres appliquée à la récolte totale permet d'évaluer le gisement disponible pour l'énergie.

Sont retenus pour l'énergie :

- Le bois fort commercial des taillis dans le cadre d'une réorientation et des découpes pré-commerciales (résineux jeunes) ;
- Les rémanents petit et menu bois.

Enfin, deux types de gisement sont retenus :

Gisement I (tendancier) :

Récolte feuillus estimée par la méthode du bilan et disponibilité résineuses correspondant au scénario sylvicole 2003-2005.

Gisement II (volontariste) :

Récolte feuillus correspondant à [production nette] – [prélèvements] et récolte résineux correspondant à [disponibilité future 2011-2015] – [gisement I].

Une fois calculés, les gisements peuvent être ventilés selon six critères :

1. Région et département administratifs ;
2. Régime forestier du peuplement (futaie / mélange de futaie et taillis / taillis) ;
3. Groupe d'essence : feuillu / résineux ;
4. Exploitabilité : facile / moyenne / difficile / très difficile ;
5. Type de coupe : éclaircie / coupe rase ;
6. Classe de dimension de l'arbre : petit bois : classes de diamètre 10, 15 et 20 cm / moyen bois : classes 25, 30 et 35 cm / gros bois : classe 40 cm et plus.

Scénarios technico-économiques

Le but des scénarios technico-économiques est de rendre compte de la mobilisation progressive du gisement physique. Ils sont significatifs à l'échelle nationale.

Pour réaliser le découpage par prix, l'étude se base sur un projet de chaufferie qui peut être alimentée avec du fioul ou de bois sous forme de plaquette forestière. Quatre prix de barils sont retenus 25, 30, 35 et 40 €/bbl (beaucoup plus faible que les 60 €/bbl de 2010, 80 €/bbl de 2011 et 86 de 2012).

Ces quatre valeurs définissent quatre *prix maximum entrée broyeur*. Pour chacun de ces prix, une proportion du gisement, décrit selon l'essence, le régime forestier, le type de coupe et le compartiment est rendu disponible. Le tableau suivant illustre ce raisonnement.

Scénario technique	Exploitabilité	Essence prépondérante	Régime forestier	Type de Coupe et Grosseur	Compartiment	A : 14 €/MWh	B : 17 €/MWh	C : 20 €/MWh	D : 23 €/MWh
1	Facile	Feuillus	futaie et mélange futaie-taillis	éclaircie * toutes grosseurs	petit et menu bois	30%	40%	50%	60%
...									
34	Très difficile	Résineux	futaie et mélange futaie-taillis	coupe rase * toutes grosseurs	petit et menu bois	80%	80%	80%	80%

Méthode de prise en compte l'évaluation du coût bois sur route

Ainsi, la proportion du gisement économiquement mobilisable selon le prix entrée broyeur est la suivante :

A: 14 €/MWh	B : 17 €/MWh	C : 20 €/MWh	D : 23 €/MWh	E+ : + de 26 €/MWh
20%	38%	58%	69%	79%

3.3.2 Biomasse forestière disponible pour de nouveaux débouchés énergétiques et industriels (pour le Ministère de l'Agriculture, 2007)

L'étude réalisée par le Cemagref est articulée en 3 parties :

1. Analyse et synthèse des études existantes au niveau national ;
2. Calcul des volumes ;
3. Partie économique.

La première partie a pour objectif faire une revue et de comparer les études sur le gisement forestier national existantes. Pour cela, une analyse comparative sur les plans des hypothèses de gisement, de méthodologie d'estimation de la ressource est réalisée. Les résultats des études sont ensuite présentés et comparés lorsque cela est possible. Enfin, les éléments technico-économiques sont présentés.

La deuxième partie se consacre au calcul des volumes pour évaluer le volume de biomasse forestière mobilisable dans les régions françaises. L'approche retenue est une approche globale, basée sur l'estimation du volume de Bois Industrie et du Bois Energie disponible sur la période 2006-2016. La ressource est alors compartimentée en ressource pérenne et ressource conjoncturelle. Les données utilisées dans cette étude sont l'inventaire forestier national de 1998 pour éviter le biais de la tempête de 1999. Le bois hors forêt et les peupleraies ne sont pas pris en compte.

Les scénarios sylvicoles ont été détaillés par rapport à l'étude ADEME, par structure forestière : futaies régulières, mélange futaie-taillis, futaies irrégulières, taillis simples et les houppiers (partie ligneuse aérienne de diamètre supérieur à 7 cm qui n'est pas de la tige bois-fort). Le volume de ces derniers est considéré proportionnel au volume bois fort tige (donnée IFN). Le coefficient dépend du type d'exploitation sylvicole. Par rapport à l'étude de 2005, sont pris en compte les produits connexes des scieries (PCS).

Le passage du gisement total au potentiel technique a été simplifié et est maintenant directement lié à l'accessibilité de la ressource :

1. Facile : 100 % ;
2. Moyen : 80 % ;
3. Difficile : 30 % ;
4. Très difficile : 0 %.

Enfin, pour obtenir le volume supplémentaire susceptible d'être mobilisé, l'étude retranche les prélèvements déjà effectués par les industries d'une part et par les ménages d'autre part.

La figure suivante récapitule la méthodologie.

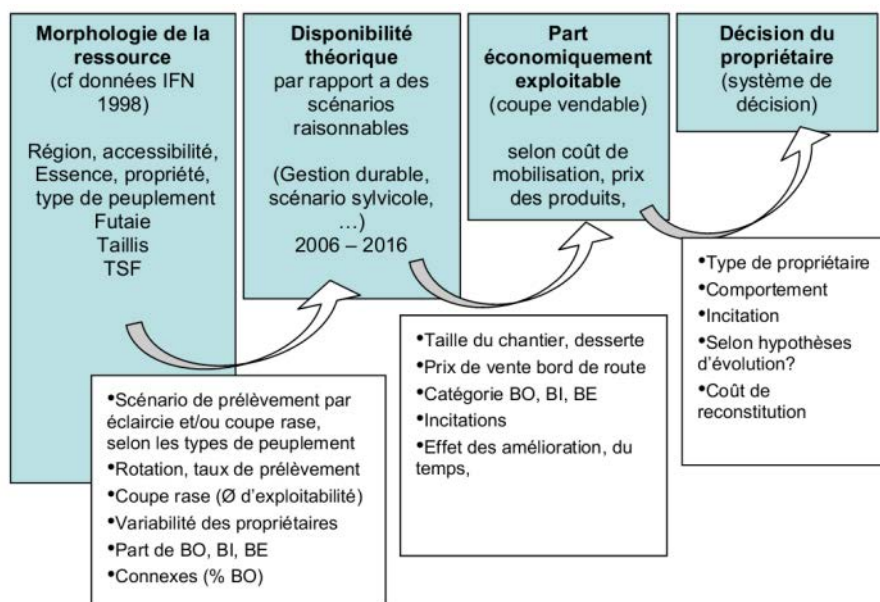


Schéma descriptif de la méthodologie retenue

Nous n’analyserons pas les résultats de cette étude mais ceux de sa version actualisée, publiée en 2009.

3.3.3 Évaluation des volumes de bois mobilisables « nouvelle méthode » (pour le Ministère de l’Agriculture, 2009)

Cette nouvelle étude s’appuie sur les données issues de la nouvelle méthode d’évaluation de l’IFN, « année moyenne 2006 ». Cette méthode ne rend plus compte de la structure forestière (futaies régulières, taillis simples, mélanges futaie – taillis et futaies irrégulières). Elle a donc été reconstruite pour les besoins de l’étude, grâce au rapport de la surface terrière des arbres issus de semence par rapport à la surface terrière totale. La surface terrière est la surface de la section d’un arbre mesurée à 1,30 m du sol. Elle est exprimée en m².

De même le paramètre « difficulté d’accessibilité » à la ressource a été modifié. Une matrice de passage a donc été calculée pour rendre les deux études cohérentes.

L’étude s’intéresse à la ressource disponible en forêt de production, bosquets inclus et peupleraies exclues, sur la période 2006 – 2020. Là encore, une distinction est faite entre la disponibilité pérenne, volume disponible suivant les scénarios de gestion durable. La disponibilité conjoncturelle correspond à la différence entre le volume sur pied et les normes de gestion sylvicole.

Comme dans l’étude précédente, le volume considéré est le volume bois fort tige (découpe jusqu’à un diamètre de 7 cm), qui correspond à la partie marron sur le schéma ci-à droite.

Ce volume est alors réparti en Bois d’œuvre (BO) et Bois Industrie Bois Énergie (BIBE). Ce pourcentage est d’autant plus en faveur du BO que l’arbre est vieux.

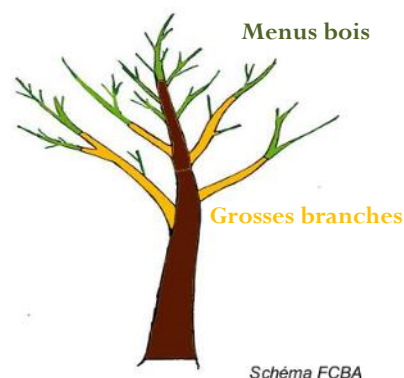


Schéma FCBA

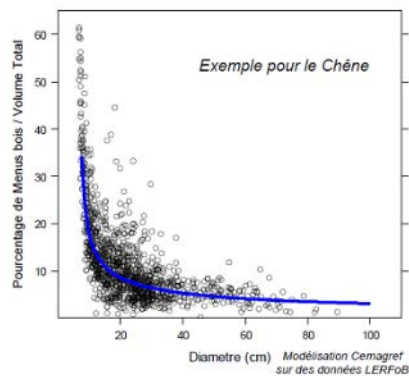
La différence entre le volume total et le volume bois fort tige est ensuite répartie en deux catégories : les grosses branches (en jaune sur le schéma) et les menus bois (en vert).

Comme dans l'étude précédente, le volume de BIBE correspond à la somme du BIBE-tige-bois-fort et des grosses branches.

L'estimation du volume de bois fort tige est ensuite effectuée par structure forestière (futaie, mélange taillis-futaie, taillis simple, futaie irrégulière).

Pour calculer le volume de branches et de menus bois, l'étude précédente utilisait un coefficient permettant d'obtenir le volume total (aussi appelé volume aérien) à partir du volume bois fort tige. On considérait alors que les menus bois représentaient 10 % du volume aérien.

La nouvelle approche se sert des données LERFoB, calculées dans le cadre du projet Carbofor, pour modéliser le ratio des menus bois sur le volume total, par âge et par groupe d'essence. On déduit par différence le volume de grosses branches.



Proportion de menus bois dans le volume aérien

La tempête Klaus de 2009 a dû être prise en compte pour le calcul des volumes mobilisables. Deux méthodes ont été retenues :

- Une méthode a posteriori qui considère les données avant tempête et répartit un volume de chablis (arbre tombé sans intervention humaine) qui induit une différence dans les volumes calculés.

Une méthode a priori qui se base de l'IFN « après tempête ». Nous verrons que c'est celle retenue par l'étude ADEME suivante. En effet, le taux de dégâts sur les points d'inventaire initiaux a été évalué par l'IFN. Le bois tombé à terre peut être considéré comme récolte conjoncturelle étalée sur 3,5 ou 10 ans.

2. Disponibilité technico-économique

Cette deuxième partie consiste à évaluer la disponibilité économique nette, qui se calcule en faisant la différence entre la disponibilité brute et le gisement inexploitable pour des raisons techniques, environnementales et économiques.

Les contraintes techniques prises en compte sont les pertes d'exploitation. Celles-ci ne sont pas connues précisément, et sont fixées à 10 % pour le BIBE et à 50 % pour le menu bois. Ce ratio passe à 20 % lorsque le menu bois est ramassé avec les petits bois.

Les contraintes économiques sont le coût d'exploitation, lié aux caractéristiques des parcelles et de la coupe ; le contexte économique, plus il est favorable plus une part importante des parcelles sera exploitée. Le coût d'exploitation est la somme des coûts techniques et des charges de l'exploitant. Les coûts techniques sont décrits précisément dans l'étude en fonction du schéma de récolte, du type de peuplement, du type de coupe, de la difficulté d'exploitation et du mode de récolte (bois rond ou plaquette).

La contrainte environnementale prise en compte se réduit à la conservation de la fertilité des sols : si le sol est sensible aux exportations de minéraux, les menus bois sont laissés sur place. Les restrictions d'exploitation sur les zones protégées et la sensibilité des sols au tassement ne sont pas prises en compte.

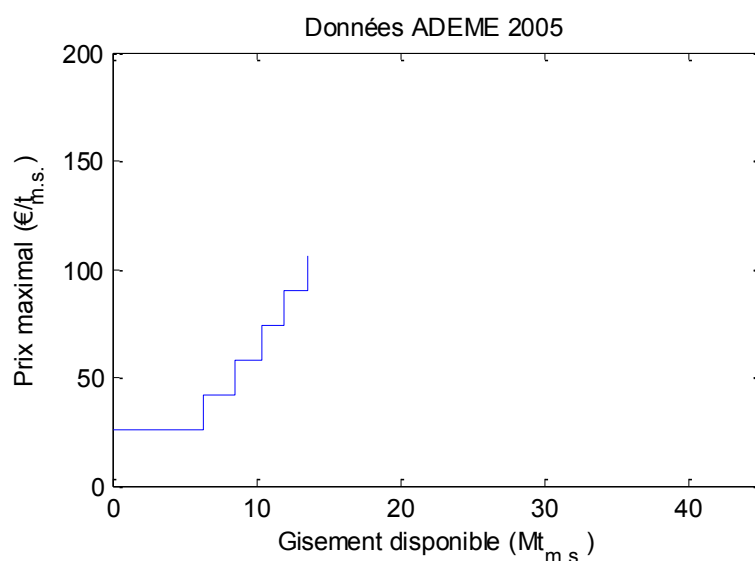
De plus, la contrainte due à l'organisation foncière de la propriété forestière privée n'a pas non plus été prise en compte, et celle-ci est extrêmement difficile à quantifier. Elle est néanmoins prépondérante et est un frein majeur au développement de la filière bois à l'heure actuelle.

3.3.4 Courbes d'offre en biomasse lignocellulosiques

ADEME 2005

Dans cette étude, le gisement de biomasse brute disponible pour l'énergie est évalué à 17 Mt de matière sèche.

L'étude technico-économique ne donne pas le prix de revient « bord de route » du bois mais le prix maximum en entrée broyeur pour qu'un projet de chaufferie biomasse soit compétitif avec une chaufferie fonctionnant au fioul. Autrement dit, il s'agit du prix maximal auquel l'industriel est prêt à acheter du bois. La marge du sylviculteur sera donc forcément incluse dans le prix, le coût bord de route est donc inférieur aux prix présentés ici.



Le coût « bord de route » est bas comparé aux études ultérieures. La majorité du gisement peut être mobilisé pour 26 €₂₀₀₅/t_{m.s.}. Cela s'explique par la date de publication de l'étude plus ancienne de 4 et 5 ans respectivement.

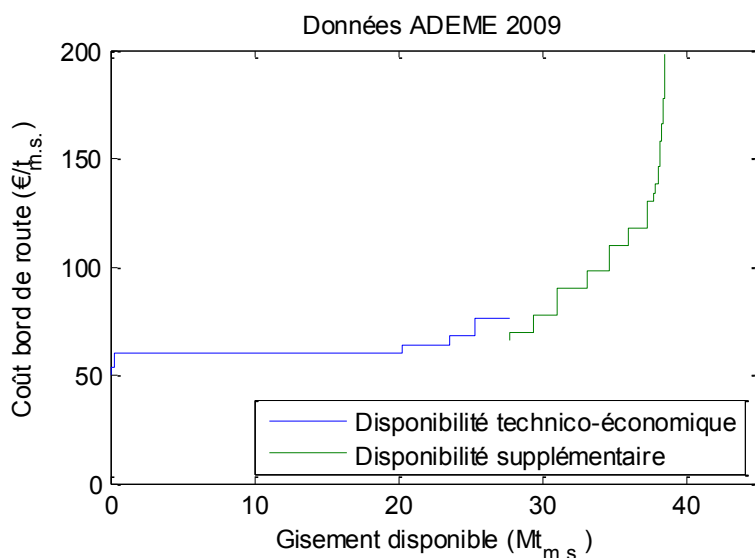
ADEME 2009

La disponibilité brute BIBE issue de la forêt est évaluée à 42,2 Mt de matière sèche, elle monte à 44,3 Mt lorsque les peupleraies et les bocages sont pris en compte.

Si on ne considère que la biomasse dont le coût est inférieur au prix de vente moyen au moment de l'étude ($34 \text{ €/m}^3 = 65,5 \text{ €/t}_{m.s.}$), la disponibilité, appelée technico-économique nette, est de 25,7 Mt de matière sèche pour la forêt et de 27,7 Mt en tout.

Les prélèvements pour l'énergie sont estimés à 11,7 Mt de matière sèche. Les prélèvements BIBE (Bois Industrie + Bois Energie) sont de 17,6 Mt_{m.s.}.

La disponibilité supplémentaire pour ces deux usages (industrie et énergie) est ventilée en fonction de son coût de revient comme le montre la figure suivante.



On constate que la disponibilité technico-économique est supérieure de 10 Mt de matière sèche par rapport aux prélèvements, preuve que la filière bois est loin de la rationalité économique.

La courbe d'offre en biomasse lignocellulosique issue de cette étude est très proche de celle du projet VALERBIO.

Remarque : Les résultats du projet ANR *Programme Bioénergies* EMERGE seront à suivre puisqu'il est le prolongement des études que nous avons décrites dans ce document. Les partenaires du projet sont l'ONF, le CIRAD (AMAP), l'IRSTEA, le BEF, l'IGN, le FCBA et le CNPFF.

Observatoire de la biomasse (2011)

Dans cette étude, le découpage est un peu différent de l'étude ADEME 2009, en effet la biomasse issue des bocages est considérée comme un co-produit de l'agriculture. De plus, aucune information sur les coûts n'est donnée dans cette étude qui se contente de recenser la totalité des gisements de biomasse qui ne sont pas en compétition avec un usage alimentaire.

Pour la forêt, la quantité totale produite est de 42,3 Mt sèche dont 7 Mt de petit bois et la disponibilité supplémentaire est évaluée à 18,9 Mt.

Si on ajoute les peupleraies et les taillis de haie, le volume total produit monte à 44,4 Mt et le volume supplémentaire disponible atteint 19,9 Mt.

Récapitulatif données :

Étude	Prélèvements 2005 (Mt ms)	Disponibilité supplémentaire (Mt ms)	Total	Remarques
ADEME 2005	6,3	10,7	17	
ADEME 2009	17,6 (11,7*)	10,8	28,4 (22,5*)	Prise en compte des peupleraies et des haies
VALERBIO 2010	12,4	27,2	39,6	TCR/TTCR non pris en compte
Étude	Volume total disponible (Mt ms)	Disponibilité supplémentaire (Mt ms)	Total	Remarques
France AgriMer 2011	44,4	19,9	64,3	Hypothèses de calcul non explicitées

*Pour l'énergie uniquement

Appendices

3.3.5 Lexique

BIBE : Bois d'Industrie et Bois Énergie : correspond à l'usage potentiel à des fins industrielles (panneaux, papier, piquets) et énergétiques (bûches, plaquettes, granulés).

Cultivar : Variété de plante obtenue en culture, généralement par sélection.

Houppiers : Partie de l'arbre hors la coupe commerciale.

Surface terrière : surface de la section d'un arbre donné mesurée à 1,30 mètre du sol.

3.3.6 Organismes impliqués dans les études

À propos de Ramassage des Bois sud Midi (RBM) :

RBM est une entreprise qui commercialise les produits connexes de scieries : sciures, écorces, chutes...

À propos de SOLAGRO :

Entreprise associative à but non lucratif créée en 1981, Solagro a pour projet d'ouvrir d'autres voies pour l'énergie et l'agriculture, pour une gestion économe, solidaire et de long terme des ressources naturelles (énergie, biodiversité, eau, air,...).

Elle fournit de nombreuses études techniques, évaluations et prospectives, programme de R&D, sensibilisation, etc.

À propos de l'IFN :

L'inventaire Forestier National est un Établissement Public à caractère Administratif (EPA) créé en 1958. Il était placé sous la tutelle du Ministère de l'Agriculture. Le 1^{er} janvier 2012, il a fusionné avec un autre EPA, l'Institut Géographique National (IGN) pour former l'Institut national de l'information

géographique et forestière. Depuis la fusion, ses ministères de tutelle sont le Ministère de l'Énergie et Ministère de l'Agriculture.

Son rôle est d'établir un inventaire le plus à jour possible des ressources forestières nationales.

À propos du Cemagref :

Originellement nommé Centre national du machinisme agricole, du génie rural, des eaux et des forêts, il a été fondé en 1981 pour développer le machinisme agricole et le génie rural et sylvicole. Depuis novembre 2011, le Cemagref est devenu l'Institut national de Recherche en Sciences et Technologies pour l'Environnement et l'Agriculture (IRSTEA). C'est un établissement public à caractère scientifique et technologique (EPST). Ses ministères de tutelle sont le Ministère chargé de la Recherche et le Ministère de l'Agriculture et de la Pêche.

À propos de l'institut technologique Forêt Cellulose Bois-construction Ameublement (FCBA) :

L'institut technologique FCBA est un centre technique industriel (CTI) au service des secteurs de la sylviculture, de l'exploitation forestière, du bois, de la scierie, de la pâte à papier, des panneaux, de l'emballage, des industries bois-construction, du traitement du bois et de l'ameublement. C'est un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC). Il a pour rôle de promouvoir l'innovation et le progrès technique afin d'améliorer la productivité et la qualité de la filière. La recherche, l'expertise, l'évaluation, la diffusion des connaissances sont ses principales activités.

À propos du LERFoB :

Le Laboratoire d'Étude des Ressources Forêt Bois est une Unité Mixte de Recherche (UMR) entre l'Institut National de la Recherche Agronomique de Nancy (INRA) et AgroParisTech.

À propos du CIRAD :

Le centre de Coopération Internationale en Recherche Agronomique pour le Développement est un EPIC créé en 1984. Il est placé sous la double tutelle du ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche et du ministère des Affaires étrangères. Il est spécialisé dans la recherche agronomique appliquée aux régions chaudes. Ses activités relèvent des sciences du vivant, des sciences sociales et des sciences de l'ingénieur appliquées à l'agriculture, à l'alimentation et aux territoires ruraux.

L'AMAP, pour botanique et bioinformatique de l'Architecture des Plantes est une unité mixte de recherche CIRAD, CNRS, EPHE, INRA, IRD et Université Montpellier II.

À propos du CNPPF :

Le Centre National Professionnel de Propriété Forestière est un établissement public créé en 2001 et remplace l'Association Nationale des Centre Régionaux de la Propriété Française (ANCRPF) de 1972. Il coordonne l'action des Centre Régionaux de la Propriété Forestière (CRPF).

3.3.7 Tableau comparatif des différentes études

Année de l'étude	Organismes	Destinataire	Plage temporelle	Modèle forestier	« Année moyenne » l'IFN
2005	SOLAGRO/IFN/RBM	ADEME	2005 – 2015	Oui	1998
2007	DGFAR/CEMAGREF	Ministère Agriculture	2005 – 2015	Oui	1998
2009	DGFAR/CEMAGREF	Ministère Agriculture	2006 – 2020	Oui	2006
2009	IFN/FCBA/SOLAGRO	ADEME	2006 – 2020	Oui	2006 + Klaus 2009

3.3.8 Prélèvements - adapté de ADEME 2009

Régions	PRELEVEMENTS BOIS ENERGIE 2006																	
	FORETS									PEUPLERAIES			HAIES			TOTAL		
	Bois Energie (1000 m3)			Bois Energie (ktMS)			Bois Energie (ktep)			1000 m3	ktMS	ktep	1000 m3	ktMS	ktep	1000 m3	ktMS	ktep
	Feuillus	Résineux	Total	Feuillus	Résineux	Total	Feuillus	Résineux	Total									
ALSACE	637	34	671	348	15	363	150	6	156	1	0	0	29	15	7	701	378	163
AQUITAINE	1343	71	1414	733	31	764	315	13	329	14	5	2	75	38	19	1503	807	350
AUVERGNE	944	50	994	515	22	537	222	9	231	8	3	1	100	50	25	1102	590	257
BASSE-NORMANDIE	527	28	555	288	12	300	124	5	129	4	1	1	283	142	71	842	443	200
BOURGOGNE	847	45	892	462	20	482	199	8	207	9	3	1	57	29	14	958	514	223
BRETAGNE	827	44	871	452	19	471	194	8	202	11	4	2	258	129	65	1140	604	269
CENTRE	1042	42	1084	569	18	587	245	8	253	10	4	2	69	35	17	1163	625	271
CHAMPAGNE-ARDENNE	896	47	943	489	21	510	210	9	219	14	5	2	31	16	8	988	530	229
CORSE	500	26	526	273	11	284	117	5	122	0	0	0	4	2	1	530	286	123
FRANCHE-COMTE	926	49	975	506	21	527	217	9	227	2	1	0	51	26	13	1028	553	240
HAUTE-NORMANDIE	617	32	649	337	14	351	145	6	151	1	0	0	31	16	8	681	367	159
ILE-DE-FRANCE	921	48	969	503	21	524	216	9	225	7	2	1	10	5	3	986	531	229
LANGUEDOC-ROUSSILLON	612	32	644	334	14	348	144	6	150	2	1	0	21	11	5	667	359	155
LIMOUSIN	607	32	639	331	14	345	143	6	149	2	1	0	63	32	16	704	378	165
LORRAINE	881	46	927	481	20	501	207	9	216	2	1	0	40	20	10	969	522	226
MIDI-PYRENEES	1201	63	1264	656	28	683	282	12	294	9	3	1	99	50	25	1372	736	320
NORD - PAS DE CALAIS	658	35	693	359	15	375	154	7	161	44	15	7	76	38	19	813	428	187
PAYS DE LA LOIRE	704	37	741	384	16	401	165	7	172	31	11	5	259	130	65	1031	541	242
PICARDIE	740	39	779	404	17	421	174	7	181	26	9	4	33	17	8	838	447	193
POITOU-CHARENTES	798	42	840	436	18	454	187	8	195	15	5	2	150	75	38	1005	534	235
PACA	868	46	914	474	20	494	204	9	212	0	0	0	39	20	10	953	514	222
RHONE-ALPES	1657	87	1744	905	38	943	389	16	405	9	3	1	63	32	16	1816	977	423
FRANCE	18753	975	19728	10239	427	10666	4403	184	4586	221	77	33	1841	921	460	21790	11664	5080

Régions	PRELEVEMENTS BIBE 2006																	
	FORETS									PEUPLERAIES			HAIES			TOTAL		
	Bois Energie (1000 m3)			Bois Energie (ktMS)			Bois Energie (ktep)			1000 m3	ktMS	ktep	1000 m3	ktMS	ktep	1000 m3	ktMS	ktep
	Feuillus	Résineux	Total	Feuillus	Résineux	Total	Feuillus	Résineux	Total									
FRANCE	24091	7816	31907	13154	3423	16577	5656	1472	7128	392	137	59	1845	923	461	34144	17637	7648

Annexe 2.4 : Production de macroalgues

À l'heure actuelle, la production de macroalgues est destinée à l'alimentation humaine et à la cosmétique. L'eutrophisation des littoraux et des milieux marins est aussi responsable d'une grande production de macroalgues, c'est le cas en Bretagne avec l'algue *Dynophysis* ou dans une moindre mesure avec *Caulerpa Taxifolia*. On pourrait néanmoins envisager leur culture à l'échelle industrielle pour assainir les eaux usées. Du fait de leur teneur en eau souvent supérieur en 90 % en masse, le débouché privilégié est la méthanisation, mais on pourrait envisager une valorisation par reformage en phase aqueuse ou liquéfaction hydrothermale.

1. Les acteurs de la production de macroalgue

Laboratoires et projets français

Le Centre d'Étude et de Valorisation des Algues (CEVA), basé dans les Côtes d'Armor, est le seul centre technique en Europe dédié à l'étude et à la valorisation des végétaux marins. Il est structuré en trois thématiques : « algues et qualité du milieu », « algues matière première » et « algues produits ».

Laboratoires et projets européens

Le projet SOLALGEN (2012 - 2014), financé en partie par le FP7-SME (*Small and medium enterprises*), porté par Microsharp (UK), a pour but d'améliorer l'intensité lumineuse reçue par les algues cultivées en bassin. Le projet devrait développer deux types de culture, d'une part un bassin avec un système de distribution de lumière et d'autre part un hybride bassin ouvert/photobioréacteur afin d'avoir une distribution de lumière et un faible coût d'environnement fermé.

La commission européenne a de plus lancé un trois projets permettant la production d'algocarburants :

- ALL-GAS (2010 - ?), porté par Aqualia (3^{ème} entreprise de gestion de l'eau potable et usagée, qui doit permettre la démonstration à l'échelle industrielle de la culture pérenne d'algues pour la production de biogaz pour véhicules en utilisant un « Light Enhancement Factor » ;
- BIOFAT (2011 - 2015), porté par Abengoa Bioenergia Nuevas, qui est un projet démonstrateur de production de biogazole issue de microalgues.
- INTESUSAL (2011 - 2015), porté par le Centre For Process Innovation Ltd (UK), qui a pour but de produire du biogazole dans un bassin « raceway » et des photobioréacteurs.

Il existe de plus une association d'acteurs, l'European Algae Biomass Association (EABA).

Laboratoires et projets hors Europe

Aux États-Unis, les acteurs du marché des algues se sont dotés d'une « business league » qui encourage le développement des technologies et des marchés pour les produits durables et renouvelables issus des algues, l'ABO (Algal Biomass Organization). Toutes les principales parties prenantes ont adhéré : des producteurs (Sapphire Energy, OriginOil, Solix Biofuel...) aux utilisateurs potentiels (IATA, Boeing, GE...) en passant par les raffineurs (Neste Oil, UOP...).

En février 2012, l'administration américaine a débloqué une enveloppe de 14 M\$ pour financer la R&D sur la production de biocarburants à partir d'algues. Le but est d'arriver à la production d'un volume supérieur à 1 milliard de gallons (3,8 milliards de litres soit 3 Mtep) à l'horizon 2022 (Biofuels

Digest, 2012). L'ARPA-E (Advanced Research Projects Agency – Energy) sera responsable d'allouer cet argent entre les différents projets. Le Department of Energy (DOE) a déjà subventionné 30 projets d'algocarburants pour une enveloppe globale de 85 M\$. Ainsi, le National Renewable Energy Laboratory (NREL) est impliqué sur de nombreux projets :

- Développement des souches les plus productives ;
- « Screening » systématique des espèces permettant la production de carburants et de produits chimiques ;
- Développement de la filière biocarburacteur à partir d'algues ;
- Modélisation des métabolismes algaux ;
- Bioingénierie et génomique des microalgues ;
- Études technico-économiques.

Au Japon, deuxième plus grand pays producteur d'algues destinées à l'alimentation (derrière la Chine), les efforts de R&D, estimés à 132 M\$, sur les « algues carburants » avaient été abandonnés dans les années 1990 à cause du faible prix du pétrole. Depuis 2009, de nouveaux projets voient le jour, l'université de Tsukuba a pour ambition d'arriver à la « parité avec le pétrole » en 2022, cela implique de réduire drastiquement le coût de production de leur algocarburant, estimé actuellement à 9 \$/L. Deux *keiretsu* (conglomérats japonais), Denso et Mitsubishi, se sont aussi lancés dans la course.

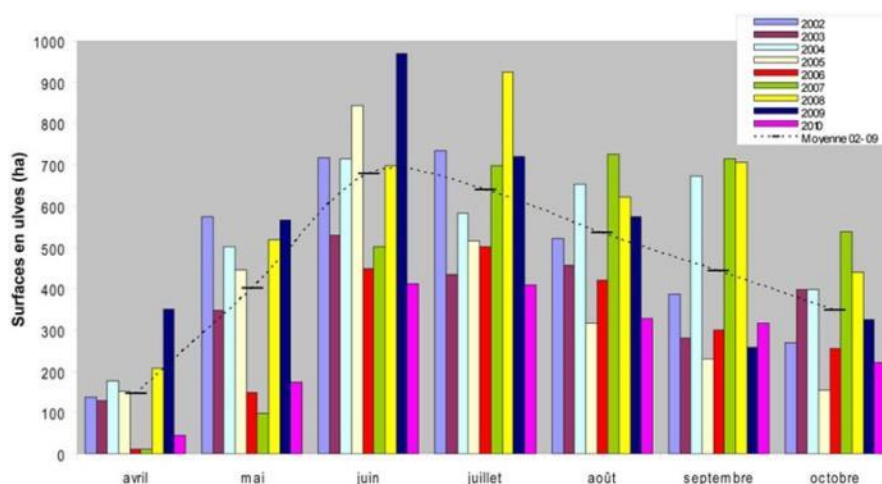
2. Potentiel de production

Le potentiel est ici très difficile à évaluer, il dépend en effet des efforts qui sont fait pour pérenniser la valorisation des grandes algues, du ramassage à l'étape de transformation en biocarburant. Pour estimer ce potentiel, nous allons nous intéresser aux ulves, ou algues vertes, responsables des « marées vertes » qui se produisent sur les littoraux bretons et du golfe du Lion. Au cours des dernières années, le ramassage des ulves s'est fait de plus en plus systématique afin de limiter les nuisances visuelles et odorantes. De plus, la décomposition des algues est responsable de l'émission de gaz toxiques (H₂S en particulier).

La quantité importante d'azote disponible est le principal facteur responsable de la croissance des ulves. Ainsi, l'excès de plus en plus importants de nitrates (NO₃⁻) dans les sols, dû aux épandages de lisiers et fumiers, est lessivé jusqu'à la mer. Le phosphore, quant à lui, n'est qu'exceptionnellement le facteur limitant de algues. (CEVA, 2011)

D'après les relevés du CEVA, effectués de 2002 à 2010, la surface cumulée des plages sableuses de Bretagne recouverte par des algues vertes (ulves) est de 3200 ha d'avril à octobre. Or, la masse surfacique moyenne est de 10 kg.m⁻², ainsi on peut estimer un gisement annuel de 320 000 tonnes d'algues. Ce phénomène de marées vertes ayant tendance à s'aggraver au cours des prochaines années, et étant donné que la Bretagne n'est pas la seule région française touchée par ce phénomène, on peut estimer que le gisement national croîtra à court terme. Néanmoins, le gouvernement a mis en place un plan de lutte contre les algues vertes en février 2010 afin d'endiguer cette prolifération. Il consiste en un volet d'actions curatives, comme le ramassage systématique et le traitement des algues vertes, et un volet d'action préventives, comme « l'amélioration des techniques de traitement des effluents et eaux usées générées par les activités industrielles, agricoles et des collectivités locales » pour maîtriser les flux de nitrates vers les côtes. Elles font

l'objet d'un appel à projets sur la collecte systématique de lisiers excédentaires et la substitution de 50 % des engrais minéraux par du digestat de méthanisation (Direction générale de l'Aménagement, du Logement et de la Nature, 2010).

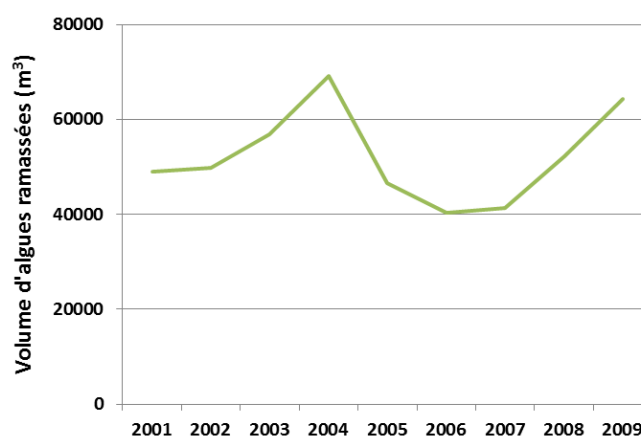


Évolution mensuelle des surfaces en olives sur l'ensemble des sites sableux en Bretagne entre 2002 et 2010

Une fois le potentiel total évalué, il faut considérer la quantité susceptible d'être ramassée, puis valorisée énergétiquement.

D'après le CEVA et IFREMER, la quantité récoltée en Bretagne varie entre 42 000 et 88 000 m³. Or, la densité des algues vertes est de 1 t.m⁻³, cela correspond donc à un ramassage annuel de 42 à 88 kt d'algues vertes, soit 13 à 28 % du volume total d'algues.

De plus, le Centre d'Étude et de Valorisation des Algues retient généralement que 14 000 tonnes d'algues « égouttées une minute » correspondent à 700 tonnes de matière sèche (CEVA, 2012), ce qui correspond à une teneur en eau de 95 %. Chaque année entre 2 et 3,5 kt m.s. d'algues vertes sont ramassées sur les côtes bretonnes.



Évolution du volume d'algues vertes ramassées sur les côtes bretonnes (D. Dalmas et al., 2010)

Toujours d'après le CGEDD, les algues ramassées doivent être impérativement traitées pour éviter la fermentation anaérobie non contrôlée, responsable de l'émission de quantités importantes de sulfure d'hydrogène, mortel même à faible concentration. À l'heure actuelle, il n'existe pas de

valorisation marchande des algues qui ait atteint un stade opérationnel. Comme formes de traitements futurs, la déshydratation et la méthanisation sont évoquées.

Énergétiquement, en considérant un PCI moyen de 20 MJ.kg^{-1} étant donné la faible teneur en matière végétale, ce gisement représente entre 1 ktep et 5 ktep.

3. Coûts

Si on ne s'intéresse qu'aux algues fatales, les coûts englobent les coûts de ramassage et les coûts de transport jusqu'à l'unité de transformation. La forte teneur en eau des macroalgues rend leur transport cher relativement à la quantité d'énergie. En 2010, le CEVA rapporte que le coût total déclaré par les communes pour le ramassage des $65\,000 \text{ m}^3$ a été de 840 k€_{2010} (CEVA, 2012). Ce qui représente un coût de $12 \text{ M€}_{2005}/\text{Mt}$.

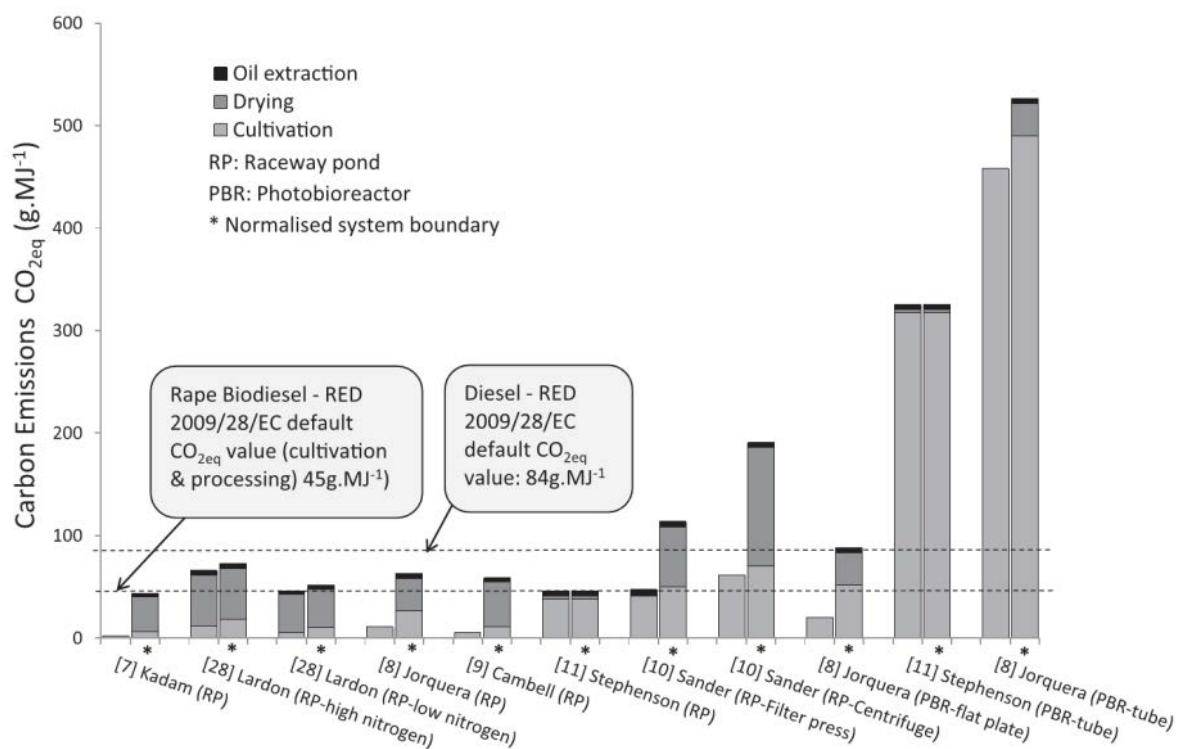
Annexe 4.1 : Revue de littérature des ACV des procédés de production de biocarburant à partir de microalgues

De très nombreuses études récentes ont évalué les bilans environnementaux des (Lardon et al., 2009a ; Clarens et al., 2010 ; Sander, Murthy, 2010 ; Stephenson et al., 2010 ; U.S. EPA, 2010 ; Campbell et al., 2011 ; Singh, Olsen, 2011 ; Davis et al., 2012 ; Collet, Spinelli, 2013 ; Menten et al., 2013 ; Slade, Bauen, 2013 ; Zaimes, Khanna, 2013 ; Collet et al., 2014 ; Woertz et al., 2014).

La travail de méta-analyse a été effectué par Slade et al., 2013 et les résultats sont les suivants : la production en PBR semble extrêmement émettrice. En effet, une fois normalisées, les émissions de GES par MJ de biocarburants produits varient de 85 à 550 gCO₂éq. C'est la partie culture de l'algue qui représente la plus grande contribution aux émissions de GES. Ceci est dû à l'énergie contenue dans les matériaux de construction et à l'énergie nécessaire pour faire fonctionner le de dispositif.

Les valeurs sont nettement plus basses pour les algues cultivées dans des bassins circulants (raceway ponds). Dans la majeure partie des études, c'est l'étape de séchage qui est alors la plus émettrice, et varie entre 43 gCO₂éq/MJ et 115 gCO₂éq/MJ.

Force est de constater que ces analyses de cycle de vie sont encore extrêmement approximatives puisque basées sur des procédés qui n'ont pas été développée à l'échelle industrielle.



Annexe 5.1 : Carte d'identité de quelques produits chimiques biosourcés

1. Les composés C₁


Méthanol	CH ₃ OH
Applications (Usages)	
Solvant, → formaldéhyde, → acide acétique, → chlorométhanes, → méthylméthacrylate	
Marché	
49,1 Mt en 2010	
Production conventionnelle	
À partir de syngas (produit à partir de gaz naturel) : CO + 2 H ₂ → CH ₃ OH Conversion directe de méthane par craquage catalytique sur Cu-zéolites	
Production biosourcée	
À partir de syngas post-gazéification de la biomasse Par craquage du glycérol par catalyse hétérogène (sur zéolite ?)	
Acteurs	
BioMCN [NL]	


2. Les composés C₂


Éthylène glycol (MEG)
Applications (Usages)
Polyesters, en particulier co-polymérisé avec de l'acide téréphtalique pour la production de PET (polyéthylène téréphtalate), antigel, réfrigérant
Marché
21 Mt en 2010 (<i>Shell Chemicals, 2012</i>)
Production conventionnelle
C ₂ H ₄ O (oxyde d'éthylène) + H ₂ O → C ₂ H ₆ O ₂ (sous catalyse acide)
Production biosourcée
À partir de l'éthylène biosourcé
Acteurs
Comme éthylène biosourcé + India glycols, Teijin Fibers. Utilisé par Coca-cola, Danone, Toyota


Éthylène
Applications (Usages)
Plastiques : Polyéthylène Haute Densité (caisses, emballages, bouchons, câbles enterrés), Basse densité (sacs poubelle, films, sachets, récipients souples), Basse densité linéaire (sacs plastiques ou films étirables) ; → monoéthylène glycol ; → dichloroéthène → PVC
Marché
123,3 Mt en 2010
Production conventionnelle
Craquage de la coupe naphta (C ₅ - C ₉)
Production biosourcée
Craquage de la coupe naphta post Fischer-Tropsch Déshydratation de l'éthanol (T = 400°C, P = 1 atm) et ρ _{massique} = 0,59 %
Acteurs
Braskem (200 kt/an à partir d'éthanol de canne) et DOW (projet 350 kt)



3. Les composés C₃


Acide lactique	
Applications (Usages)	
Alimentaire et boissons (conservateur et pour ajuster le pH), pharmaceutique (solvant), précurseur du polyester PLA (plastique biodégradable), <u>polyactide</u> (fibres)	
Marché	
275 kt en 2006 (Marché en forte croissance)	
Production conventionnelle	
Fermentation de glucose, saccharose ou lactose	
Production biosourcée	
Fermentation de glucose, saccharose ou lactose	
Acteurs	
Purac [NL], <u>Futerra</u> (JV <u>Galactic Total</u>), <u>Teijin Fibers</u> [JP] et <u>NatureWorks</u> (Cargill)	

Lactate d'éthyle (ethyl lactate)	
Applications (Usages)	
Substitution de solvants et de nettoyants (chlorure de méthylène, méthyléthylcétone, et N-méthylepyrrolidone)	
Marché	
Le marché des solvants auxquels il se substitue est de 4,5 Mt aux USA	
Production biosourcée	
Esterification de l'acide lactique et de l'éthanol	
Acteurs	
<u>Vertec BioSolvents</u>	


Propylène glycol	
Applications (Usages)	
Résines polyesters, réfrigérants, antigel, liquide de frein, peintures et vernis. Et à plus haute valeur ajoutée : fragrance, cosmétiques, agents de saveur	
Marché	
275 kt en 2006 (Marché en forte croissance)	
Production conventionnelle	
Propylène → Oxyde de propylène → Propylène glycol	
Production biosourcée	
Par hydrogénolyse du glycérol (H ₂ sous pression)	
Acteurs	
Archer Daniels Midland (ADM, 100 kt)	


Epichlorohydrine	
Applications (Usages)	
Résines époxy et autres résines et polymères	
Marché	
1,3 Mt dont 76 % pour la production d'époxy résines	
Production conventionnelle	
1) Hydrochloration du chloropropène 2) Formation de l'époxyde par traitement basique	
Production biosourcée	
Dichloration du glycérol (HCl) suivie d'un traitement basique	
Acteurs	
Solvay (Epicerol), Zeachem, Spolchemie et DOW	

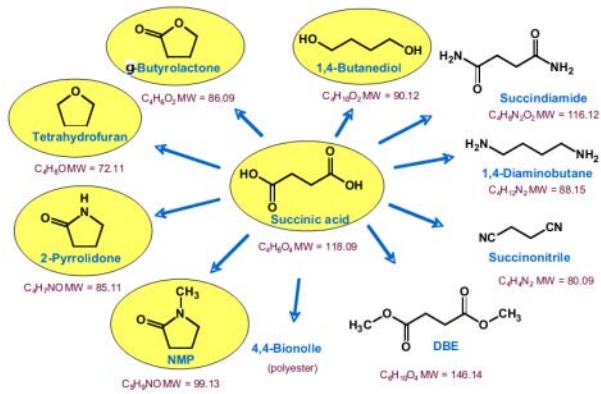
1,3 Propanediol (PDO)	
Applications (Usages)	
Fibres textiles et vernis et plastiques techniques Co-polymérisé avec de l'acide téréphtalique (textile habillement, sols et automobile)	
Marché	
Non estimé	
Production conventionnelle	
Hydratation d'acroléine ou <u>hydroformylation</u> d'oxyde d'éthylène	
Production biosourcée	
Conversion à partir d'amidon par E.Coli (Du Pont Tate & Lyle BioProducts) Conversion à partir de glycérol par Clostridium diolis	
Acteurs	
DuPont Tate & Lyle BioProducts (45 kt aux USA), Metabolic Explorer [FR] (50 kt en Asie)	
Propylène	
Applications (Usages)	
Production de polypropylène (60 %), d'oxyde de propylène, d'acrylonitrile, d'acide acrylique et de butanol	
Marché	
50 Mt (Nexant, 2009)	
Production conventionnelle	
Raffinerie coupe naphta et craquage coupe naphta et sup	
Production biosourcée	
1. À partir d'éthanol → éthylène + butène (dimère d'éthylène) → propylène 2. À partir de butanol → butène (+ éthylène) → propylène 3. À partir de propane (ex HVO) → propylène (déshydratation) 4. À partir d'huile végétale → propylène (craquage catalytique) 5. À partir de méthanol (issu de syngas) → propylène (procédé MTO – Exxon Mobil)	
Acteurs	
Braskem, Mitsubishi Chemical (craquage sur zéolite)	

Acide acrylique	
Applications (Usages)	
Revêtements, adhésifs, mastics et films. Polyacrylate (super absorbants) et acrylonitrile et acrylamide	
Marché	
3,3 Mt en 2006 et 8 G\$ en 2011	
Production conventionnelle	
(Propène) CH ₂ =CHCH ₃ + 1.5 O ₂ → CH ₂ =CO ₂ H + H ₂ O	
Production biosourcée	
Déshydratation de l'acide 3-hydroxypropionique (3-HPA) produit à partir de glycérol Oxydation d'acroléine produite par déshydratation du glycérol	
Acteurs	
Dow & OPX Biotechnologies, Arkema	

4. Les composés C4

n-butanol et isobutanol	
Applications (Usages)	
Réactif dans de nombreux polymères et plastiques, solvant pour peintures et stabilisateur chimique. Isobutanol → Isobutylène	
Marché	
2,8 Mt en 2006	
Production conventionnelle	
Hydroformylation du propylène suivie d'un hydrotraitement	
Production biosourcée	
Fermentation Acetone-butanol-ethanol (ABE) Autres fermentations	
Acteurs	
Cathay Industrial Biotech [CN] (100 kt), Butamax (JV DuPont BP), Gevo, Cobalt, Green Biologics [UK], Solvert [UK], Global Bioenergies	

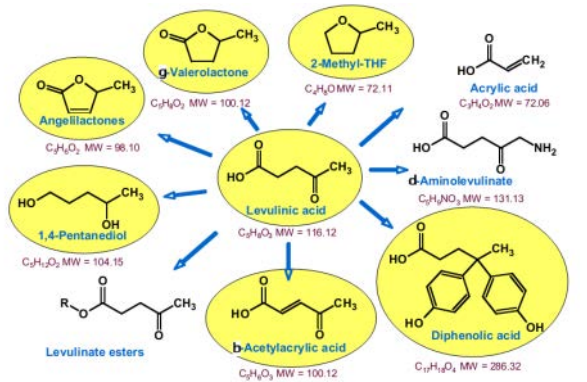
Méthacrylate de méthyle	
Applications (Usages)	
PMMA (Polyméthacrylate de méthyle) a.k.a Plexiglas Co-polymère methyl methacrylate-butadiène-styrene (MBS)	
Marché	
3 Mt en 2006 (Nexant Chem Systems)	
Production conventionnelle	
À partir d'acétone, d'acide cyanhydrique et d'isobutène	
Production biosourcée	
Procédé ALPHA de Lucite à partir d'éthylène, méthanol et CO	
Acteurs	
Lucite International	



Furfural
Applications (Usages)
→ Furfuryl alcohol (réduction catalytique) qui rentre dans la composition des résines pour agglomérer les sables de fonderie pour produire des moules
Marché
200 kt, décroissant dans les pays industrialisés, croissant ailleurs
Production conventionnelle
Déshydratation de xylose ou d'arabinose
Production biosourcée
Déshydratation de xylose ou d'arabinose
Acteurs
Idem ceux qui travaillent sur le xylose et arabinose biosourcés

5. Les composés C5

Acide levulinique	
Applications (Usages)	
Polyamides, caoutchouc synthétique et plastiques et nombreuses molécules filles (voir slide suivante)	
Marché	
Pas d'infos fiables (accès Argus Market ?)	
Production biosourcée	
Cellulose → Acide levulinique + acide formique Hémicellulose → furfural → acide levulinique	
Acteurs	
Maine BioProducts (MBP), Segetis	




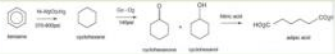
Isoprène	
Applications (Usages)	
Polyisoprène : caoutchouc de synthèse (pneus, gants chirurgicaux),	
Marché	
De l'ordre de 800 kt, soit 1 à 2 G\$	
Production conventionnelle	
Produits du craquage de la coupe naphta et co-produit de la production d'éthylène	
Production biosourcée	
Fermentation de sucres par E.Coli modifiée	
Acteurs	
Biofene™ (trimère d'isoprène) d'Amyris, Biolsoprene™ développé par JV Goodyear Tire and Rubber Company et Genencor	

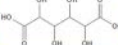
Xylitol/Arabitol (stéréoisomères)	
Applications (Usages)	
Xylitol : édulcorant (40 % moins de calories que le saccharose)	
Marché	
900 kt	
Production conventionnelle	
Produits du craquage de la coupe naphta et co-produit de la production d'éthylène	
Production biosourcée	
Hydrogénation de xylose et d'arabinose (composants de l'hémicellulose)	
Acteurs	
Danisco	

6. Les composés C6


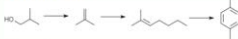
2,5-Furandicarboxylic acid (FDCA)	
Applications (Usages)	
En remplacement de l'acide téréphtalique (qui est produit par oxydation du p-xylyène) pour produire des plastiques d'emballage bouteille, fibres, coques d'ordinateur, revêtements aéronautiques.	
Marché	
Marché de l'acide téréphtalique : 50 Mt	
Production biosourcée	
Acteurs	
YXY™ d'Avantium [NL] (40 t/an)	

Sorbitol	
Applications (Usages)	
Edulcorants, tensioactifs, polyurethanes → acide ascorbique, → Sorbitan, → Isosorbide (polyester = PET, Roquette leader mondial)	
Marché	
1,1 Mt en 2006	
Production biosourcée	
Hydrogénation catalytique (Ni) de glucose	
Acteurs	
Woodbridge Foams, Roquette	

Acide adipique

Applications (Usages)
Monomère entrant dans la fabrication du nylon 6,6
Marché
3 Mt/an et 8 GS en 2006
Production conventionnelle

Production biosourcée
<ol style="list-style-type: none"> 1. Biosynthèse de l'acide cis,cis muconique à partir de glucose, suivie d'une hydrogénation 2. Biosynthèse à partir du cyclohexanol par E.Coli (DuPont de Nemours and Cie) 3. Conversion enzymatique (nitrilase) de l'adiponitrile en adipate d'ammonium (Rhône Poulenc)
Acteurs
Verdezyne, BioAmber (déjà placé sur l'acide succinique), Genomatica, Rennovia, DuPont, Rhône Poulenc

Acide glucarique

Applications (Usages)
En remplacement des phosphates et détergents, → polymères (marché à trouver)
Marché
Potentiellement un marché de 10 GS
Production biosourcée
Oxydation catalytique du glucose
Acteurs
Rivertop [US]

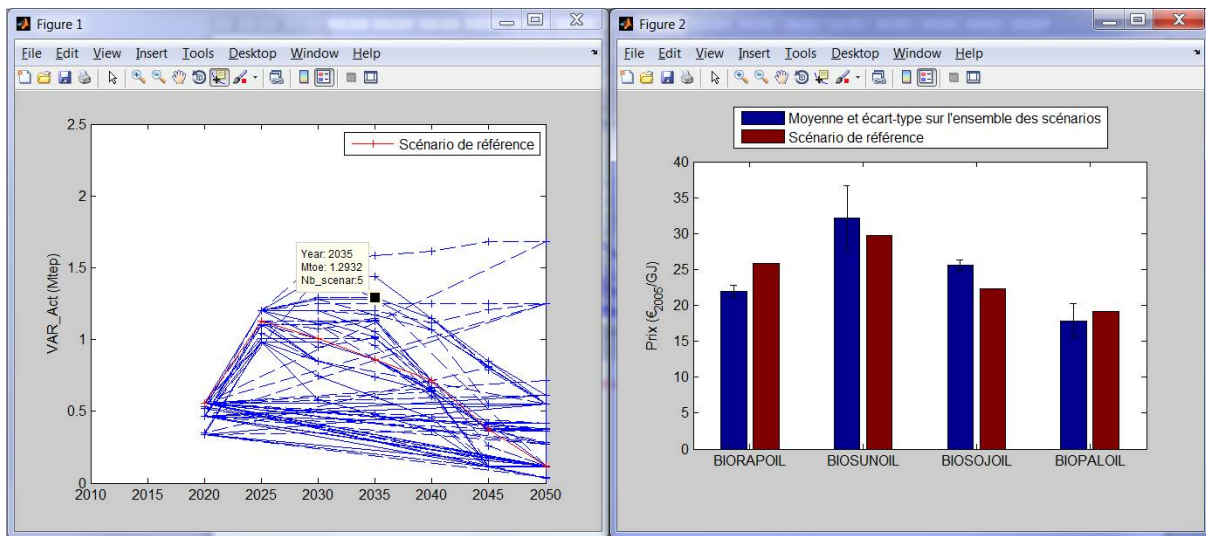
7. Les composés Cn

P-xylène

Applications (Usages)
→ Acide téréphtalique → PET (emballage bouteille)
Marché
42,5 Mt en 2010
Production conventionnelle
Pétrochimie : méthylation de toluène et diméthylation de benzène
Production biosourcée
<ol style="list-style-type: none"> 1. À partir d'isobutanol (Gevo)  2. Pyrolyse catalytique sur zéolite (Annelotech) 3. Reformage en phase aqueuse (Virent)
Acteurs
Gevo, BTX™ d'Annelotech, Honeywell's UOP, Virent

Annexe 6.1 : Outil d'analyse des résultats en fonction des données d'entrée

Cet outil permet de faciliter l'analyse des études de sensibilité en reliant les résultats aux données d'entrée. Cela est particulièrement utile lorsqu'un grand nombre de procédés/filières sont en compétition pour servir une même demande.

Après avoir importé les données d'entrée et de sortie, le graphe représentant l'évolution du paramètre d'intérêt (*VAR_Act*, *VAR_Cap*, *VAR_Ncap*, etc.) du procédé spécifié par l'utilisateur est affiché. Cliquer sur un point du graphe permet d'afficher un histogramme présentant les valeurs moyennes et les écarts-types de tous les scénarios et celles du scénario de référence pour les paramètres spécifiés.



Exemple de résultat

La fonction principale *sensi_main.m* permet de charger les données d'entrée et de sortie, et de choisir les procédés et paramètres d'intérêt. La matrice des coordonnées est ensuite concaténée avec le n° du scénario correspondant puis triée par ordre croissant des abscisses, puis des ordonnées, et des enfin des scénarios.

Enfin, elle permet d'afficher le graphe d'évolution du procédé d'intérêt (figure 1) et de lancer une seconde fonction *myupdatefunc.m* qui, à partir des coordonnées du pointeur (datacursor), calcule la liste de scénarios correspondant.

Cette liste de données d'entrée à une troisième fonction, i.e. *sensi_input_barplot.m* qui permet d'afficher les valeurs des paramètres d'intérêt, c'est-à-dire la moyenne et l'écart type pour les scénarios de la liste et la valeur du scénario de référence pour permettre leur comparaison.

Stratégie technologique et réglementaire de déploiement des filières bioénergies françaises

RESUME : En France, les bioénergies ont été promues car elles permettent de répondre aux enjeux énergétiques, économiques et environnementaux actuels mais elles ne sont pas encore compétitives avec leurs homologues fossiles. Néanmoins, leur futur est soumis à de nombreuses incertitudes et des points de controverse sur leurs réels bénéfices pour la société.

Le but de cette thèse est de prendre en compte ces incertitudes à l'aide d'un modèle de prospective décrivant le secteur des bioénergies en France de 2010 à 2050. Il permet de calculer les trajectoires technologiques optimales en fonction de contraintes techniques, économiques, environnementales et réglementaires.

En fonction de différents scénarios d'évolution de ces contraintes, nous investiguons le futur des bioénergies : potentiel de développement, compétition des usages, contribution à la lutte contre le changement climatique.

Mots clés : Prospective, Bioénergies, Biocarburants, MARKAL/TIMES

Technological and regulatory outlook of French bioenergy sector

ABSTRACT : In France, bioenergy sector has been fostered because they are a solution to current energetic, economic, and environmental issues but it is not competitive with fossil fuels yet. However, its future is facing many uncertainties and controversial point about its real benefits for the society.

The goal of this PhD thesis is to assess these uncertainties using a prospective model describing French bioenergy sector from 2010 to 2050. It calculates optimal technological pathways according to several technical, economic and environmental constraints.

With many contrasting scenarios, we investigate the future of bioenergy sector: potential deployment, competing uses, mitigation effort.

Keywords : Outlook, Bioenergy, Biofuels, MARKAL/TIMES