



HAL
open science

Techniques de réduction et de traitement des émissions polluantes dans une machine thermique

Dareen Alkadee

► **To cite this version:**

Dareen Alkadee. Techniques de réduction et de traitement des émissions polluantes dans une machine thermique. Sciences agricoles. Conservatoire national des arts et metiers - CNAM, 2011. Français. NNT : 2011CNAM0762 . tel-01005123

HAL Id: tel-01005123

<https://theses.hal.science/tel-01005123>

Submitted on 12 Jun 2014

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 ED390

**LGP2ES Laboratoire de génie des procédés pour l'environnement,
l'énergie et la santé EA21**

THÈSE

présentée par :

Dareen ALKADEE

soutenue le 10 juin 2011

pour obtenir le grade de : **Docteur du Conservatoire National des Arts et Métiers**

Discipline/ Spécialité : **ENERGETIQUE**

**TECHNIQUES DE REDUCTION ET DE
TRAITEMENT DES EMISSIONS POLLUANTES
DANS UNE MACHINE THERMIQUE**

THÈSE dirigée par :

M. DESCOMBES Georges
Mme. LACOUR Stéphanie
Mme. PERILHON Christelle

Professeur des universités, Cnam
Chargée de recherche, Cemagref
Maître de conférences, Cnam

RAPPORTEURS :

M. DESMET Bernard
M. MASSOUH Fawaz

Professeur des universités, Université de Valenciennes, Ensiam
Maître de conférences habilité, Ensam

JURY :

M. DESCOMBES Georges
Mme. LACOUR Stéphanie
Mme. PERILHON Christelle
M. DESMET Bernard
M. MASSOUH Fawaz
Mme. PORTE Catherine
M. HAYYANI Mohammed Yasser

Professeur des universités, Cnam
Chargée de recherche, Cemagref
Maître de conférences, Cnam
Professeur des universités, Université de Valenciennes, Ensiam
Maître de conférences habilité, Ensam
Professeur des universités, Cnam
Professeur des universités, doyen de la faculté de génie mécanique
de l'université d'Alep (Syrie)

Je dédie cette thèse à mes chers parents, à ma sœur Norma, mes frères :
Waseem, Alaa et Osamah et à tous ceux que j'aime

Un merci plus particulier à Alaa pour ses efforts et ses allers-retours continus
entre les quatre coins de la Syrie pour s'occuper de mes affaires pendant ces
cinq ans d'études en France

Remerciements

Cette thèse a été réalisée suite à une convention franco syrienne au profit de la faculté de génie mécanique à l'université d'Alep et a été effectuée à la chaire de turbomachines au CNAM Paris, au laboratoire de génie des procédés pour l'environnement, l'énergie et la santé LGP2ES et au CEMAGREF-Antony.

Je tiens tout d'abord à remercier le ministère de l'enseignement supérieur syrien et l'université d'Alep de cette bourse « Master recherche + thèse » et je remercie plus particulièrement M. Mohammad Yasser HAYYANI, le doyen de la faculté de génie mécanique de son soutien et de son aide concernant les aspects administratifs.

Je voudrais remercier également tous les membres du jury d'avoir accepté de juger mon travail : notamment M. Bernard DESMET, professeur des universités à l'Université de Valenciennes et à l'Ensiame et M. Fawaz MASSOUH, maître de conférences habilité à l'Ensam, rapporteurs ; Mme Catherine PORTE, professeur des universités au Cnam-Paris et M. Mohammed Yasser HAYYANI, professeur des universités et doyen de faculté de génie mécanique à l'université d'Alep, membres de ce jury de thèse.

Je tiens à remercier et exprimer très vivement ma reconnaissance à mon directeur de thèse M. Georges DESCOMBES, professeur des universités au Cnam-Paris qui m'a toujours soutenue et encouragée, me donnant de nombreuses occasions de rencontrer des professionnels et des chercheurs de mon domaine de recherche. Merci encore pour toute son aide pour faire avancer ma thèse.

J'adresse ma profonde gratitude à mes deux chères co-encadrantes : Mme Stéphanie LACOUR, chargée de recherche au Cemagref et Mme Christelle PERILHON, maître de conférences au cnam-Paris qui m'ont guidée dans mes travaux, conseillée avec professionnalisme et une très grande expertise sans compter le temps. Leurs apports majeurs me permettent aujourd'hui de vous présenter cette thèse. Qu'elles trouvent ici le témoignage de tout mon respect et ma reconnaissance d'avoir travaillé avec elles.

Merci à M. Radu CHIRIAC, professeur à la chaire de moteurs à combustion interne à l'université de Bucarest en Roumanie, pour ses discussions scientifiques et culturelles

enrichissantes pendant son séjour de recherche au Cnam qui ont été tout autant sources de motivation que de réflexion.

Je n'oublie pas M. Brice TREMEAC maître de conférences au Cnam pour son regard critique et constructif sur le travail ENERTIME et pour le temps précieux qu'il m'a consacré. Merci pour les discussions et le partage de ses compétences dans l'analyse de cycle de vie.

Je tiens également à remercier Mme Marine CHAMBON, chargée d'études chez Enertime et M. Laurent SANCHEZ, ingénieur d'étude chez Enertime pour leur disponibilité et leur enthousiasme dans les réponses à nos questions.

Mes remerciements s'adressent aussi aux membres de l'équipe de la chaire de turbomachines et moteurs, M. Michel TOUSSAINT et M. Pierre PODEVIN et à tous les collègues doctorants et les collègues au CNAM pour l'ambiance amicale et la convivialité pendant ces années de thèse.

Je n'oublie pas les membres de l'équipe de CEMAGREF pour leur convivialité et leur encouragement pendant mes visites. Un merci spécial à Mme Samia BENZAI.

Merci également à tous les amis en France, en Syrie et à l'étranger qui ont partagé avec moi les moments positifs mais aussi parfois difficiles de ces années. Ils ont rempli ces années de moments agréables. Je pense notamment à Mohammed, Hala B, Hala W, Tarek, Nadine, Eva, Lara, Boudjemaa, Samaher, Maher et Wissam. Je ne peux pas ne pas citer Ken, que je remercie pour sa gentillesse et son encouragement.

Merci à mes parents, à ma sœur et à mes frères et à toute ma famille qui ont toujours été présents malgré la distance qui nous sépare, merci pour leur amour inconditionnel, pour leur confiance et leur croyance en moi, ils ont m'aidé énormément par leurs mots et leur tendresse.

Merci à tous ceux qui se sont déplacés lors de ma soutenance.

Résumé

Cette thèse de doctorat, a consisté, dans une première partie, à introduire d'une part, la notion de l'analyse du cycle de vie « ACV » et celle des biocarburants. D'autre part, à présenter l'intérêt d'appliquer une ACV sur des biocarburants afin de valoriser leurs bilans énergétiques et analyser leurs impacts environnementaux face aux carburants conventionnels.

Dans une deuxième partie, nous avons comparé, d'un point de vue énergétique et environnemental, 3 scénarios de production d'électricité : 2 scénarios de cogénération (turbine à vapeur et ORC) pour la production d'énergie électrique et thermique à partir de biomasse, et un scénario de cogénération par moteur diesel. Ces scénarios sont comparés à l'aide de deux méthodes orientées « analyse des dommages »: Eco-indicateur 99 (E) et IMPACT2002+

Dans une troisième partie, on a abordé la valorisation du biogaz sous forme de carburant dans des moteurs "dual fuel" pour des engins agricoles dans le but de déterminer l'impact environnemental lié à l'utilisation de ce carburant alternatif au diesel par rapport aux autres biocarburants. Les méthodes Eco-indicateur 99 (E) et CML ont été utilisées ici.

On a pu ainsi identifier les principaux polluants générés à chaque étape du cycle de vie de l'agrocarburant et les étapes qui ont les plus grands impacts environnementaux et on a identifié, selon nos critères et par rapport au contexte, le scénario énergétique le plus compatible avec le principe de développement durable.

Mots clés :

Analyse du cycle de vie (ACV), biocarburant, biomasse, biogaz, méthanisation, exergie, bilan énergétique, impacts environnementaux, moteur diesel, dual-fuel, cogénération, centrale électrique, Simapro, émissions polluants, CO2.

Résumé en anglais

This thesis has consisted in a first part to introduce, on one hand, the concept of each of: life cycle assessment "LCA" and biofuels, on the other hand, to present the benefits of applying a LCA on biofuels to evaluate their energy balances and to analyze their environmental impacts against conventional fuels.

In a second part, we compared, from point of view energetic and environmental, 3 scenarios of electricity production: 2 scenarios of cogeneration (steam turbine and ORC) for the production of electrical energy and of heat from biomass, and a scenario of cogeneration by a diesel engine, these scenarios have been compared using two damage-oriented analysis methods: Eco-indicator 99 (E) and IMPACT2002 +

In a third part, we worked on the evaluation of methane as fuel in "dual fuel" engines for agricultural purpose, the aim was to determine the environmental impact associated with the use of this alternative fuel for diesel compared to other biofuels. Methods Eco-indicator 99 (E) and CML have been used here.

We were able to identify the main pollutants generated at each stage of the life cycle of biofuel and the steps that have the greatest environmental impacts, and to identify, according to our criteria and to the context the energy scenario the most consistent with the principle of sustainable development.

Keywords:

Life cycle assessment (LCA), biofuel, biomass, biogas, anaerobic digestion, exergy, energy balance, environmental impacts, diesel engine, dual-fuel, Simapro, cogeneration, power plant, pollutants emissions, CO₂.

Table des matières

<i>Remerciements</i>	5
<i>Résumé</i>	7
<i>Résumé en anglais</i>	9
<i>Table des matières</i>	11
Liste des tableaux	13
Liste des figures	15
Liste des annexes	17
Introduction générale.....	21
1- Chapitre 1 Etat de l’art des énergies alternatives au pétrole dans le domaine du transport	25
<i>1-1 Contexte</i>	25
<i>1-2 Les ressources pétrolières</i>	25
1-2-1 Les réserves pétrolières	27
<i>1-3 Le pétrole et l’environnement</i>	30
<i>1-4 Les énergies alternatives au pétrole</i>	32
1-4-1 Le gaz naturel.....	32
1-4-2 Le Gaz de Pétrole Liquéfié	36
1-4-3 Les carburants de synthèse à partir de ressources d’origine fossiles	38
1-4-4 Les Biocarburants.....	41
1-4-5 L’hydrogène	47
1-4-6 Les véhicules électriques	52
1-4-7 Les véhicules hybrides.....	54
<i>1-5 Conclusion</i>	57
2- Chapitre II Analyse du cycle de vie appliquée à la production d’électricité d’origine renouvelable	61
<i>2-1 Introduction</i>	61
<i>2-2 Etape 1 – Définition des objectifs et des systèmes</i>	62
2-2-1 Définition des systèmes.....	62
2-2-2 Unité fonctionnelle	65
2-2-3 Limite des systèmes	65
2-2-4 Scénario de base et alternatives.....	69

2-2-5 Conclusion de l'étape 1.....	71
2-3 Etape 2 – Inventaire et quantification des extractions de matières premières et des émissions de polluants.....	72
2-3-1 Source des données	72
2-3-2 Inventaire et bilans énergétique et de CO2	76
2-3-3 Coproduits et allocations.....	95
2-3-4 Autres émissions	97
2-3-5 Bilan global de l'inventaire.....	99
2-4 Etape 3 – Analyse de l'impact environnemental.....	103
2-4-1 Méthodes d'analyse de l'impact	104
2-4-2 Analyse de l'impact environnemental d'une centrale de cogénération	104
2-5 Etape 4 – Interprétation.....	114
2-6 Conclusion.....	119
3- Chapitre III Analyse des émissions polluantes associées à la production de biogaz-biocarburant	123
3-1 Introduction.....	123
3-2 Principe et fonctionnement de la méthanisation de déchets	126
3-2-1 La Méthanisation	127
3-2-2 Inventaires des consommations d'énergie et émissions polluantes du biogaz carburant.....	134
3-3 Résultats	153
3-3-1 Comparaison des scénarios de production de biogaz.....	153
3-3-2 Comparaison du biogaz à d'autres biocarburants	158
3-3-3 Indicateurs spécifiques à l'énergie	167
3-4 Conclusion.....	171
Conclusion générale	175
Bibliographie.....	177
Annexes	187
CV Scientifique.....	205

Liste des tableaux

Tableau 1 : Estimation de la date du pic de production selon différents organismes [Christelle Périlhon 2011]	27
Tableau 2 : Catégories des réserves pétrolières en fonction de leur probabilité d'exploitation (JFC Outlook, juin 2005)	27
Tableau 3 : Pouvoir de Réchauffement Global (PRG) de quelques gaz à effet de serre (Effet2serre 2005)	32
Tableau 4: Pouvoir Calorifique Inférieur du gaz naturel et de l'hydrogène [Chiriac 2009]....	48
Tableau 5 : données et sources utilisables dans le cycle d'analyse de vie de l'hydrogène	51
Tableau 6: Caractéristiques des batteries utilisées sur les véhicules électriques [Imberdis 2011].....	52
Tableau 7 : Avantages et inconvénients des trois configurations d'hybrides [Imberdis 2011]	55
Tableau 8 - Composition de bois sec (données Enertime - Annexe 2)	66
Tableau 9 : Quantité de bois disponible suivant la région	70
Tableau 10– rayons de collecte du bois	70
Tableau 11 - : polluants réglementés pour les centrales à chaudières utilisant de la biomasse	74
Tableau 12 - : polluants réglementés pour les moteurs	75
Tableau 13 - Bilan énergétique de la centrale sur 1 an (hors transport et auxiliaires).....	77
Tableau 14 - Bilan énergétique de la centrale en MJ par MJ d'électricité produite (hors transport et auxiliaires).....	78
Tableau 15 - : consommations et émissions de CO ₂ annuelles associées à la combustion de la biomasse.....	80
Tableau 16 - Emissions de polluants en t/an	84
Tableau 17 - Emissions de polluants pour 1 MJ d'électricité produite	85
Tableau 18 -consommations et émissions de CO ₂ annuelles associées à l'électricité utilisée.	87
Tableau 19 - transport en t.km	88
Tableau 20: consommations d'énergie primaire fossile et émissions de CO ₂ associées au transport de la biomasse	90
Tableau 21 – bilan énergétique et de CO ₂ pour la centrale de 2 MWe	92
Tableau 22 - bilan énergétique et de CO ₂ pour la centrale de 10 MWe.....	93
Tableau 23– bilan énergétique et de CO ₂ avec allocation par la méthode du contenu énergétique (rapportées à 1 MJ électrique)	96

Tableau 24-Emissions liées à la combustion de la biomasse et rapportées au MJ d'électricité produite.....	98
Tableau 25– données d'entrée du logiciel pour la centrale ORC de 2 MWe.....	99
Tableau 26– données d'entrée du logiciel pour la centrale de 10 MWe.....	100
Tableau 27– données d'entrée du logiciel pour le moteur diesel de 2 MWe.....	101
Tableau 28– résultat des émissions rapportées au MJ d'électricité produite.....	102
Tableau 29– facteur de caractérisation du potentiel d'effet de serre « Potentiels d'effet de serre pour un horizon de temps de 500 ans, d'après IPCC 2001 [Jolliet 2005].....	106
Tableau 30- Caractérisation intermédiaire « Catégories intermédiaires des références, catégories de dommages et unités de dommages utilisées dans l'IMPACT 2002+ » [Jolliet 2005].....	107
Tableau 31- Principales émissions de gaz à effet de serre des différentes centrales électriques.....	109
Tableau 32- facteur de dommages [Jolliet 2005].....	111
Tableau 33- Energie primaire de biomasse consommée pour obtenir 1 MJ d'électricité.....	113
Tableau 34 -caractéristiques des effluents, source: (MEMBREZ 2007), MS= Matière solide.....	130
Tableau 35 : Exemple de technologies de méthanisation et temps de rétention associés (Dabert 2008).....	133
Tableau 36 : Emissions polluantes associées au transport des effluents (déchets seulement).....	137
Tableau 37 : Emissions polluantes associées au chauffage de l'installation.....	139
Tableau 38 : Emissions polluantes générées par la torchère.....	140
Tableau 39 : Spécificités de pureté du méthane requises pour sa valorisation comme carburant (J.Broz 2006).....	141
Tableau 40 : Emissions polluantes associées aux systèmes de purification du biogaz.....	144
Tableau 41 : Consommation de moteur diesel pur et dual fuel en fonction de la puissance utile.....	145
Tableau 42 : Emissions polluantes d'un moteur dual fuel.....	145
Tableau 43 : Inventaires des émissions polluantes associées à la production de biogaz d'une station de méthanisation de déchets agricoles.....	147
Tableau 44 - Puissances mises en jeu dans l'unité de production de méthane (MWh/an).....	151
Tableau 45 : Liste des carburants substituables au diesel et références des données.....	159
Tableau 46 - Recensement des installations de méthanisation en France.....	201

Liste des figures

Figure 1 : Evolution de la population mondiale au cours du temps (Source : U.S. Census Bureau).....	26
Figure 2: Evolution de la consommation mondiale des énergies depuis 1950,	26
Figure 3 : Estimation des réserves pétrolières du Koweït, comparaison des données techniques avec les déclarations officielles [Jean Laherrere Mars 2003]	29
Figure 4: Rapport hydrogène/carbone du gaz naturel et du pétrole (Chiriac 2009).....	34
Figure 5: Schéma d'un système d'injection multipoint pour bicarburation GPL / essence (Document BOSCH)	37
Figure 6: Procédés de liquéfaction indirecte du charbon (procédés de Fischer-Tropsch) [HUYGHE 2010]	40
Figure 7: Procédés de liquéfaction directe du charbon (procédés de Friedrich Bergius) [HUYGHE 2010]	40
Figure 8 : Réaction de transestérification [Zieba, A. 2010].....	42
Figure 9 : Procédé de transestérification d'huile végétale ESTERFIP [IFP].....	42
Figure 10 : Procédé de transformation BTL [Source : Firme allemande Choren Industries GmbH].....	44
Figure 11 : familles de carburants et le cycle d'analyse de vie de l'hydrogène [Chiriac 2009].	50
Figure 12 : performances de différents carburants évaluées par une analyse de cycle de vie / Source: German Energy Agency (DENA) Study 2010.....	51
Figure 13: Exemple d'une chaîne de traction électrique sur batterie d'un véhicule routier [Imberdis 2011]	53
Figure 14 -- Turbine à vapeur [Rogaume 2005] – principe retenu pour la centrale de 10 MWe	63
Figure 15 - cycle organique de Rankine [Rogaume 2005] – principe retenu pour la centrale de 2 MWe.....	64
Figure 16 - Limites du système (pointillé).....	65
Figure 17 : Arbre des processus de l'unité de production 2MW selon la méthode « éco-indicateur 99 ».....	69
Figure 18 -PCI moyen du bois en fonction de l'humidité [Deglise 2004].....	79
Figure 19- le cycle du carbone en forêt de zone tempérée [Deglise 2004].....	81
Figure 20 - Bilan des flux de matières -Centrale 2 MWe – région Auvergne	91
Figure 21 : Consommation d'énergie par les différents postes	94

Figure 22 : émissions de CO2 d'origine fossile : contribution du transport et des auxiliaires.	95
Figure 23- Caractérisations des dommages regroupant les catégories d'impact [Jolliet 2005]	
.....	103
Figure 24- caractérisation intermédiaire comparées des 3 centrales selon la méthode IMPACT 2002+.....	108
Figure 25- caractérisation intermédiaire comparées des 3 centrales selon la méthode Eco-indicateur 99.....	110
Figure 26- Caractérisation comparée des dommages des 3 centrales selon la méthode IMPACT 2002+.....	112
Figure 27- dommages intermédiaires présentés sous forme de score unique pour les 3 centrales.....	114
Figure 28 - Caractérisation comparée des dommages des 3 centrales selon la méthode IMPACT 2002+ en prenant les mêmes émissions (g/m^3) pour les deux centrales biomasse.....	116
Figure 29 - Répartition en pourcentage des déchets en France (Source ADEME).....	126
Figure 30 - Digestion aérobie et anaérobie de déchets agricoles	128
Figure 31 - Schéma fonctionnel de la station de méthanisation prise en compte dans l'ACV du biogaz	136
Figure 32 - Schéma de fonctionnement d'un méthaniseur [Eco guide des stations].....	138
Figure 33 - Composition moyenne du substrat (à droite) et du biogaz produit par la méthanisation (à gauche).....	138
Figure 34 - Single-score obtenu pour nos différents scénarios de production de biogaz (méthode Ecoinvent, Hierarchist, hors fossil fuel depletion).....	155
Figure 35 - Impact des biocarburants sur l'eutrophisation	161
Figure 36 - Oxydation photochimique associée à différents biocarburants	162
Figure 37 - Comparaison des émissions de gaz à effet de serre de différents biocarburants.	164
Figure 38 - Effet de différents biocarburants sur la toxicité humaine.....	165
Figure 39 - Schéma fonctionnel des analyses en cycle de vie de procédés industriels, de production d'énergie électrique, de carburant	168
Figure 40 - Indicateurs spécifiques à l'utilisation de l'énergie dans l'ACV	170
Figure 41	189
Figure 42	189

Liste des annexes

Annexe 1- Calcul comparé de réaction de combustion d'un carburant	187
Annexe 2- Comparaison de centrales de cogénération 2MWe et 10MWe-Données de base EnerTime	195
Annexe 3- Calcul des émissions pour le moteur Diesel.....	197
Annexe 4- Recensement des installations de méthanisation en France	201

Introduction

Introduction générale

Le premier puits de pétrole a été découvert en 1859 aux Etats Unis. Le pétrole brut étant peu coûteux et facilement accessible, l'essence et le gazole sont vite devenus les carburants de transports du XXème siècle.

Dans le cadre de l'aggravation de la pénurie de combustibles fossiles et des changements climatiques, l'idée d'utiliser des énergies renouvelables présente un intérêt à la fois pour le public et pour l'industrie. Les carburants issus de la biomasse « dits biocarburants » constituent actuellement une part importante des énergies renouvelables dans certains secteurs comme les transports routiers et l'industrie. Ils pourraient jouer un rôle actif dans la réduction des gaz à effet de serre et celle de la dépendance aux combustibles fossiles.

Bien que l'intérêt des biocarburants issus des ressources renouvelables existe, un plus large éventail d'impact sur l'environnement est à prendre en compte dans leur cycle de vie en terme de culture et de transformation. On peut mentionner l'utilisation d'engrais et l'acidification du sol de même que la perte de biodiversité causée par la coupe de la forêt tropicale. En outre, il ne faut pas oublier que l'élargissement de la production d'énergie agricole peut entraîner des conflits avec d'autres utilisations comme la production alimentaire ou la conservation des zones naturelles.

C'est pourquoi l'efficacité énergétique et la réduction des gaz à effet de serre réalisables ne doivent pas être considérées comme les critères uniques pour une évaluation holistique environnementale de ces carburants alternatifs.

Afin de déterminer les effets des biocarburants sur l'environnement, la méthodologie de l'évaluation du cycle de vie (ACV) a été choisie. Cela implique l'évaluation de la consommation d'énergie, des ressources et de toutes les émissions de polluants durant le cycle de vie complet nécessaires pour satisfaire une fonction définie « par exemple, brûler de la biomasse pour produire 1 MJ d'électricité ». Toutes les données nécessaires à l'inventaire

pour les biocombustibles (bois) ont été fournies par la société Enertime¹ et complétées par des données supplémentaires à partir des données Simapro², ainsi qu'un certain nombre d'hypothèses.

Le **chapitre 1** intitulé « *état de l'art des énergies alternatives au pétrole* » dans le domaine du transport dresse un panorama des ressources pétrolières et des possibilités de diversification du bouquet énergétique dans un objectif de réduction des nuisances en terme d'émissions de CO₂ et de polluants. Une annexe complète ce chapitre par un calcul comparé des performances énergétiques de quelques carburants usuels.

Le **chapitre 2** concerne « *l'analyse de cycle de vie appliquée à la production d'électricité d'origine renouvelable* » Cette analyse est appliquée à l'énergie électrique d'origine renouvelable obtenue à partir d'un biocombustible dans des centrales de cogénération. Deux installations sont étudiées en vue d'être comparées : une centrale de 2 MWe et une centrale de 10 MWe. Elles seront également comparées à une production d'électricité en cogénération par moteur Diesel.

Le **chapitre 3** concerne « *l'analyse des émissions polluantes associées à la production de biogaz- biocarburant* ». On travaille en particulier sur l'intérêt environnemental du "biogaz carburant" produit par des stations rurales de méthanisation pour des engins agricoles. Le biogaz produit par la méthanisation peut en effet être utilisé dans des moteurs de véhicules "essence" en substitution totale ou dans des moteurs diesel, dit alors "dual fuel", en substitution partielle au diesel.

Une conclusion générale rappelle les principaux objectifs poursuivis dans ce travail de thèse, ainsi que les résultats obtenus. Elle est suivie d'une annexe relative au calcul des performances comparées de quelques carburants usuels et d'un bref CV scientifique.

¹ Enertime est un consultant et ingénieur-conseil en énergies renouvelables et promoteur de projets en Bioénergie, mini-hydroélectrique et énergie solaire. Cette entreprise a été créée au début de l'année 2008 par Gilles DAVID et Fabien MICHEL.

² SimaPro est le logiciel d'ACV pour collecter analyser et contrôler les performances environnementales de produits et services, selon les normes ISO 14040 et ISO 14044.

Chapitre I Etat de l'art des énergies alternatives au pétrole dans le domaine du transport

1-Chapitre 1 Etat de l'art des énergies alternatives au pétrole dans le domaine du transport

1-1 Contexte

Les problèmes environnementaux et économiques que nous connaissons en ce début de 21^{ème} siècle nous amènent à reconsidérer la façon dont nous utilisons nos différentes sources d'énergies, et plus particulièrement celle sur laquelle est basée toute notre économie, le pétrole.

De nombreux secteurs d'activités économiques dépendent fortement du pétrole, par exemple le secteur des transports qui dépend à plus de 95% des produits pétroliers et représente à lui seul environ 50% du pétrole consommé dans le monde. Il paraît donc judicieux de bien connaître l'état des ressources pétrolières afin d'anticiper une crise économique liée à une pénurie de cette source d'énergie.

Nous examinerons ensuite certaines des solutions alternatives au pétrole envisageables actuellement. De plus, outre les aspects économiques, l'aspect environnemental est de première importance car la combustion des produits pétroliers provoque des émissions polluantes dans l'atmosphère qui sont nocives pour notre écosystème.

1-2 Les ressources pétrolières

Y a-t-il vraiment un risque de pénurie du pétrole ? La réponse est oui et il serait véritablement utopique de croire que nous vivons sur une planète aux dimensions finies avec des ressources infinies. D'autant plus que l'énergie que nous consommons est directement liée à la population dont l'augmentation évolue de manière exponentielle (cf. Figure 1 et Figure 2).

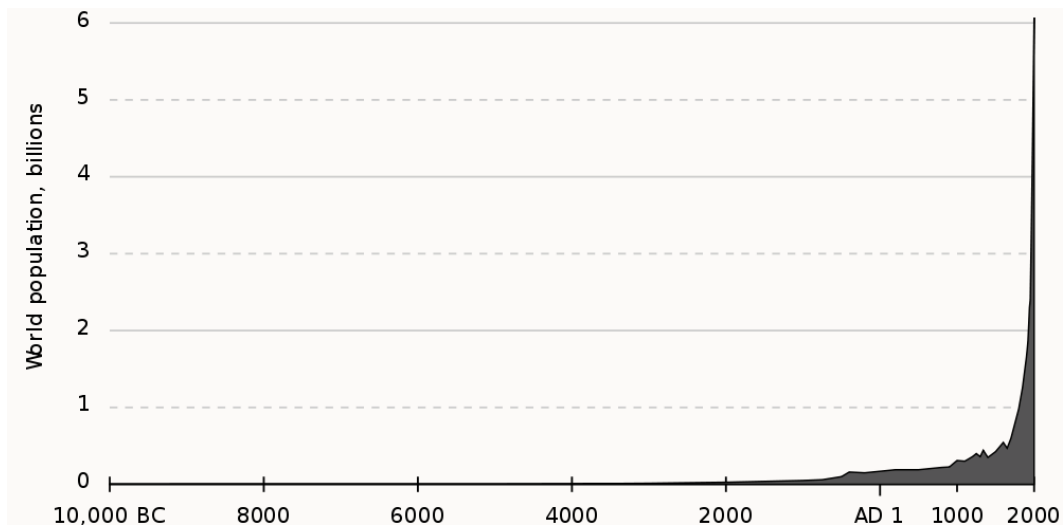


Figure 1 : Evolution de la population mondiale au cours du temps (Source : U.S. Census Bureau)

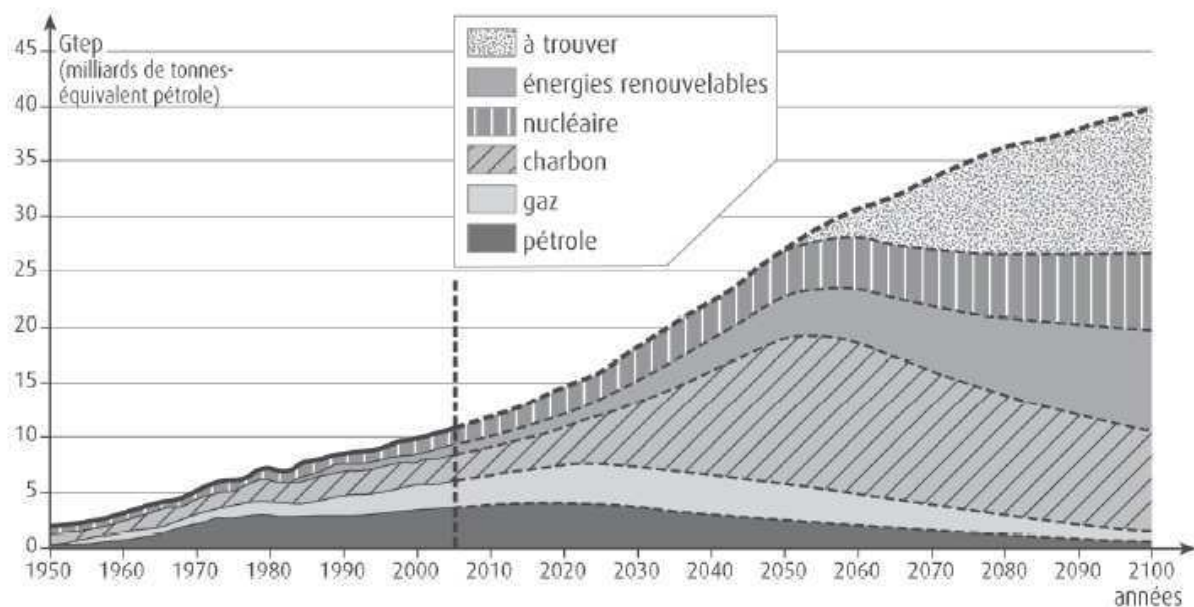


Figure 2: Evolution de la consommation mondiale des énergies depuis 1950, Source : EDF R&D, Revue de l'énergie, avril 2007

Il y donc un fort risque de pénurie, mais quand doit elle avoir lieu ? Les réponses des spécialistes sont très controversées. Certains estiment que cette pénurie ne se produira pas avant plusieurs décennies, d'autres s'accordent à dire qu'elle est imminente.

Mais quelle que soit la date à laquelle doit avoir lieu cette pénurie, les problèmes liés à notre dépendance au pétrole émergeront bien avant. En effet si on observe la consommation mondiale de pétrole, on constate qu'elle est en constante augmentation. Lorsque l'extraction de pétrole ne suffira plus pour répondre aux besoins énergétiques, son prix explosera,

entraînant de sérieux problèmes économiques (hausse des coûts de transport entraînant une limitation des déplacements et des échanges de marchandise et donc une récession économique). Nous atteindrons alors un pic de production des réserves de pétrole.

Sur ce point également, les avis divergent selon les analystes, certains pensent que ce pic se produira d'ici une à deux décennies, tandis que d'autres affirment qu'il n'aura pas lieu (cf. Tableau 1).

Source	Date projetée
Bakhthiari	2006-2007
Simmons	2007-2009
Skrebowski	Après 2007
Deffeyes	Avant 2009
Goodstein	Avant 2010
Campbell	Vers 2010
World Energy Council	Après 2010
Laherrere	2010-2020
EIA	2016
CERA	Après 2020
Shell	2025 ou plus tard
Lynch	Pas de pic visible

Tableau 1 : Estimation de la date du pic de production selon différents organismes [Christelle Périlhon 2011]

Pour réaliser leurs estimations, ces analystes se basent sur des données qui quantifient les réserves pétrolières, mais ces données sont-elles fiables ?

1-2-1 Les réserves pétrolières

On peut classer les réserves pétrolières selon trois catégories en fonction de leur probabilité d'être exploitées dans le cadre des données actuelles de la technique et de l'économie (Tableau 2).

Catégorie de réserves pétrolières	Probabilité d'exploitation (%)
Réserves prouvées	≥ 90 %
Réserves probables	≥ 50 %
Réserves possibles	≥ 10 %

Tableau 2 : Catégories des réserves pétrolières en fonction de leur probabilité d'exploitation (JFC Outlook, juin 2005)

Ces probabilités sont calculées à partir des données géologiques relevées sur le terrain. Il est donc nécessaire de disposer d'outils pour quantifier et qualifier le plus précisément possible ces réserves. L'IFP (l'Institut Français du Pétrole) développe, avec différents partenariats, des logiciels tel que *Frac++* ou *FIRST* (Fast Integrated Reservoir Simulation Tool), permettant d'améliorer la description des réservoirs pétrolifères par une utilisation optimale des données disponibles (modèle géologique et sismique, diagraphies*, données de production).

Malgré tout, les réserves pétrolières annoncées ne sont que des estimations car les méthodes d'investigation ne permettent de connaître qu'approximativement la quantité de pétrole récupérable contenue dans le sous-sol.

Aux difficultés d'obtenir des estimations fiables des réserves, un aspect politique vient s'ajouter à la problématique. En effet les réserves annoncées officiellement par les pays membres de l'OPEP³ peuvent sembler douteuses. Elles ont été vraisemblablement gonflées entre 1985 et 1990 (cf. Figure 3), lors de la « guerre des quotas », qui indexait les quotas d'extraction de pétrole en fonction des réserves déclarées, favorisant ainsi les pays possédant les plus grandes réserves.

* diagraphie : Une **diagraphie** consiste à mesurer à l'aide de différentes sondes, après avoir effectué un forage, les caractéristiques des roches traversées.

³ OPEP : Organisation des pays exportateurs de pétrole

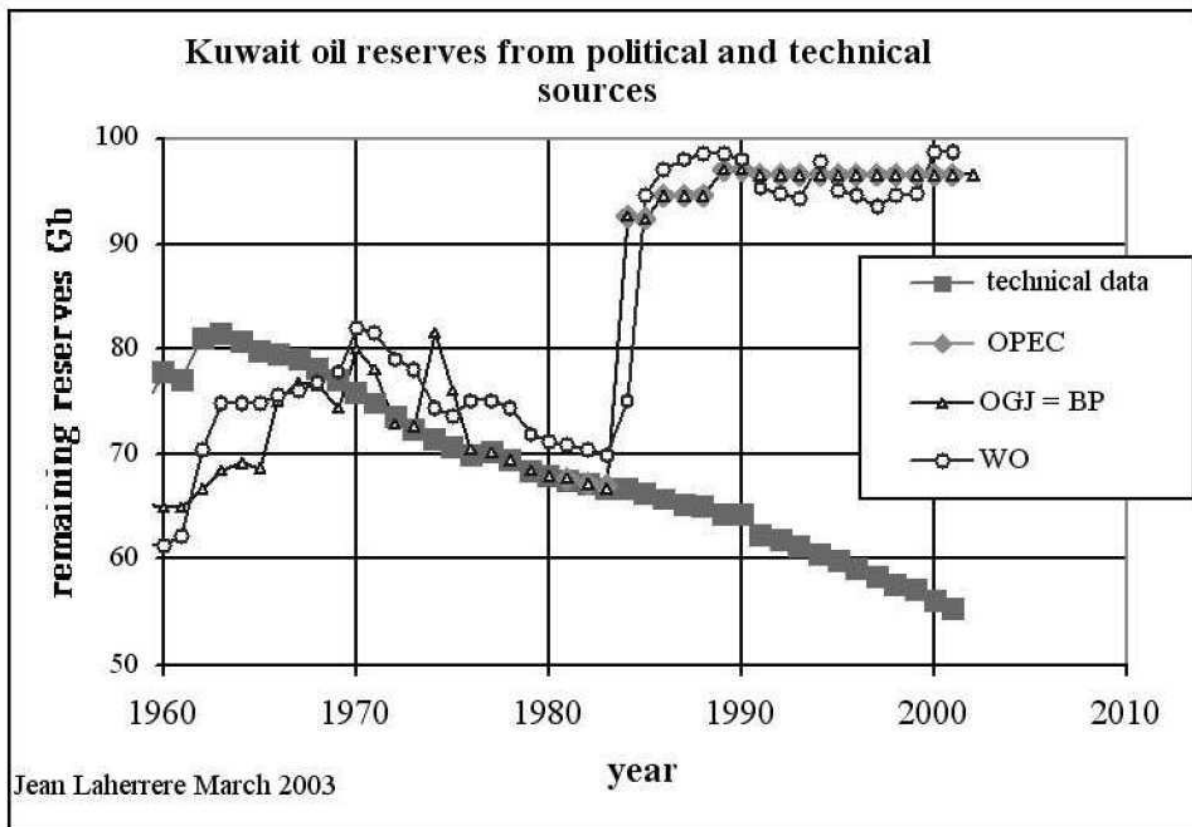


Figure 3 : Estimation des réserves pétrolières du Koweït, comparaison des données techniques avec les déclarations officielles [Jean Laherrere Mars 2003]

Selon quelques spécialistes, certains gisements auraient déjà atteint leurs propres pics de production. Ce serait le cas du gisement de Ghawar, le plus grand réservoir mondial, en Arabie Saoudite, 5 millions de barils⁴ en sont extraits par jour, ce qui représente près de 50% de la production de l'Arabie Saoudite et seulement 6% de la consommation journalière mondiale.

La recherche de nouveaux gisements devient une nécessité, mais actuellement la consommation de pétrole est 3 à 4 fois supérieure aux quantités nouvellement découvertes et

⁴ Un baril est égal à 158,9873 litres, soit environ 160 litres

les chances de découvrir des réservoirs géants, tel que Ghawar, sont quasiment nulles car plus un réservoir est grand, plus il est facile à trouver.

Bien sûr, avec la hausse du prix du pétrole, certains gisements peuvent devenir rentables et donc exploitables, par rapport aux coûts d'extraction. C'est le cas des gisements de sables bitumineux que l'on peut trouver en grande quantité au Canada et au Venezuela.

Ces gisements consistent en un mélange de sable, d'eau, d'argile et de pétrole lourd ou de bitume. Chaque grain comporte trois couches : Le grain de sable est entouré d'une couche d'eau, elle-même enfermée dans une pellicule de bitume.

Divers procédés sont employés pour récupérer le pétrole lourd à partir de ce conglomérat, ils utilisent tous de la vapeur d'eau pour liquéfier le bitume afin de le pomper. Ces méthodes sont plus coûteuses que les méthodes d'extraction conventionnelles par forage. Elles consomment énormément d'eau et d'énergie pour obtenir la chaleur nécessaire à l'extraction du bitume, et d'hydrogène pour transformer le bitume en pétrole synthétique.

Cependant, l'exploitation de ces gisements ne suffira pas à nous protéger d'une pénurie ou des effets d'un pic de production, car même si le Canada parvenait à extraire 5 Mb/j⁵, soit 6% de la consommation mondiale actuelle d'ici 2030, ce serait largement insuffisant pour compenser le déficit global de pétrole si, comme le prévoient certains analystes, le pic de production survient dans une décennie.

1-3 Le pétrole et l'environnement

Outre les aspects économiques, notre consommation de pétrole entraîne d'autres problèmes qui touchent cette fois notre environnement. Les carburants dérivés du pétrole tels que l'essence, le gazole et le kérosène sont largement employés dans le secteur des transports. Ils produisent lors de leurs combustions différents polluants dont voici une liste non exhaustive :

- monoxyde de carbone (CO) et dioxyde de carbone (CO₂),
- hydrocarbures imbrûlés (HC),
- oxydes d'azote (NO_x),
- particules,

- dioxyde de soufre (SO₂),
- composés organiques volatils (COV) comme le benzène,
- métaux lourds,
- etc...

Ces différents polluants ont un impact sur notre environnement :

- destruction de la couche d'ozone stratosphérique,
- effet de serre qui provoque le réchauffement de la planète et des dérèglements climatiques,
- pluies acides provoquée par la transformation photochimique des NO_x et du SO₂ en HNO₃ (acide nitrique) et H₂SO₄ (acide sulfurique),
- ozone troposphérique lié à l'action des ultra-violets sur les NO_x et toxique pour l'homme,
- smog engendré par la transformation photochimique des polluants stagnants à basse altitude. Cet effet est généralement visible sous la forme d'un nuage brun au dessus des grandes villes.

Les émissions de gaz à effet de serre sont quantifiées en tonne équivalent CO₂, c'est-à-dire que l'on pondère les émissions de chaque gaz par un coefficient tenant compte de son Pouvoir de Réchauffement Global (PRG) comparé à celui du CO₂. Ce coefficient est donc de 1 pour le CO₂, le tableau suivant présente les coefficients de quelques gaz à effet de serre. De plus, le secteur des transports contribue fortement aux émissions de gaz à effet de serre (Tableau 3).

⁵ Mb/j : Millions de barils par jour

gaz à effet de serre	Symbole chimique	PRG	durée de séjour dans l'atmosphère (années)
dioxyde de carbone	CO ₂	1	200 (variable)
Méthane	CH ₄	22	12
peroxyde d'azote	NO ₂	310	120
dichlorodifluorométhane (CFC-12)	CCl ₂ F ₂	6200-7100	102
chlorodifluorométhane (HCFC-22)	CHClF ₂	1300-1400	12
tétrafluorure de carbone	CF ₄	6500	50000
hexafluorure de soufre	SF ₆	6500	3200

Tableau 3 : Pouvoir de Réchauffement Global (PRG) de quelques gaz à effet de serre (Effet2serre 2005)

1-4 Les énergies alternatives au pétrole

1-4-1 Le gaz naturel

A l'identique du pétrole, le gaz naturel est un combustible d'origine fossile résultant de la décomposition de matières organiques. Généralement il est extrait des gisements pétrolifères et il est composé de 82 à 97 % de méthane (CH₄). Il représente environ 25% de la consommation énergétique mondiale, ce qui en fait la deuxième source d'énergie mondiale, après le pétrole. Il est utilisé pour la production d'électricité, dans l'industrie et de manière domestique (chauffage d'habitation, cuisine, chauffe eau).

Il est acheminé par gazoduc ou par l'intermédiaire de méthanier. Cette dernière solution étant 5 à 10 fois plus onéreuse que le transport de pétrole brut, car pour transporter la plus grandes quantités de gaz, son volume est réduit par liquéfaction à -161 °C. Il faut prévoir des réservoirs de stockage souterrains suffisamment grands pour gommer les fluctuations de consommation, ainsi qu'un réseau de distribution.

L'utilisation du gaz naturel en substitution ou en complément des ressources pétrolières, dans le secteur des transports, implique un surcoût pouvant être rédhibitoire pour la mise en place d'infrastructures supplémentaires.

1-4-1-1 Les ressources de gaz naturel

Les réserves mondiales prouvées de gaz augmentent sans cesse, en 2006 elles étaient estimées à 180 000 milliards de m³, ce qui représente environ 66 années de consommation au rythme actuel. Ces réserves sont concentrées essentiellement au Moyen-Orient (40%) et dans la CEI⁶ (31%). Environ 50% de ces réserves sont détenues par 3 pays, la Russie, l'Iran et le Qatar.

Cependant, par rapport au pétrole, les réserves de gaz naturel sont plus difficiles à évaluer, la chute de production d'un gisement survient de manière plus abrupte et avec moins de signes avant coureurs. D'ailleurs, certaines régions du monde, comme par exemple l'Amérique du nord, sont déjà confrontées à l'épuisement de leurs réserves de gaz naturel. Il est évident que l'avenir des réserves de gaz naturel est confronté à la même problématique que celle du pétrole avec un probable décalage d'une vingtaine d'années.

1-4-1-2 Les avantages du gaz naturel

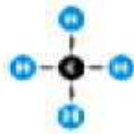
Le gaz naturel est disponible en grande quantité, et il est déjà distribué sur un large réseau. Il serait donc possible de greffer rapidement les raccordements et les équipements nécessaires, pour une distribution plus large, dans les stations de remplissage et/ou au domicile des particuliers.

Il peut être utilisé directement dans les moteurs à allumage commandé et dans les moteurs Diesel modifiés et pourvus d'un système d'allumage. Il offre une autonomie satisfaisante, quoique limitée, en effet 1m³ de gaz comprimé à 200 bars permet à un bus une autonomie d'environ 400 km. Du fait de son rapport hydrogène/carbone plus favorable par rapport à celui du pétrole (cf. Figure 4), sa combustion émet moins de polluants.

⁶ CEI : Communautés des Etats Indépendants, organisation internationale Euro Asiatique constituée de 12 anciennes républiques soviétiques

Gaz naturel (Méthane)

$$\frac{H}{C} = \frac{4}{1} = 4$$



Mole fictive

$$\frac{H}{C} = \frac{22}{10} = 2,2$$

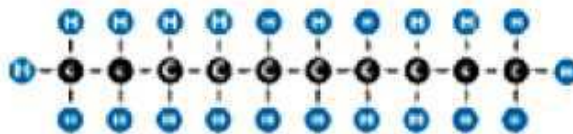


Figure 4: Rapport hydrogène/carbone du gaz naturel et du pétrole (Chiriac 2009)

Une simple adaptation d'un moteur à essence pour utiliser le gaz naturel permet de réduire d'environ 50% les émissions de HC et de NOx, et de 20 à 25% les émissions de CO et CO2.

Ces niveaux d'émissions peuvent encore être réduits si le moteur est spécifiquement conçu pour un fonctionnement au gaz naturel. Autre avantage, lors de la combustion, il n'y a pas de formation de suies (pas de formation de calamine), d'oxyde de soufre (SO₂), de benzène (produit par les moteurs à essence) et de poly-aromatique (produit par les moteurs Diesel).

Ce carburant étant sous forme gazeuse, il n'y a pas de risque de mouillage des parois, ce qui facilite les départs et le fonctionnement à froid du moteur, et il n'y a également aucun risque de dilution de l'huile du moteur.

Les moteurs fonctionnant au gaz sont plus souples d'utilisation et sont moins bruyants, selon une étude de Cummins Westport Inc. [C. Périlhon et G. Descombes 2011], les niveaux acoustiques sont réduits de 14 dBA par rapport à un moteur Diesel avant sa transformation en moteur fonctionnant au GNV.

L'Indice d'Octane Recherche (IOR, mesure la capacité antidétonante d'un carburant) du gaz naturel, de l'ordre de 130, permet d'augmenter le taux de compression moteur et ainsi d'améliorer le rendement thermique du moteur ou d'avoir recours plus facilement à la suralimentation du moteur.

Le domaine d'inflammabilité plus large du méthane que celui de l'essence (4 à 15% vs 1,4 à 7,6% en volume), permet un fonctionnement du moteur en mélange pauvre, jusqu'à des

richesses de l'ordre de 0,5, et donc de réduire la consommation et les émissions de CO₂ [C. Périlhon et G. Descombes 2011].

Remarque : le domaine d'inflammabilité d'un composé est défini par les concentrations volumiques minimum et maximum dans l'air de ce composé, entre lesquels il est possible d'amorcer et de propager une combustion.

1-4-1-3 Les inconvénients du gaz naturel

Le pouvoir de réchauffement global du méthane étant plus de 20 fois supérieur à celui du CO₂, il faut absolument éviter les fuites sur tout le long de la chaîne de distribution.

Les gaz d'échappement contiennent des hydrocarbures imbrûlés méthaniques, or le méthane est un composé naturellement stable, et donc très difficile à oxyder par la catalyse 3 voies classique. Il n'est donc pas certain de réussir à homologuer les véhicules fonctionnant au gaz naturel sans avoir recours à des systèmes de catalyse plus complexes.

La mise au point d'un moteur fonctionnant au gaz peut s'avérer délicate car la composition du gaz naturel varie selon sa provenance. Le rapport stœchiométrique peut être compris entre 14 et 17 et le pouvoir calorifique inférieur (PCI) entre 40 et 50 MJ/kg. Il est nécessaire de disposer d'un capteur (par exemple la sonde lambda) pour déterminer les propriétés du gaz, et ainsi adapter les réglages du moteur.

Certains éléments moteurs doivent être renforcés, comme les soupapes d'échappement et leurs sièges, car ils sont soumis à des températures de fonctionnement plus élevées, par rapport à un fonctionnement avec un carburant conventionnel.

A iso taux de compression, les performances du moteur sont diminuées d'environ 10%, par rapport à un fonctionnement à l'essence. Cependant cette perte peut être compensée par une augmentation du rapport volumétrique ou par l'utilisation de la suralimentation, grâce à l'indice d'octane plus élevé du gaz naturel.

L'emploi du gaz naturel comme carburant dans les véhicules risque de rentrer en concurrence avec ses autres utilisations actuelles, en conséquence, son prix augmentera pour suivre celui

du pétrole brut. Cela peut être problématique en France, car avec l'ouverture récente du marché du gaz à la concurrence, le prix du gaz n'est plus régulé mais librement fixé par le fournisseur. Dernier point, l'offre de véhicules particuliers fonctionnant au gaz naturel, ou en bicarburation (essence / GNV) est très limitée et les stations services équipées pour la distribution du gaz sont très rares pour le moment.

1-4-2 Le Gaz de Pétrole Liquéfié

Il ne faut pas confondre le GNV avec le GPL car le GNV est composé principalement de méthane CH_4 alors que le GPL est un mélange de propane (C_3H_8) et de butane (C_4H_{10}). Près de 60% du GPL sont extraits des champs pétrolifères en même temps que le pétrole et 40 % sont produits lors du raffinage.

Jusqu'à très récemment, lorsque les installations nécessaires à son extraction étaient absentes, il était torché, c'est-à-dire brûlé, à raison de 150 milliards de m^3 annuellement. Cela représente un gaspillage de ressources énergétiques et des rejets de polluants dans l'atmosphère considérables.

Contrairement au GNV qui reste à l'état gazeux lorsqu'il est comprimé sous 200 bars, le GPL, à l'état gazeux dans les conditions ambiantes, se liquéfie sous une pression de 8 bars à 20°C . Les véhicules fonctionnant au GPL sont commercialisés généralement en bicarburation essence/GPL (Figure 5). Pour pouvoir conserver le réservoir d'essence, le GPL est alors stocké à bord du véhicule sous une pression de 10 bars, dans des réservoirs en acier placés dans le coffre du véhicule. Cette solution ne permet pas une optimisation du moteur ni pour l'un ni pour l'autre de ces carburants. Un développement spécifique du moteur doit être réalisé pour satisfaire les normes d'émissions polluantes, même si les émissions sont plus faibles avec le GPL qu'avec l'essence et le Diesel. Comme pour le GNV, il n'y a pas de soufre et de benzène dans le GPL. Par rapport à la norme Euro IV pour les moteurs à essence, les émissions polluantes d'un moteur spécialement conçu pour un fonctionnement au GPL sont réduites de :

- 73% pour les HC,
- 79% pour les NO_x ,
- 87% pour le CO.

En revanche les émissions de CO₂ sont supérieures à celles d'un moteur Diesel de 15-20%.

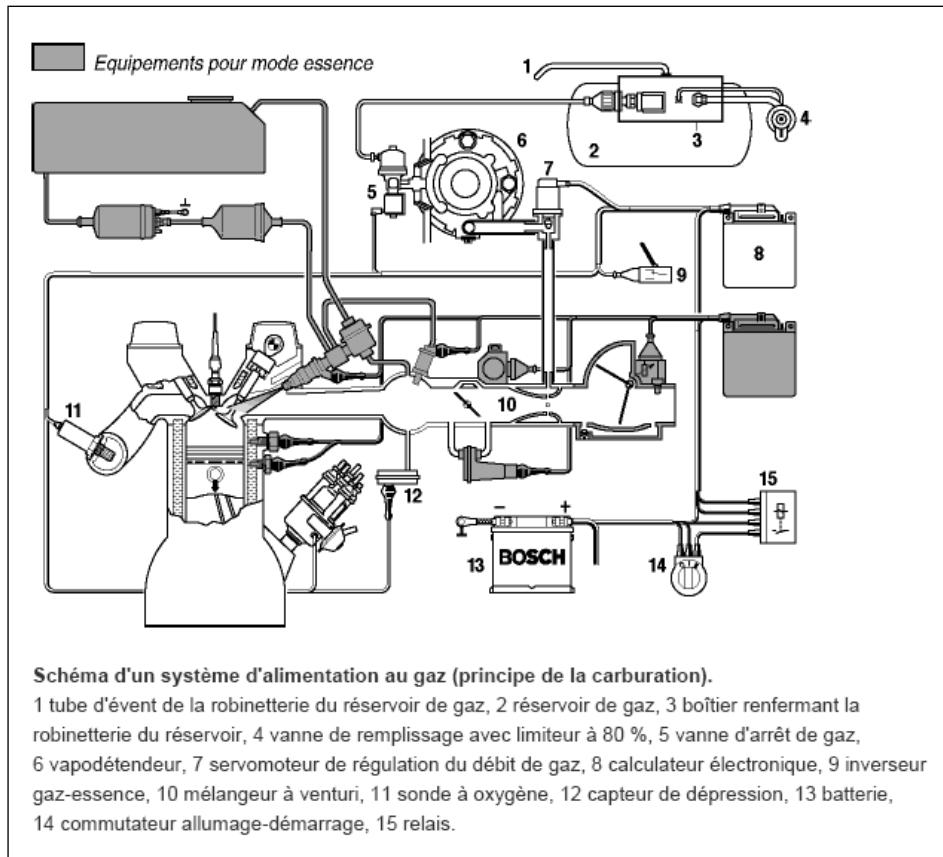


Figure 5: Schéma d'un système d'injection multipoint pour bicarburation GPL / essence
(Document BOSCH)

A volume identique, l'autonomie est 1,5 fois supérieure en GPL qu'en GNV ; de plus il existe déjà un réseau de distribution de près de 12 000 stations, dont 2000 en France. Cependant, le marché du GPL reste limité en raison des capacités de raffinage qui n'excèdent pas 20 à 40 kg par tonne de pétrole brut. La substitution en partie de l'essence par le GPL, a donc des limites, d'autant plus qu'une grande quantité est distribuée en bouteilles pour un usage domestique.

Cette filière a connu un fort essor à partir de 1995, suivi d'un rapide déclin à partir des années 2000, en raison d'accidents qui ont donné des mauvaises réputations au GPL. En conséquence, la législation a rendu obligatoire la pose de soupape de sécurité sur les réservoirs, rendant le GPL aussi sûr que les autres combustibles.

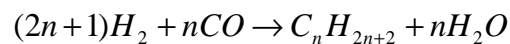
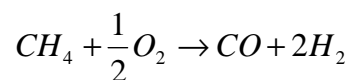
L'indice d'octane du GPL est plus élevé que celui de l'essence, de l'ordre de 110, mais il varie en fonction de la proportion de butane et de propane. Il est tout de même possible d'augmenter le taux de compression moteur ou d'utiliser la suralimentation pour optimiser les moteurs utilisant le GPL comme carburant. Actuellement l'offre de véhicules fonctionnant au GPL est très restreinte, voir inexistante chez certains constructeurs d'automobiles

1-4-3 Les carburants de synthèse à partir de ressources d'origine fossiles

1-4-3-1 La filière GTL (Gaz To Liquid)

L'utilisation du GNV comme carburant implique la mise en place d'un réseau de distribution et l'autonomie des véhicules reste réduite. Il peut donc être intéressant de produire du carburant type Diesel à partir du gaz naturel par le procédé Fischer-Tropsch [Schulz 1990].

Ce procédé, breveté par Franz Fischer et Hans Tropsch en 1920 [Schulz 1990], est basé sur la réaction chimique par catalyse du monoxyde de carbone (CO) et de l'hydrogène (H₂), en vue de les convertir en hydrocarbure, selon les relations suivantes :



Équation 1

Le mélange de CO et H₂ est appelé le gaz de synthèse ou « syngaz ». Les catalyseurs les plus couramment utilisés sont le fer et le cobalt. La production qui en résulte est raffinée pour obtenir le carburant de synthèse désiré.

Ce procédé bien que très performant en terme de rendement, nécessite un investissement de 2 à 3 fois supérieur à celui d'une raffinerie classique. Les véhicules fonctionnant avec le carburant issu de cette filière ont des émissions polluantes réduites, pour deux raisons :

- les molécules de ce carburant sont recomposées et non pas triées lors du raffinage, de ce fait il n'y a pas de composés aromatiques, et très peu de soufre ;

- l'indice de cétane (mesure la capacité à s'enflammer d'un carburant) plus élevé (entre 60 et 70) par rapport à celui du Diesel (de l'ordre de 50), permet de raccourcir les délais d'auto-inflammation, on peut donc mieux optimiser les avances à l'injection du moteur, et par conséquent obtenir un meilleur rendement de combustion.

En revanche le bilan « du puits à la roue » de cette filière n'est pas favorable, en l'état actuel de nos connaissances techniques. La consommation d'énergie et les émissions totales de gaz à effet de serre sont légèrement plus élevées que pour les filières conventionnelles de raffinage de pétrole brut (documents de l'IFP).

Plusieurs usines expérimentales, pouvant produire d'une centaine à quelques milliers de barils par jour ont été construites de par le monde. Actuellement, des projets d'unités de production pouvant atteindre la centaine de milliers de barils par jour sont à l'étude, notamment au Qatar afin de valoriser les importantes réserves de gaz naturel associées au pétrole.

Selon l'Institut Français du Pétrole (IFP), une capacité de production de 2,5 Mb/j par cette filière semble plausible pour 2030. Cela représente un investissement de plus de 2 milliards de dollars par an pour augmenter la capacité de production de 100 000 b/j chaque année. Le succès de cette filière est conditionné par les résultats des premières installations d'un point de vue technico-économique.

1-4-3-2 La filière CTL (Coal To Liquid)

Ce processus de liquéfaction du charbon, basé sur le procédé de Fischer-Tropsch, a déjà été employé en Allemagne lors de la seconde guerre mondiale et en Afrique du Sud à partir de 1955. Cette filière a quasiment été abandonnée vers la fin du XX^{ème} siècle face à l'abondance et au prix du pétrole brut plus avantageux. Mais avec le cours actuel du pétrole brut ce procédé connaît un regain d'intérêt car il permet de produire un baril d'équivalent pétrole pour un coût aux alentours de 45€. Il existe deux techniques pour obtenir des carburants de synthèse à partir du charbon :

- la liquéfaction indirecte, qui utilise un gaz intermédiaire obtenu par dégradation de la structure du charbon lors de sa gazéification avec de la vapeur et de l'oxygène. En utilisant le procédé Fischer-Tropsch avec ce gaz, il est possible d'obtenir des hydrocarbures liquides (cf. Figure 6) ;

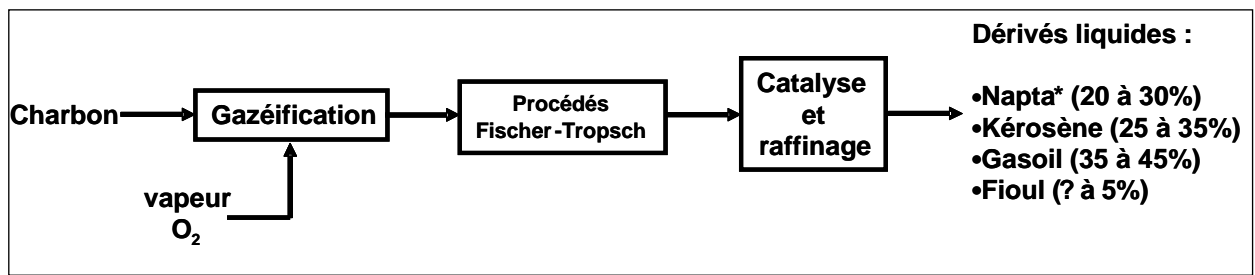


Figure 6: Procédés de liquéfaction indirecte du charbon (procédés de Fischer-Tropsch)
[HUYGHE 2010]

- la liquéfaction directe, dont la plupart des procédés actuels sont des améliorations du concept de Friedrich Bergius ; le charbon est broyé avant d'être incorporé à un solvant de recyclage dérivé du charbon pour former un mélange de charbon et d'huile. Cette pâte, qui contient de 30 à 50% de charbon, est ensuite chauffée pendant environ une heure à 450 °C dans une atmosphère d'hydrogène à une pression comprise entre 14 et 20 bars. Des catalyseurs sont employés pour améliorer le taux de conversion en produits liquides, deux tonnes de charbon sont nécessaires pour obtenir environ une tonne de dérivés liquides (Figure 7).

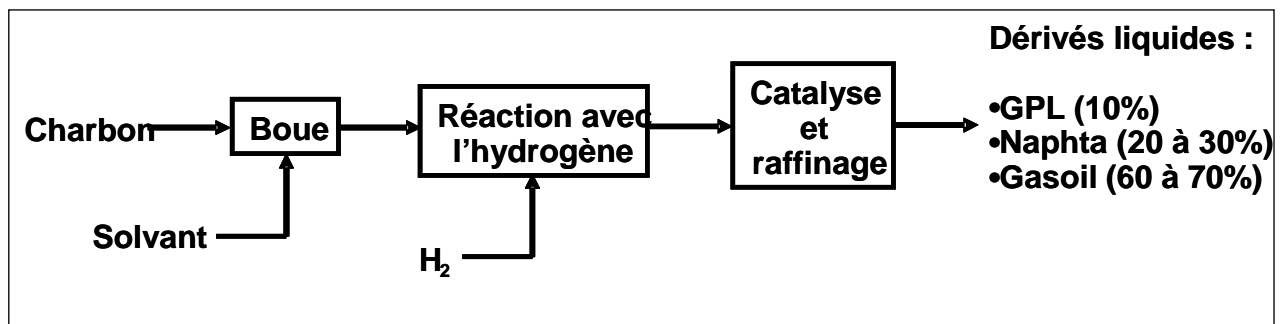


Figure 7: Procédés de liquéfaction directe du charbon (procédés de Friedrich Bergius)
[HUYGHE 2010]

Remarque : Le Naphta est un produit intermédiaire entre l'essence et le kérosène. C'est un produit dit léger en raison de la faible masse moléculaire des hydrocarbures qui le compose.

Mais ces techniques posent de graves problèmes d'émissions de CO₂, en effet les émissions du puits à la roue sont 4 fois plus élevées que pour les carburants issus du pétrole. Il est donc

envisagé de stocker ce CO₂ dans des réservoirs souterrains, mais cette solution a d'une part un coût élevé de l'ordre de 40 à 70\$ par tonne de CO₂ stocké, et d'autre part le comportement de ce CO₂ sur les structures géologiques est encore inconnu.

1-4-4 Les Biocarburants

Pour les motorisations de transport terrestre, les biocarburants sont principalement des huiles végétales utilisables dans les moteurs à allumage par compression (moteur Diesel) et de l'éthanol pour les moteurs à allumage commandés (moteur essence). Les biocarburants sont des carburants produits à partir de matières organiques renouvelables et non fossiles, appelés plus couramment la biomasse. On peut distinguer deux types de biocarburants en fonction de leur mode de production.

- les biocarburants de 1^{ère} génération : ils sont obtenus en utilisant les lipides ou les hydrates de carbone des végétaux. Les sucres ou l'amidon sont fermentés et distillés pour obtenir de l'éthanol. Les lipides donnent des huiles végétales pouvant être utilisées pures ou transformées par transestérification et mélangées à du gazole pour obtenir du biodiesel ou du diester,
- les biocarburants de 2^{ème} génération : ils sont obtenus à partir de la biomasse totale (déchets organiques divers, boue d'épuration, etc...). La biomasse peut être transformée en gaz de synthèse, puis en carburant par le procédé de Fischer-Tropsch. Cette filière est appelée BTL pour Biomass To Liquid.

1-4-4-1 La transestérification des huiles végétales

Cette méthode permet de produire les EMHV (Esters Méthyliques d'Huiles Végétales), qui sont des carburants utilisables dans les moteurs Diesel sans modifications importantes. Ces carburants sont appelés également biodiesel ou Diester. En Europe ils sont généralement produits à partir d'huile végétale de colza, on parle alors d'Esters Méthyliques de Colza (EMC).

La transestérification fait réagir des triglycérides d'acide gras avec un alcool simple comme le méthanol ou l'éthanol, elle s'appelle alors méthanolyse ou éthanolyse. Les produits obtenus par cette réaction sont des esters et du glycérol (cf. Figure 8).

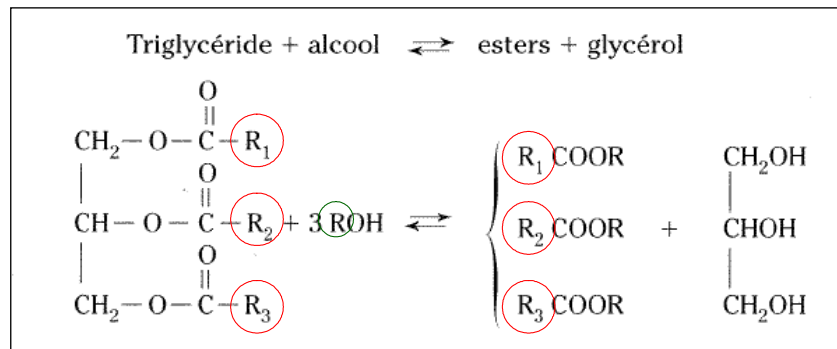


Figure 8 : Réaction de transestérification [Zieba, A. 2010]

Remarque : Les chaînes hydrocarbonées R1, R2 et R3 sont linéaires et à nombre pair d'atomes de carbone, compris entre 8 et 22. Ces chaînes peuvent être saturées ou comportées une ou plusieurs doubles liaisons. La chaîne R est soit CH₃ pour du méthanol ou C₂H₅ pour de l'éthanol.

Des procédés industriels appliqués à l'huile végétale de colza se sont développés à partir de 1990, la figure suivante présente celui développé par l'IFP (Institut Français du Pétrole), nommé ESTERFIP :

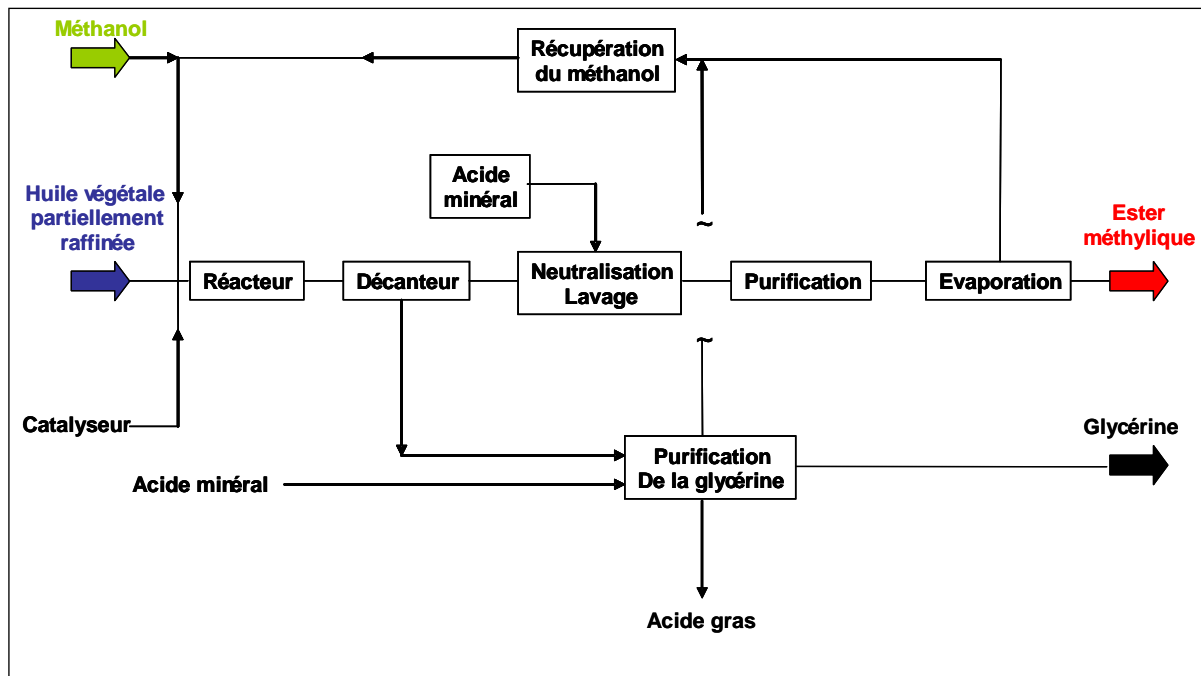


Figure 9 : Procédé de transestérification d'huile végétale ESTERFIP [IFP]

La transformation s'effectue aisément à la pression atmosphérique et à une température de l'ordre de 50°C. Il est préférable que l'alcool soit anhydre et que l'huile soit neutre, car dans

ces conditions il est possible d'utiliser des catalyseurs basiques simples (soude ou potasse). Le taux de conversion obtenu par ce procédé est très élevé, de l'ordre de 98%.

Du point de vue des émissions polluantes, l'adjonction de plus de 5% d'EMC (Ester Méthylique de Colza) dans le gazole, se traduit par plusieurs évolutions significatives :

- réduction des émissions de HC, CO et de particules,
- augmentation des émissions de NO_x,
- réduction des HAP (Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques),
- pas ou peu d'évolution pour les HAP particuliers,
- léger accroissement des rejets d'aldéhydes.

1-4-4-2 La filière BTL (Biomasse To liquid)

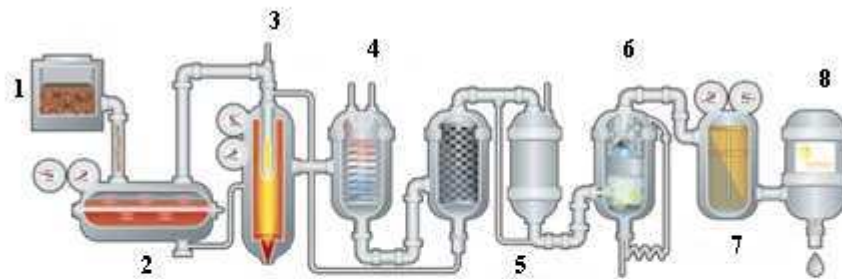
Contrairement aux biocarburants de 1^{ère} génération qui sont issus des sucres ou des matières grasses de récoltes agricoles, cette filière utilise la biomasse totale, y compris la masse lignocellulosique. Les matières organiques utilisées sont issues des déchets tels que la sciure ou les copeaux de bois, la paille, les ordures ménagères, les boues d'épuration, etc... Cette biomasse est transformée en gaz de synthèse, puis en gazole ou en kérosène via le procédé Fischer-Tropsch.

La firme allemande Choren Industries GmbH en partenariat avec le pétrolier Schell, a mis au point un procédé, appelé Carbo-V, qui permet de produire du biogaz à partir de la biomasse. Ce procédé, basé sur celui de Fischer-Tropsch, permet d'obtenir un gazole synthétique à très haut indice de cétane sans soufre ni aromatique (cf. Figure 10).

Selon la firme allemande détentrice de ce procédé, la production de carburants issue de la biomasse pourrait répondre à au moins 10% des besoins du secteur des transports allemands. Certains experts considèrent que la filière BTL serait capable de fournir à moyen terme plus de 20% des carburants en Europe.

Cependant, un tel niveau de production implique d'avoir recours à une collecte intensive de la biomasse ce qui nuirait à la production et à la reconstitution de l'humus, provoquant à plus ou moins long terme un épuisement des terres et des écosystèmes. D'autre part le coût de

production des carburants obtenus par ce procédé est 2 à 4 fois plus élevé que le coût de production par raffinage du pétrole brut.



1 : Prétraitement de la biomasse (broyage, déshumidification)
2 : Gazéificateur basse température
3 : Gazéificateur haute température (Réacteur Carbo-V)
4 : Echangeur / Récupérateur

5 : Filtre (élimination des cendres)
6 : Epurateur
7 : Réacteur Fischer-Tropsch
8 : Raffinage

Figure 10 : Procédé de transformation BTL [Source : Firme allemande Choren Industries GmbH]

1-4-4-3 Bilan environnemental

Du point de vue des émissions de CO₂, les biocarburants présentent certains avantages. En effet, le CO₂ produit lors de la combustion des biocarburants, a d'abord été consommé par les plantes pendant leur croissance. Cependant les émissions de CO₂ ne sont pas totalement nulles car il faut prendre en compte la consommation d'énergie d'origine fossile par les différents intermédiaires de la production (tracteurs, énergie nécessaire pour effectuer la distillation, etc...).

Concernant les émissions de HC, CO, NO_x et de particules, le bilan est contrasté. En effet, l'utilisation de biocarburant en forte concentration dans les carburants classiques ou à l'état pur ne permet pas de réduire globalement les émissions polluantes. On observe plutôt une baisse des émissions d'un polluant au détriment d'un autre, à titre d'exemple l'utilisation d'EMC (Ester Méthylique de Colza) permet une réduction de la formation de particules, mais de plus fortes émissions de NO_x.

D'un point de vue plus global, selon Mr Paul CRUTZEN (prix Nobel de chimie), dans un article publié en 2007 dans la revue *Atmospheric chemistry and physics*, sa conclusion est la suivante « *cultiver et brûler des biocarburants émettraient plus de gaz à effet de serre que prévu initialement* ». En effet la production massive de biocarburants implique d'avoir recours, **d'une part aux engrais chimique** dont la production et l'épandage sont des sources de gaz à effet de serre (principalement du N₂O) ; **et d'autre part à la mise en culture des jachères**, or un sol en jachère stocke 3 fois plus de CO₂ qu'un sol cultivé.

On assiste également à une déforestation au profit des surfaces agricoles pour la production de biocarburant, par exemple au Brésil où la production d'éthanol se fait au détriment de la forêt amazonienne, en Malaisie et en Indonésie où la jungle est brûlée au profit des planteurs de palmier à huile. D'un point de vue écologique il s'agit d'une atteinte non négligeable à la biodiversité.

Une solution est cependant envisageable : **l'utilisation de la pourghère** (ou jatropha curcas). Cette plante pousse aisément sur les terres arides, et on peut extraire de ses graines une huile non comestible mais qui donne un excellent biodiesel [Kpoviessi 2004].

1-4-4-4 Bilan énergétique

Le bilan énergétique de la production et de l'utilisation des biocarburants peut être évalué de différentes manières, mais si on considère une approche strictement énergétique, le rendement énergétique s'exprime de la manière suivante :

$$R = \frac{\text{Energie restituée sous forme de carburant}}{\text{Energie non renouvelable mobilisée aux différents stades de la filière}}$$

Selon une étude mandatée par l'ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie) et par la DIREM (DIrection des Ressources Energétiques et Minérales) publiée en Septembre 2002, ce rendement énergétique est de l'ordre de 2 pour les filières de production de l'éthanol à partir de la betterave et du blé, et de l'ordre de 5 pour les huiles de colza et de tournesol.

Nous pouvons constater que ces rendements sont supérieurs à 1, ce qui témoigne de la création d'un gisement d'énergie, mais cela ne rend pas pour autant rentables ces différentes filières, vu les surfaces cultivables à mettre en jeu pour répondre à nos besoins.

Selon un rapport d'information de février 2006 déposé par une délégation de l'assemblée nationale pour l'Union Européenne, il est précisé que « *les biocarburants ne peuvent, compte tenu des surfaces qui seraient nécessaires pour une substitution massive aux carburants fossiles, que fournir une contribution modeste à la sécurité énergétique* ». En effet, l'objectif fixé pour 2010 de porter la part des biocarburants à 5,75% du panel énergétique européen, implique la mobilisation de 17 millions d'hectares sur les 137 millions disponibles dans l'Union Européens à 25 pays.

1-4-4-5 Point de vue économique

D'une manière générale, la production de biocarburant à partir de ressources agricoles augmente le prix des denrées alimentaires. L'agriculture qui produit la majeure partie des aliments consommés dépend fortement des ressources d'origine fossile, lui demander de produire en plus des substituts aux produits pétroliers induit inexorablement un cercle vicieux. Il nous faudra choisir la proportion de biocarburants produits par rapport à la nourriture, dont le coût devient alors corrélé à celui des carburants. C'est pour ces raisons que de grands espoirs sont fondés sur la filière BTL et sur la production d'huile à base des graines de la pourghère.

Le coût de production des biocarburants est supérieur d'un facteur 2 à 3 aux coûts hors taxes des produits pétroliers. De ce fait, pour que les biocarburants soient attractifs pour le raffineur, il est nécessaire qu'ils bénéficient d'une détaxation importante. Cependant cette détaxation ne peut être supérieure aux taxes supportées par les produits pétroliers, ce qui justifie des aides fiscales pouvant être accordées pour l'utilisation de biocarburants.

A l'échelle d'un pays, la mise en place d'une politique de pénétration des biocarburants se traduit par des dépenses considérables sous forme de recettes non perçues. Cependant selon certains analystes financiers, il serait possible de rétablir l'équilibre économique par de nouvelles recettes fiscales induites, la création d'emploi et le soutien du monde rural.

1-4-5 L'hydrogène

L'hydrogène pourrait être dans le futur une énergie propre. Selon certains chercheurs qui considèrent cette solution comme viable, il ne prendra une part non négligeable du marché des carburants qu'après 2030, il ne peut donc pas répondre aux problèmes liés à un pic de production de pétrole, si celui-ci survient auparavant. On ne peut pas considérer l'hydrogène comme une source d'énergie, mais plutôt comme un vecteur car il n'existe qu'en trop faible quantité sous la forme de combustible à l'état naturel pour répondre aux besoins énergétiques. Il faut donc le produire en grandes quantités avec les contraintes que cela implique.

1-4-5-1 La production de l'hydrogène

La production de l'hydrogène peut se faire par l'électrolyse de l'eau, mais dans ce cas, il faut plus d'énergie pour l'extraire par ce biais qu'il n'en est restitué lors de sa combustion. La production d'hydrogène par électrolyse a un coût élevé et les rendements ne dépassent que rarement les 70 %. Bien que cette solution semble être la plus efficace, la production à grande échelle ne peut se faire qu'avec le renfort des centrales nucléaires supplémentaires, avec les risques que cela comporte. A titre d'information, il est estimé qu'il faudrait multiplier le nombre de centrales par 10, pour pouvoir remplacer totalement le pétrole par l'hydrogène issu de cette filière.

Actuellement, 95% de l'hydrogène sont produits à partir d'hydrocarbures d'origine fossile. Cette filière présente un désavantage car elle consomme plus d'énergie par rapport à un usage direct. Le reformage à partir du gaz naturel semble être la voie la plus évidente à court terme, mais dans ce cas il serait plus logique de le brûler directement dans les moteurs. Le seul avantage de cette filière est qu'il est alors possible de concentrer les émissions de CO₂ uniquement sur les sites de production et de pouvoir alors envisager son stockage en sous-sol.

Cependant, il n'est pas sûr que les capacités techniques et géologiques soient réunies pour stocker indéfiniment des grandes quantités de CO₂ tout en sachant que les pertes induites par ce processus provoqueraient une augmentation d'un facteur 2 des émissions de CO₂ comparativement à un usage directe du méthane.

1-4-5-2 Le transport et la distribution de l'hydrogène

A la problématique de produire en grande quantité l'hydrogène, se greffe la problématique de son transport et de sa distribution car les infrastructures nécessaires pour réaliser ces fonctions sont inexistantes pour le moment.

Il n'est pas envisageable d'utiliser le réseau de gazoduc existant car comme le montre les PCI volumique (Pouvoir Calorifique Inférieur) des deux gaz (Tableau 4), pour transporter la même quantité d'énergie, il faudrait augmenter de plus de 3 fois le débit volumique dans le réseau. Il est évident que les éléments (pompes, vannes, canalisations, joints, etc...) qui le constituent ne sont pas adaptés à une telle contrainte.

	Masse volumique kg/m³ à 0°C et 1013 mbar	PCI massique MJ/kg	PCI volumique MJ/m³
Gaz naturel (mer du nord)	0,83	46,7	38,8
Hydrogène	0,09	120	10,8

Tableau 4: Pouvoir Calorifique Inférieur du gaz naturel et de l'hydrogène [Chiriac 2009]

Le transport par poids lourds n'est pas envisageable non plus, en effet un camion semi-remorque de 40t peut transporter environ 26t de carburant liquide, alors qu'il ne peut transporter que 350 kg d'hydrogène sous 200 bars en raison des équipements nécessaires à la sécurité (réservoir en acier, vannes, etc...). Il faudrait donc 25 semi-remorques d'hydrogène sous 200 bars pour fournir pratiquement autant d'énergie qu'un seul camion citerne avec 35 000 litres d'essence, les problèmes de logistique qui en résultent seraient quasiment insurmontables. Certes, le transport d'hydrogène liquide est moins problématique que le transport d'hydrogène gazeux, mais le nombre de camions serait encore multiplié par 3, et avec en plus une dépense énergétique supplémentaire d'environ 30% pour la liquéfaction par cryogénisation. Sans compter les pertes énergétiques par évaporation de l'hydrogène liquide qui sont de l'ordre de 3 à 4% par jour. Actuellement, le bilan du puits à la roue d'une filière utilisant l'électrolyse et la cryogénisation pour transporter l'énergie électrique via l'hydrogène, n'est pas des plus favorables, car le rendement global ne dépasse pas les 25%.

Le réseau de transport et de distribution de l'hydrogène est donc à créer, ce qui implique un coût pouvant être un frein au développement de cette alternative au pétrole. Il est évident que la transition vers une infrastructure énergétique entièrement nouvelle pose des difficultés engendrant des investissements colossaux.

1-4-5-3 La sécurité et l'utilisation de l'hydrogène

L'utilisation de l'hydrogène comme carburant pose également des problèmes de sécurité. Lorsqu'il est mélangé à l'air ambiant dans un espace clos, il devient un puissant explosif. En effet par rapport aux autres carburants, son domaine d'inflammabilité (entre 4 et 77% en concentration volumique dans l'air) est beaucoup plus large que celui d'un carburant conventionnel et l'énergie requise pour son auto-inflammation est très faible.

Vu la faible masse volumique de l'hydrogène, pour qu'un véhicule dispose d'une autonomie satisfaisante, l'hydrogène doit être stocké dans des réservoirs sous haute pression (entre 350 et 700 bars). Ce type d'installation nécessite d'être sécurisées pour éviter tout risques d'explosion en cas de choc violent.

Le stockage cryogénique à -253 °C , peut remédier aux problèmes de sécurité, mais il présente les désavantages vus précédemment (consommation d'énergie et pertes par évaporation). Vu les risques, entre un véhicule prototype fonctionnant à l'hydrogène, mis en œuvre par un personnel compétent, et une commercialisation en masse de ce type de véhicule, le pas à franchir s'avère être immense.

1-4-5-4 Analyse du cycle de vie de l'hydrogène

Comme on l'a déjà mentionné, l'hydrogène ne peut pas être considéré non émissif car, pour sa production, l'une des matières premières utilisées concerne les ressources fossiles et la consommation d'énergie pour sa production, transport et stockage, ce qui a un impact fort sur l'environnement. La (Figure 11) illustre les familles de carburants et le cycle comparé d'analyse de vie de l'hydrogène.

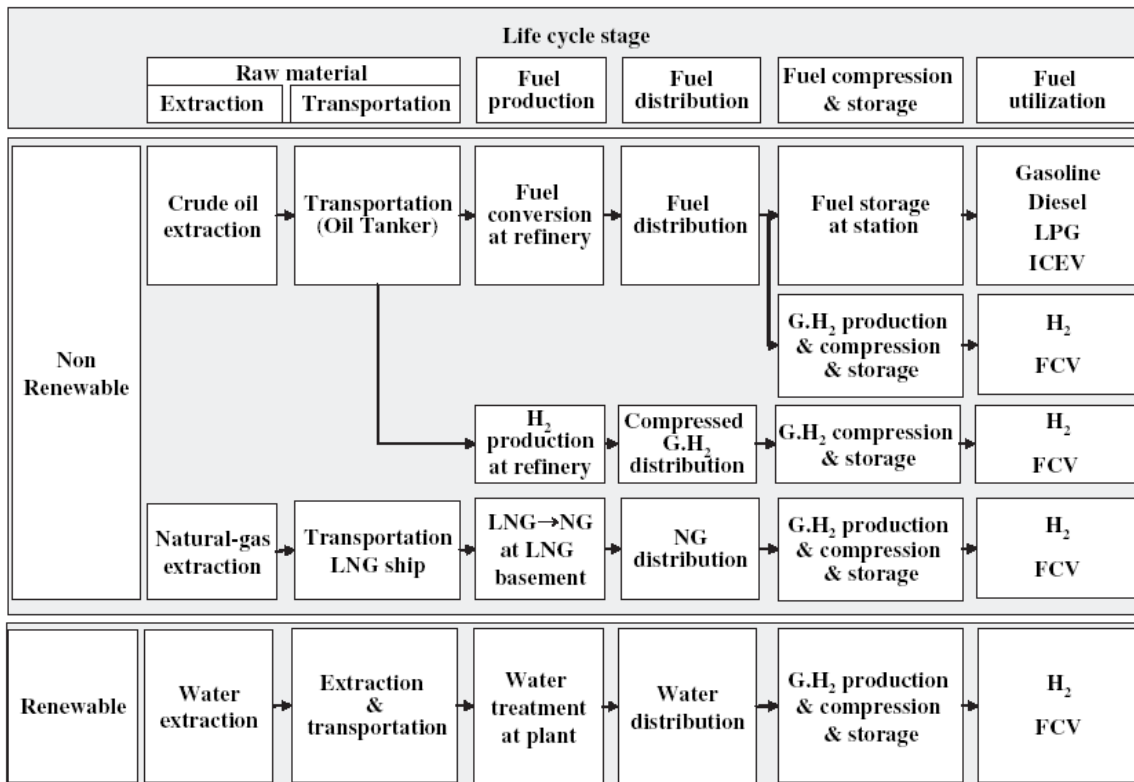


Figure 11 : familles de carburants et le cycle d'analyse de vie de l'hydrogène [Chiriac 2009]

Chaque voie présentée comprend six étapes pour le cycle de vie : (1) l'extraction des matières premières, (2) le transport des matières premières, (3) la production du carburant, (4) la distribution du carburant, (5) la compression et le stockage du carburant et (6) l'utilisation du carburant. Les aspects environnementaux sont analysés par l'utilisation des : la consommation de carburant fossile (FFC), la génération des émissions polluantes et le potentiel global de réchauffement (GWP). Les données et les sources utilisées dans cette étude sont présentées dans le Tableau 5.

Life cycle stage	Unit process	Data quality	Data source
Raw material extraction and transportation	Crude oil extraction	Secondary D/B [Simapro S/W LCI DB]	PRE' & BUWAL 92 Production site from KOGAS, Indonesia, 1997-1998 BUWAL, 1991 MOE, 2003
	Natural gas extraction	Secondary D/B [National LCI DB]	
	Water extraction and treatment Oil and gas transportation	Primary data [site-specific data]	
Fuel production	Gasoline and diesel Naphtha SR[C]		SK Shipping Co., Hanjin Shipping Co., KOGAS, 2005-2006 SK, S-oil, 2003-2007 SK, Hyundai Oil-bank, 2005-2007
	NG SR[S] LPG SR[S] Naphtha SR[S] WE	Primary data [data from pilot plant]	KOGAS, 2005-7 SK, 2007 GS, 2007
		Scaled up the primary data from the small equipment with literature [8]	Elchemtech, Stuart Energy, 2005
Fuel distribution and storage	Pipeline [gasoline and diesel]	Primary data [site-specific data]	SK, S-oil, Korea National Oil Corporation, 2004-2005 Deokyang Energen Co. Hyundai Motors, 2004-2005
	Tank trailer [gasoline and diesel]	Primary data [site-specific data]	
	G.H ₂ compression	Primary data [site-specific data]	
	H ₂ storage Tube trailer [H ₂]		
	Dispenser [H ₂ , Diesel, Gasoline, LPG]	Primary data [site-specific data]	
Fuel utilization	ICV - TUSCON (diesel/gasoline) LPG ICV-New CARENS	Simulation data [FTP-75 mode, ECE 15 + EUDC]	Gwangsin Machinery Hyundai Motors

Tableau 5 : données et sources utilisables dans le cycle d'analyse de vie de l'hydrogène

La (Figure 12) illustre les performances de différents carburants évaluées par une analyse de cycle de vie (ACV) du puits au réservoir en chiffrant les émissions totales de gaz à effet de serre en g de CO₂/km. Les valeurs absolues (de couleur différente) sont encadrées par la mesure des écarts (de couleur orange).

Greenhouse gas emissions, well-to-wheel (gCO₂ eq/km):

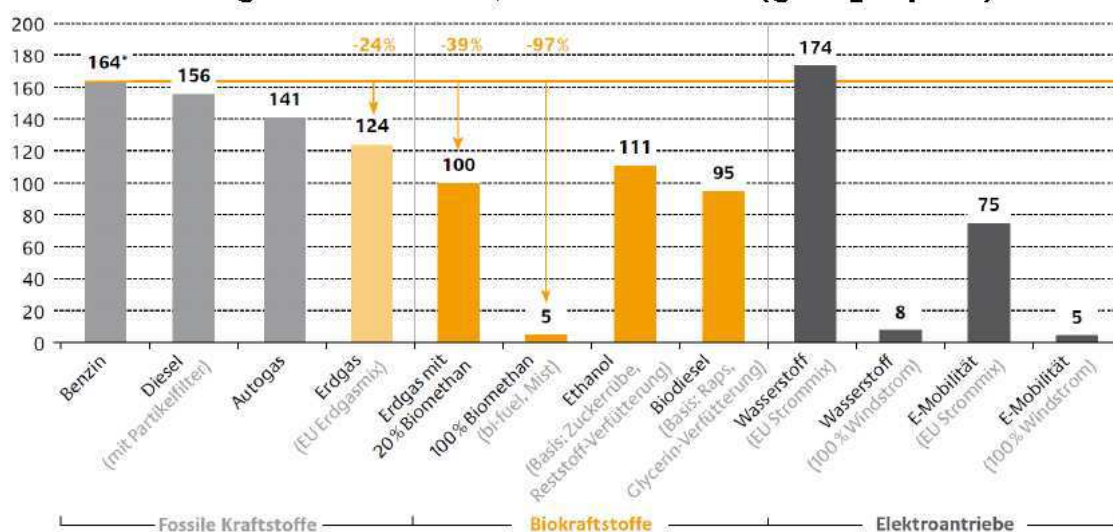


Figure 12 : performances de différents carburants évaluées par une analyse de cycle de vie / Source: German Energy Agency (DENA) Study 2010

1-4-6 Les véhicules électriques

Les performances routières d'un véhicule électrique sont directement liées aux caractéristiques de l'accumulateur d'énergie. Le moteur électrique est dimensionné à partir de la puissance maximale de l'accumulateur, qui est généralement constitué d'une batterie d'accumulateur électrochimique ou d'une pile à combustible avec son réservoir.

Vu la faible densité énergétique des batteries au plomb (environ 30Wh/kg), il y a autant d'énergie dans une batterie au plomb de 400 kg que dans 1 kg de gazole. Les véhicules routiers électriques ont donc une autonomie plus réduite que les véhicules à moteur thermique (de l'ordre de 50 km pour un véhicule équipé de batteries au plomb) et leur vitesse maximale est également limitée (de l'ordre de 130 km/h).

Le développement des batteries au nickel a permis d'augmenter l'autonomie, pour atteindre une centaine de kilomètre, mais les batteries Nickel / Cadmium ont été interdites depuis le 1^{er} juillet 2006 par une directive Européenne à cause des substances dangereuses qu'elles contiennent. Finalement, ce sont les batteries au Lithium qui semblent s'imposer, du fait de leur plus grande densité énergétique (entre 60 et 150 Wh/kg), permettant une autonomie d'environ 300 km et des temps de charge très courts.

Le Tableau 6, donne les principales caractéristiques des différents types de batteries utilisées pour des véhicules routiers tout électriques :

Caractéristiques	Type de batterie		
	Plomb-acide	Nickel-Cadmium (Ni/Cd) Nickel-hydrure métallique	Lithium-ion Lithium-polymère
Tension d'élément	2 V	1,2 V	3 à 4 V
Densité énergétique	25 à 30 Wh/kg	35 à 80 Wh/kg	60 à 150 Wh/kg
Rendement énergétique	75 à 80 %	60 à 85 %	85 à 90 %
Puissance volumique	100 à 200 W/kg	100 à 1000 W/kg	300 à 1500 W/kg
Durée de vies	600 à 900 cycles	> 2000 cycles	> 1000 cycles
Température de fonctionnement	10 à 55 °C	-20 à 55°C	-10 à 60 °C

Tableau 6: Caractéristiques des batteries utilisées sur les véhicules électriques [Imberdis 2011]

L'alimentation en énergie d'un parc important de véhicules électriques risque de surcharger le réseau de distribution pendant la journée, il peut être alors envisageable de n'effectuer que des

charges partielles pendant cette période et des charges complètes pendant les heures creuses. Le parc d'automobiles deviendrait alors une réserve d'électricité permettant de lisser les pointes et les creux de consommation ainsi que d'éventuelles fluctuations de production.

La chaîne de traction d'un véhicule électrique est composée d'un variateur de puissance (hacheur ou onduleur), d'un moteur électrique et d'un réducteur. Le variateur de puissance convertit la demande du conducteur (position de la pédale d'accélérateur) en valeurs d'intensité et de tension au niveau du moteur qui fournit le couple d'entraînement.

Le coût du moteur électrique est directement lié à la valeur du couple maximal désiré, il est donc souhaitable de disposer d'une démultiplication entre le moteur et les roues (par exemple un réducteur ou une boîte de vitesse).

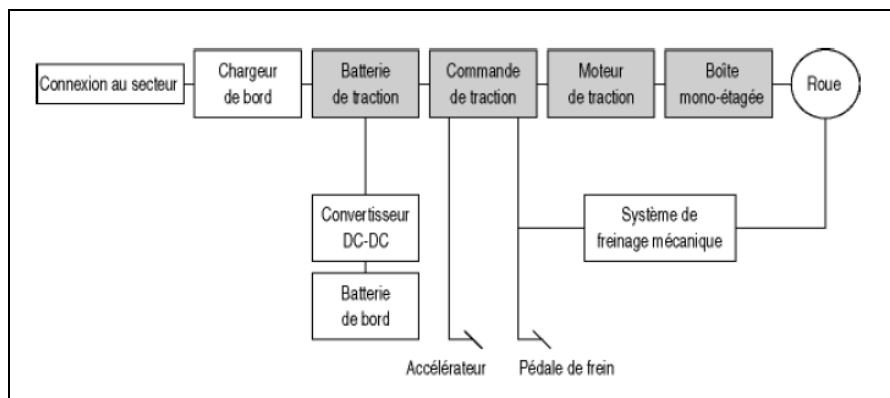


Figure 13: Exemple d'une chaîne de traction électrique sur batterie d'un véhicule routier
[Imberdis 2011]

L'entraînement du moteur électrique peut se faire de différentes façons :

- en courant continu à excitation série
- en courant continu à excitation séparée
- en triphasé asynchrone
- en triphasé synchrone à excitation par aimants permanents.

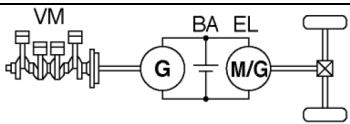
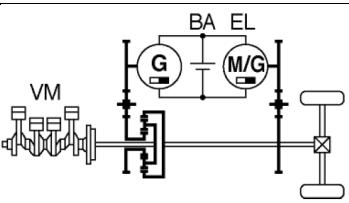
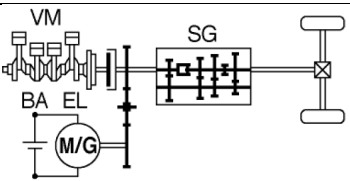
Les véhicules électriques sur batteries présentent un rendement « de la batterie à la roue » de près de 80%, alors que ceux alimentés par une pile à combustible présentent, pour le moment, un rendement du réservoir à la roue beaucoup moins avantageux, aux environs de 40%.

Sur le plan des émissions polluantes, le bilan « du puits à la roue » des véhicules électriques sur batteries est excellent, à partir du moment où l'électricité est produite par des centrales nucléaires, et non par des centrales thermiques.

1-4-7 Les véhicules hybrides

En 2003, l'ONU a défini la voiture hybride de la manière suivante : « La voiture hybride est une voiture comprenant au moins deux convertisseurs d'énergies et deux systèmes différents de stockage de l'énergie (à bord du véhicule) à des fins de propulser le véhicule ».

Généralement un moteur thermique et un moteur électrique sont associés selon les trois configurations d'hybrides suivantes (Tableau 7) :

Hybride série		Hybride mixte	Hybride parallèle	
				
<p>Le moteur électrique seul entraîne les roues et profite de la puissance délivrée par le moteur thermique pour générer l'électricité via une génératrice.</p>		<p>Cette configuration permet d'exploiter les avantages des configurations série et parallèle et de compenser leurs inconvénients respectifs</p>	<p>Les moteurs électrique et thermique entraînent les roues. Le moteur électrique fonctionne également en tant que générateur pour recharger la batterie pendant les phases de décélération et de freinage du véhicule.</p>	
Avantages	<p>Le moteur est désaccouplé mécaniquement de la transmission.</p>		Avantages	<p>Les puissances délivrées par le moteur thermique et électrique s'additionnent</p>
	<p>La puissance du moteur thermique est indépendante de la</p>			<p>La conception des deux machines d'entraînement est</p>

	puissance motrice instantanée		adaptable aux conditions d'utilisation
	Le point de fonctionnement du moteur thermique peut être choisi en fonction des critères émissions, consommation de carburant et bruit		Permet une meilleure synchronisation de la boîte mécanique
Inconvénients	La puissance motrice est fournie en intégralité par le moteur électrique	Inconvénients	Contraintes de réalisation du fait de la liaison entre les deux machines
	Les conversions d'énergie multiple nuisent au rendement global		d'entraînement
Cette configuration privilégie la réduction des émissions		Cette configuration privilégie la baisse de consommation	

Tableau 7 : Avantages et inconvénients des trois configurations d'hybrides [Imberdis 2011]

Le constructeur d'automobiles TOYOTA s'est fortement intéressé à cette technologie (de véhicules hybrides) et a développé le système HYBRID SYNERGY DRIVE qui correspond à une hybridation mixte d'un moteur thermique avec un moteur électrique. Cette technologie a tout d'abord été commercialisée sur la PRIUS et a été étendue à d'autres véhicules de la gamme le HIGHLANDER (véhicule 4x4) et la CAMRY, avec quelques modifications. La réduction de la consommation est obtenue par une gestion intelligente des avantages du moteur électrique et du moteur thermique.

- **véhicule à l'arrêt** ; le moteur thermique ne fonctionne pas ;
- **au démarrage et à basse vitesse**, le moteur thermique n'étant pas suffisamment efficace à bas régime, le moteur électrique entraîne seul les roues ;
- **pour une forte accélération**, le moteur thermique et le moteur électrique entraînent les roues ;

- **en vitesse de croisière**, la puissance du moteur thermique est utilisée pour entraîner les roues et le générateur qui alimentera à son tour les roues ou la batterie en fonction des conditions de roulage ;
- **à la décélération et au freinage**, une partie de l'énergie cinétique du véhicule est récupérée par la rotation des roues qui entraîne le moteur électrique en tant que générateur pour alimenter la batterie.

La réduction de la consommation n'a pas été seulement obtenue par le système hybride, le moteur thermique a été adapté et optimisé. Il s'agit d'un moteur à allumage commandé de 1,5l de cylindrée et équipé de VVT (Variable Valve Timing), permettant la gestion de l'ouverture et de la fermeture des soupapes.

Cette distribution variable permet un fonctionnement du moteur selon le cycle thermodynamique d'Atkinson. Ce cycle, utilisable en faible charge et à bas régime, présente un meilleur rendement thermodynamique que le cycle de Beau de Rochas (taux de compression inférieur au taux de détente, réduction des pertes par pompage). Ce moteur génère en pleine charge un couple maximum de 115 Nm à 4200 tr/min et une puissance maximale de 55 kW à 5000 tr/min.

Le moteur électrique est un moteur synchrone triphasé fonctionnant sous une tension de 500V. Le couple maximum est de 400 Nm et est obtenu entre 0 et 1200 tr/min ; la puissance maximale est de 50 kW entre 1200 et 1540 tr/min. Le bilan de cette technologie est plutôt bon, elle permet de réduire la consommation de carburant, ainsi que les émissions polluantes. Les performances sont acceptables grâce au couple élevé du moteur électrique présent dès les bas régimes.

1-5 Conclusion

Pour pallier aux problématiques liées à une pénurie ou un pic de production du pétrole, nous avons vu qu'il existe plusieurs alternatives. Certaines font appel à des ressources d'origine fossile (GNV, GPL, GTL, CTL), et seront donc soumises aux mêmes problématiques à plus ou moins long terme, elles permettront au mieux de retarder les échéances.

Certaines solutions permettent seulement de réduire la consommation de carburant et les émissions polluantes des véhicules comme la technologie de l'hybridation. Elles semblent être une solution transitoire avant la mise en place d'énergies nouvelles.

Ces énergies nouvelles comme l'électricité et l'hydrogène ne sont pas des ressources à proprement parler, mais des vecteurs d'énergie. Leurs développements sont directement liés aux défis technologiques à relever.

D'autres alternatives sont basées sur le développement de nouvelles ressources comme les biocarburants, mais ils ne pourront se substituer entièrement au pétrole vu la demande en énergie, mais viendront plutôt compléter le panel énergétique existant.

Enfin, au-delà des défis technologiques, c'est également la façon dont nous utilisons l'énergie qui doit être repensée car on peut constater de nombreux gaspillages qui seraient pourtant simples à éviter.

Chapitre II Analyse du cycle de vie appliquée à la production d'électricité d'origine renouvelable

2- Chapitre II Analyse du cycle de vie appliquée à la production d'électricité d'origine renouvelable

2-1 Introduction

L'analyse du cycle de vie (ACV) est un outil d'évaluation environnementale d'un produit ou procédé « du berceau à la tombe » et se déroule en 4 grandes étapes : définition des objectifs, inventaire des consommations et émissions, évaluation des impacts potentiels, interprétation / synthèse. L'analyse de cycle de vie d'un système prend en considération les incidences de l'extraction, du traitement et du transport des combustibles et matières premières ainsi que de la construction du système, son fonctionnement et son démantèlement [O. Jolliet].

Cette première analyse est appliquée à l'énergie électrique d'origine renouvelable obtenue à partir de biomasse (déchets de bois) dans des centrales de cogénération. Deux installations sont étudiées en vue d'être comparées : une centrale de 2 MW électriques et une de 10 MW électriques. Elles seront également comparées à une production d'électricité en cogénération par moteur Diesel.

L'objectif est donc de comparer l'impact environnemental de différentes centrales de production d'électricité, utilisant deux combustibles différents et/ou de puissances différentes. Ce chapitre vise également à détailler les modalités de l'analyse en cycle de vie en l'appliquant à un procédé dont la vocation est de produire de l'énergie. A travers cet exemple, on présente donc en détail la méthodologie ACV. On discute ensuite des résultats obtenus avec un focus particulier pour les indicateurs liés à l'énergie.

Pour cette étude nous avons utilisé le logiciel SimaPro[®]. On présente successivement les 4 étapes de l'analyse de cycle de vie en donnant une brève explication suivie de l'application aux installations étudiées (2 et 10 MW).

2-2 Etape 1 – Définition des objectifs et des systèmes

La définition des objectifs et du système permet de poser le problème, de définir les objectifs et le champ de l'étude. Cette phase détermine une série d'éléments cruciaux : la fonction du système, l'unité fonctionnelle à laquelle les émissions et les extractions seront ensuite rapportées. Elle définit également les limites du système considéré. Les scénarios de base et les alternatives à étudier sont définis en détail lors de cette phase.

L'objectif principal de ce chapitre est de permettre de comprendre ce qu'est l'analyse de cycle de vie. Elle sera appliquée à deux cas de centrales de cogénération fonctionnant à partir de biomasse et de puissance différentes (2 et 10 MW). On cherchera à définir l'impact environnemental de l'électricité produite par ces deux installations. On le comparera également avec une installation conventionnelle.

Nous présentons ici les caractéristiques techniques des installations qui ont été retenues pour l'analyse de cycle de vie.

2-2-1 Définition des systèmes

2-2-1-1 La fonction du système étudié

Elle est de produire de l'énergie électrique et de la chaleur. Dans notre étude, on s'intéressera prioritairement à la production d'électricité, la chaleur étant considérée comme une co-production. Nous verrons les implications de cette hypothèse sur les rendements dans le paragraphe consacré aux allocations.

2-2-1-2 Les centrales de production d'énergie

Le combustible utilisé dans les deux cas est de la biomasse. Chaque centrale fonctionne selon un procédé qui dépend de la puissance délivrée. Rappelons tout d'abord brièvement le principe des deux technologies utilisées.

a- Installation de cogénération de 10 MW : cycle de Hirn à vapeur d'eau

L'installation de cogénération de 10 MW électriques fonctionne suivant le principe classique des centrales à turbines à vapeur (Figure 14).

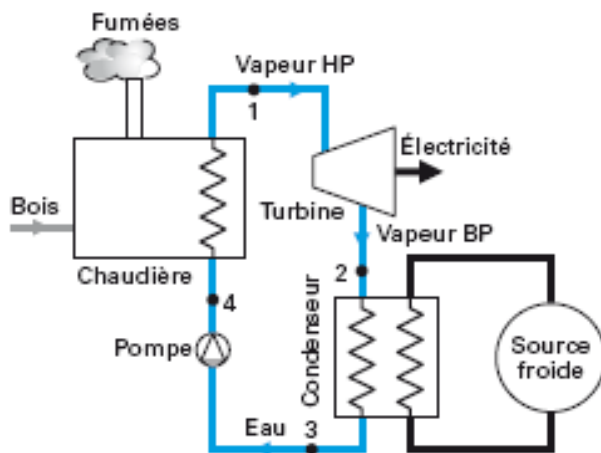


Figure 14 -- Turbine à vapeur [Rogaume 2005] – principe retenu pour la centrale de 10 MWe

C'est la technologie la plus utilisée pour la production d'électricité quel que soit le combustible retenu. Le générateur de vapeur est constitué d'un foyer adapté au combustible et d'une chaudière, le plus souvent couplée à un surchauffeur, qui produit la vapeur.

Le rendement de production d'électricité varie entre 15 et 30% et celui de cogénération entre 60 et 80%. Ces technologies sont bien maîtrisées et relativement simple de mise en œuvre pour des installations importantes (plus de 10 MWe).

b- Installation de cogénération de 2 MW : cycle ORC

On étudie une installation de cogénération de 2 MW électriques qui utilise un module ORC (Organic Rankine Cycle, Figure 15). Le principe général est le même que celui de la turbine à vapeur, la différence étant dans l'existence de deux circuits de fluides. Un premier circuit va de la chaudière à l'évaporateur : il utilise une huile synthétique (« huile thermique ») de type Thermidol 66 dans notre cas. Le fluide du circuit de travail (turbine) est un fluide organique (OMTS octaméthyltrisiloxane, huile silicone, dans cette étude).

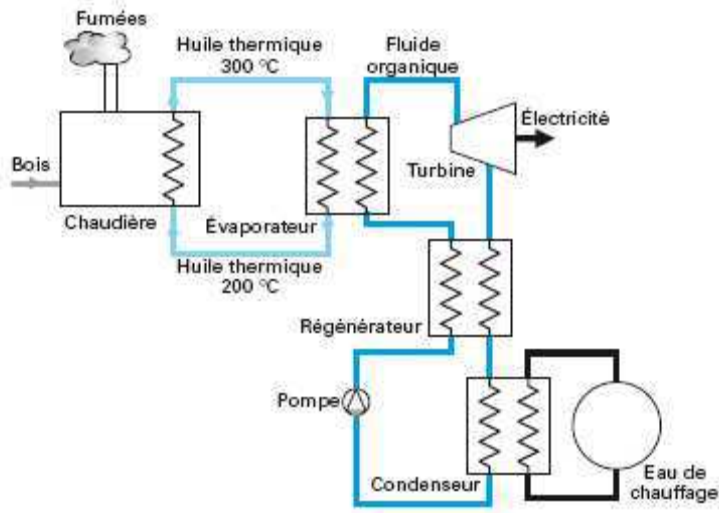


Figure 15 - cycle organique de Rankine [Rogaume 2005] – principe retenu pour la centrale de 2 MWe

c- Production d'électricité par moteur Diesel

Enfin, dans un deuxième temps, à titre de comparaison avec un autre type de production d'électricité, on étudiera également une installation de production d'électricité par moteur thermique alternatif (Diesel). Pour cette centrale, tous les processus liés à la biomasse ne sont pas pris en compte (transport, traitement,...) mais sont remplacés par les processus relatifs au diesel (transport, raffinage...)

Les composants auxiliaires

Les composants communs des deux installations constituant le système complet sont les suivants :

- transport par camions de 22 t depuis le lieu de production de la biomasse, jusqu'à la centrale
- stockage intermédiaire (3 jours d'autonomie)
- convoyage par tapis
- déferrailage (clous...), criblage (enlèvement des pierres), broyage (éventuel)
- convoyage jusqu'à la chaudière.

2-2-2 Unité fonctionnelle

Tous les indicateurs de l'étude tels que les consommations ou les émissions sont classés sur la base de l'unité fonctionnelle qui est définie comme 1 MJ d'électricité produite. La chaleur est considérée comme un co-produit dans ce bilan environnemental qui n'est consacré qu'à la production électrique.

2-2-3 Limite des systèmes

Afin de considérer la même réalité dans les différents scénarios, l'analyse du cycle de vie couvre l'ensemble de la chaîne des étapes suivantes (Figure 16). La connaissance de ces limites est tout à fait stratégique pour pouvoir comparer des systèmes entre eux et éviter des erreurs d'interprétation.

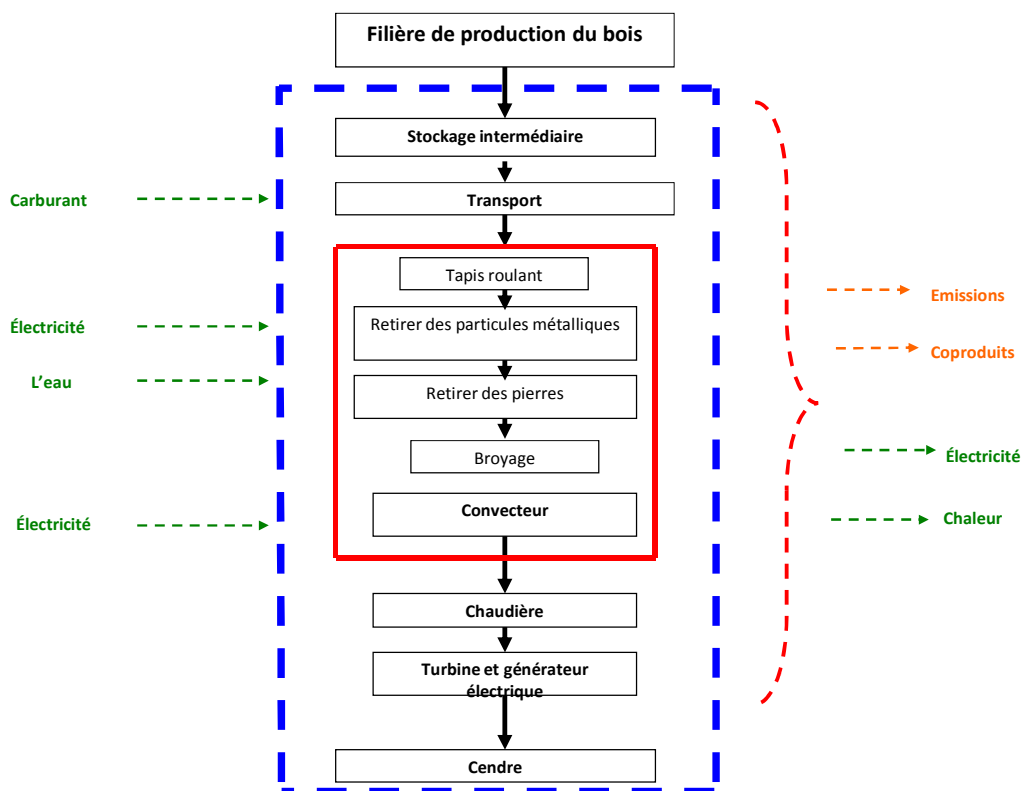


Figure 16 - Limites du système (pointillé)

Pour pouvoir évaluer la charge environnementale du processus, une comptabilité des entrées et sorties de matières et d'énergies est tout d'abord nécessaire (pour le cycle de vie complet du

processus du berceau à la tombe). Ces flux d'entrée et de sortie sont figurés sur le schéma précédent. On ne prendra pas en compte dans cette étude la matière et l'énergie nécessaire à la fabrication de la centrale elle-même. De ce fait la durée de vie n'intervient pas non plus dans nos calculs.

2-2-3-1 Intrants

Les intrants sont les flux élémentaires de matières ou d'énergie qui entrent dans le système. Ils sont comptabilisés quelle que soit l'étape du processus concernée.

a - Matière première utilisée pour le fonctionnement de la centrale :

La biomasse : c'est le combustible utilisé pour les deux centrales étudiées. Cette biomasse est constituée de plaquettes forestières, écorces et délignures... Elle peut contenir des broyats de palettes. Globalement il s'agit de déchets de bois. Le principal enjeu consiste en l'utilisation de proximité des sous-produits de transformation du bois pour leur valeur énergétique, en évitant ainsi leur mise en décharge ou leur destruction à l'air libre. Ce bois à une humidité de l'ordre de 40 à 50% à l'arrivée à la chaudière, après séchage naturel sur le lieu de coupe.

La composition du bois sec considérée est la suivante :

Carbone	49%
Oxygène	45%
Hydrogène	5,5%
Azote	0,5%

Tableau 8 - Composition de bois sec (données Enertime - Annexe 2)

Comme ce bois est un déchet, nous ne considérons pas dans les limites de notre système sa culture et son exploitation.

b - Carburant pour le transport :

Comme mentionné précédemment, le transport du bois se fait par camions de 22 t depuis le lieu de coupe, jusqu'à la centrale. Ces camions utilisent du gazole.

c - Electricité :

L'énergie électrique est nécessaire pour assurer le fonctionnement des tapis de convoyage, du déferrage, du criblage et du broyage. De même l'énergie électrique pour le fonctionnement des autres auxiliaires (pompes) est comptabilisée dans ce poste.

d - Eau :

La centrale de 10 MWe fonctionne comme on l'a vu avec de l'eau comme fluide de travail. Des renouvellements de 8 000m³ par an sont à prévoir.

e - OMTS (OctaMethylTriSiloxane) :

C'est le fluide de travail du cycle ORC de la centrale de 2 MWe. Les pertes sont estimées à 50 kg/an. Ce fluide est donc à la fois un intrant et une émission. Ces pertes ne sont pas prises en compte dans notre étude.

f - Huile thermique :

L'évaluation des pertes de cette huile Therminol 66 est de 200 kg/an. Cette huile est donc à la fois un intrant et une émission. Ces pertes ne sont pas prises en compte dans notre étude.

2-2-3-2 Sorties

Dans les sorties du système, on distingue les flux de produits (production du système étudié) des flux élémentaires sortants (déchets, émissions polluantes ...).

Dans le cas des centrales, les produits sont:

- l'électricité produite par l'installation.
- la chaleur produite pour la cogénération

Les flux élémentaires sortant sont:

a- les cendres :

Qui représentent 3% de la biomasse et peuvent être valorisées : elles ne sont pas prises en compte dans notre étude.

b - les émissions de gaz et particules lors de la combustion :

Comme cette étude n'est pas appliquée à une installation existante mais vise à déterminer le potentiel de telles installations, les valeurs des émissions retenues pour nos calculs sont celles données par la réglementation. Les installations sont équipées de traitement des fumées pour

pouvoir respecter cette réglementation. Les impacts des polluants non réglementés ne seront donc pas observés dans cette étude.

Ces différents points seront détaillés dans la partie inventaire.

2-2-3-3 Arbre des processus

On appelle arbre des processus le diagramme des flux échangés dans le système. La Figure 17 présente l'arbre des processus pour le système étudié. Nous avons réalisé ces schémas grâce au logiciel Simapro. Les processus pris en compte sont la préparation de la biomasse, sa combustion, la génération de l'électricité: l'unité de 2MW est la synthèse de ces processus, auxquels il faut ajouter le transport et la production d'électricité pour le fonctionnement de la centrale. Ces deux derniers processus sont décrits à partir des bases de données Eco-invent. Eux-mêmes contiennent différents processus. Par exemple, pour la production électrique, sont modélisées les centrales de production à charbon, les centrales nucléaires ...

Comme on peut le voir sur la Figure 16, le procédé utilise de l'énergie électrique (tapis roulants, auxiliaires...). Dans la Figure 17, la provenance de l'électricité (nucléaire, hydraulique, fossile ...) est définie par la base de données du logiciel pour la France. Les chiffres annoncés donnent sensiblement les valeurs suivantes : 95% de l'électricité utilisée en France serait d'origine fossile et 5% d'origine nucléaire. Ces valeurs sont bien évidemment fausses, d'où l'importance de toujours vérifier les données. Cette électricité a d'ailleurs disparu de la base de données dans la récente mise à jour du logiciel par l'éditeur.

La base de données Ecoinvent est très précieuse dans les ACV car elle permet de compléter les inventaires sur tous les processus non relatifs à l'installation de production. Dans cette base de données, de nombreux scénarios sont proposés, parfois pour décrire un même processus: c'est le cas par exemple du diesel qui peut être conventionnel, basse teneur en soufre, commercialisé en Europe ..; Pour chaque processus appelé de la base de données de Simapro, il convient de faire des vérifications élémentaires pour vérifier le réalisme du scénario étudié. Aussi, dans la suite de cet exposé, nous présenterons les calculs mis en place afin de contrôler les valeurs reposant sur la base de données Simapro.

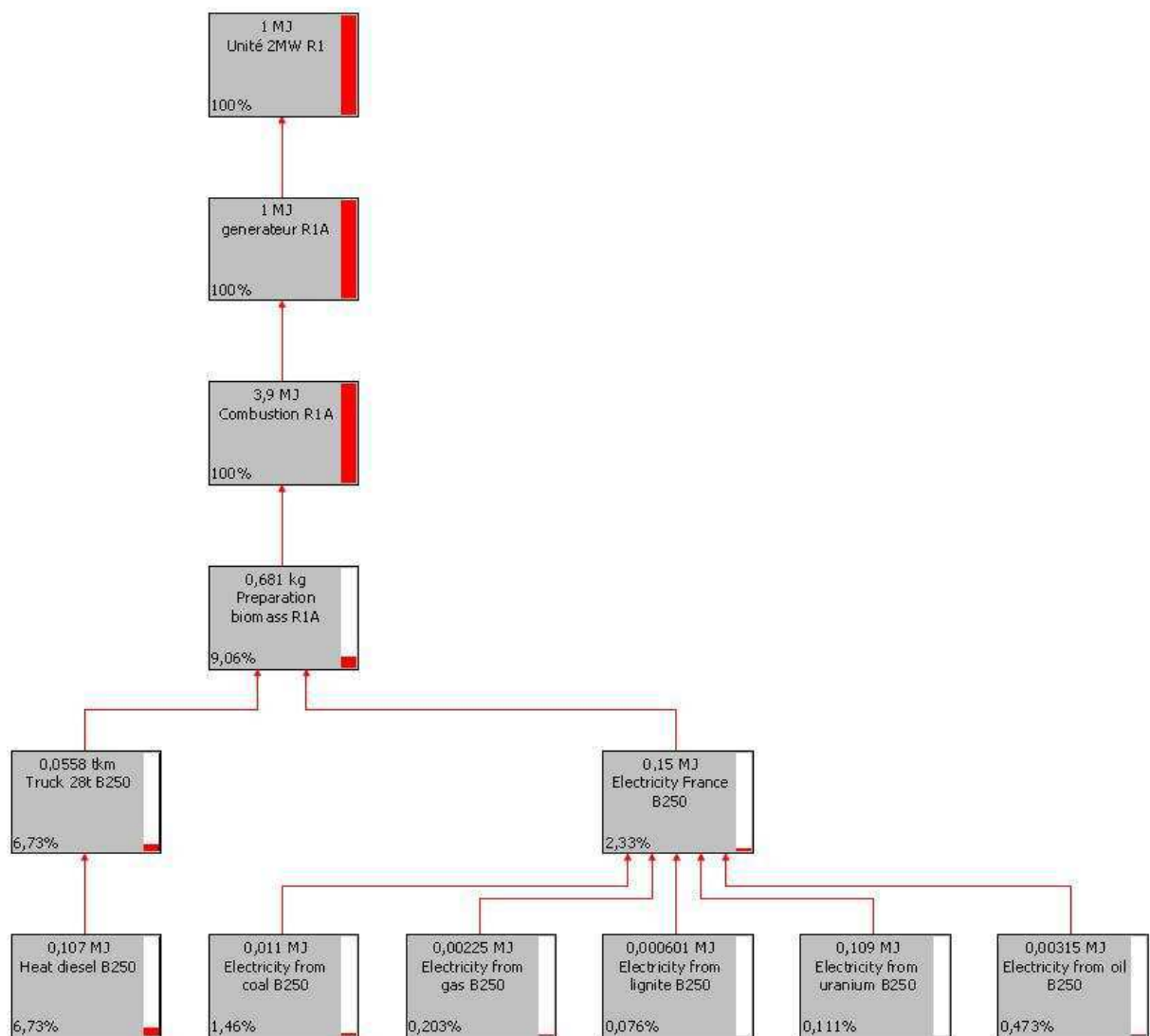


Figure 17 : Arbre des processus de l'unité de production 2MW selon la méthode « éco-indicateur 99 »

2-2-4 Scénario de base et alternatives

2-2-4-1 Puissance et région

Dans le scénario de base, on compare les deux installations de puissance différente (2 et 10 MWe) pour deux régions de collecte du combustible: l'Auvergne fortement boisée et la Bretagne, faiblement boisée (Tableau 9).

		Auvergne	Bretagne
Surface de la région	km ²	26 000	27 200
Bois potentiellement récupérable	kt	570	300
Densité de bois potentiellement récupérable	t/(km ² .an)	21	11

Tableau 9 : Quantité de bois disponible suivant la région

La densité des forêts a une incidence sur la distance à parcourir pour assurer l'approvisionnement des centrales. La quantité de bois nécessaire pour faire fonctionner les centrales se calcule sur la base d'un fonctionnement de 8 000 h/an en supposant que le PCI moyen du bois est de 9 000 kJ/kg (données Enertime):

- 39 250 t/an pour la centrale 2MW
- 168 400 t/an pour la centrale 10 MW

En faisant l'hypothèse que la centrale peut capter 20% du potentiel de déchets de bois récupérable, ceci nous permet de déterminer le rayon de collecte :

$$\frac{\text{bois nécessaire pour la centrale (t / an)}}{0,2 \times \text{potentiel récupérable (t / (an.km}^2))} = \text{surface de collecte (km}^2); S = \Pi R^2$$

Par exemple pour la centrale de 2 MWe en Auvergne on a :

$$R = \sqrt{\frac{39250}{0,2 \times 21 \times \pi}} = 55 \text{ km}$$

En combinant les données relatives aux deux régions et aux deux puissances, on détermine les rayons de collecte correspondant à nos quatre scénarios (voir Tableau 10).

Rayon de collecte (km)	Centrale ORC 2MWe	Centrale vapeur 10MWe
Région Auvergne	55	113
Région Bretagne	76	157

Tableau 10– rayons de collecte du bois

2-2-5 Conclusion de l'étape 1

Au terme de cette étape 1, nous avons pu définir le système qui va être étudié par la méthodologie ACV. Cette description se fait en cohérence avec notre objectif final : différentes alternatives de production d'électricité seront comparées afin de déterminer le scénario le plus intéressant d'un point de vue environnemental. De cet objectif découle notre choix d'unité fonctionnelle (1 MJ élec) ainsi que les choix effectués sur le périmètre de l'étude. L'étape suivante est ensuite consacrée à la quantification des flux entrants et sortants de notre système et est détaillé dans ce qui suit.

2-3 Etape 2 – Inventaire et quantification des extractions de matières premières et des émissions de polluants

L'inventaire des émissions et des extractions quantifie les émissions polluantes dans l'air, l'eau et le sol ainsi que les extractions des matières premières renouvelables ou non renouvelables. Elle détermine également l'utilisation des sols nécessaire pour la réalisation de la fonction du système. On parle de LCI (Life cycle inventory) en anglais.

2-3-1 Source des données

Comme le précise [Jolliet 2005], le calcul de l'inventaire est simple mais le recueil de données nécessite un travail important. Heureusement des bases de données regroupent des informations pour un grand nombre de processus, les processus spécifiques à l'application considérée restant à modéliser en détail avec les industries concernées. Dans le cadre de notre étude, nous utilisons les bases de données « Ecoinvent » incluses avec le logiciel SimaPro pour les processus généraux (tel que le transport par camion par exemple). Pour les processus plus spécifiques nous utilisons deux documents de base :

- Les données Enertime,
- La réglementation en matière d'émissions polluantes.

Ces données seront si besoin complétées par quelques hypothèses et calculs que nous préciserons. La qualité des données est à considérer de façon sérieuse afin de garantir la valeur de l'analyse de cycle de vie.

2-3-1-1 Base de données Ecoinvent

La base de données Ecoinvent consiste en plus de 2500 processus reliés par des flux de matière et d'énergie. Pour chaque processus, plus de 400 substances et ressources sont répertoriées. Cette base de données est le résultat de la combinaison de différentes bases existantes, réalisée par les institutions Suisses dans le but d'obtenir des données unifiées de grande qualité pour l'Europe occidentale.

2-3-1-2 Les données Enertime

La société Enertime (<http://enertime.com>) dont le siège est en région parisienne se développe sur trois métiers :

- Conseiller les industriels et les investisseurs dans les technologies liées à l'énergie renouvelable (biomasse, solaire et récupération de chaleur)
- Développer des centrales biomasses et solaires pour le compte d'investisseurs
- Innover dans les technologies associées à l'énergétique et la thermodynamique pour la production d'énergie renouvelable (technologie ORC, valorisation de la chaleur, énergie solaire)

Contactée par nos soins, elle s'est montrée intéressée pour une analyse du cycle de vie de ses centrales de cogénération biomasse et nous a fourni les données principales de cette étude.

Une partie de ces données est reportée en annexe (2) et d'autres seront exploitées au fur et à mesure des besoins.

2-3-1-3 La réglementation

Les émissions des centrales sont réglementées en France par deux arrêtés, celui du 25 juillet 1997 et celui du 20 juin 2002.

- L'arrêté du 25 juillet 1997 est « relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à déclaration sous la rubrique n° 2910 (Combustion) ». Il a été consolidé par une nouvelle version au 15 décembre 2008. Il concerne plus particulièrement les installations « dont la puissance thermique maximale est supérieure à 2 MW mais inférieure à 20 MW, et qui consomment exclusivement, seul ou en mélange, du gaz naturel, des gaz de pétrole liquéfiés, du fioul domestique, du charbon, des fiouls lourds ou de la biomasse. ». La puissance thermique dont il est question ici est celle du combustible. La centrale de 2 MWe a une puissance thermique du combustible de $2/0,162=12,3\text{MW}$; $\eta_e = 0.162$ (η_e : annexe 2) et rentre donc dans le cadre de cette réglementation.

- L'arrêté du 20 juin 2002 (consolidé le 31 décembre 2004) concerne les installations de plus de 20 MW. La centrale de 10 MWe a une puissance thermique de

10/0,19=52,6MW ; $\eta_e = 0.19$ (η_e : annexe 2). Cet arrêté nous intéresse donc pour cette seconde installation.

a- Valeurs limites des rejets - cas des centrales à combustion en chaudière :

Pour les installations réglementées par l'arrêté du 25 juillet 1997 (déclarées après le 10 août 1998) avec combustion en chaudière, les limites de rejet en concentration sont exprimées en milligrammes par mètre cube (mg/m^3 dans les conditions normales de température et pression) sur gaz sec, la teneur en oxygène étant ramenée à 11 % en volume pour la biomasse. Pour les installations concernées par l'arrêté du 20 juin 2002, les concentrations en polluants sont rapportées à une teneur en oxygène dans les effluents de 6 % en volume pour la biomasse. Ces limites sont exprimées dans le Tableau 11 pour différents polluants.

	CO mg/m³	NO_x mg/m³ équiv. NO ₂	Poussières mg/m³	COVNM mg/m³ équiv CH ₄	SO_x mg/m³ équiv. SO ₂	HAP mg/m³
Centrale 2 MWe arrêté du 25 juill. 1997	250	500	150	50	200	----
Centrale 10 MWe arrêté du 20 juin 2002	200	400	50	110	200	0,1

Tableau 11 - : polluants réglementés pour les centrales à chaudières utilisant de la biomasse

Dans ce tableau, les concentrations en composés organiques volatils non méthaniques COVNM sont exprimées en équivalent CH₄, de même que les oxydes d'azotes NO_x sont exprimés en équivalents NO₂ et les oxydes de soufre en équivalents SO₂. Dans la suite de ce chapitre les valeurs des tableaux seront exprimées en NO₂ et SO₂ sans que nous puissions faire la spéciation des espèces (fraction NO, NO₂ des NO_x ou SO, SO₂ des SO_x). Ceci n'est cependant pas sans influence sur l'interprétation des résultats.

Les HAP (hydrocarbures aromatiques polycycliques) ne sont pas pris en compte dans la réglementation de la centrale de 2 MWe. Pour que la comparaison soit équitable, nous ne les prendrons pas en compte non plus pour la centrale de 10 MWe.

Remarque : La composition de la biomasse retenue pour notre étude ne présente pas de soufre. On pourrait donc envisager de prendre une émission nulle pour le SO₂, plutôt que la valeur limite proposée par la réglementation. Il est vrai que certains bois peuvent en contenir un peu (voir par exemple la composition donnée par [Werthera] :

C : 50,7 H : 5,9 O : 43.1 N : 0,2 S : 0,04

Nous retiendrons donc les valeurs de SO₂ données par la réglementation, tout en gardant à l'esprit que cette valeur constitue une limite haute. L'impact associé sera donc à considérer entre une valeur nulle et une valeur maximale.

b- Valeurs limites des rejets - cas des moteurs (arrêté du 25 juillet 1997 - installations déclarées après 1998) :

Les valeurs limites doivent être respectées dans les conditions de marche des installations à pleine charge. Elles sont exprimées en mg/m³ dans les conditions normales de température et de pression, sur gaz sec. La teneur en oxygène est ramenée à 5 % en volume pour les moteurs quel que soit le combustible utilisé. Pour notre étude, nous avons considéré le cas d'un moteur fonctionnant à une vitesse de rotation N= 1200 tr/min, au fioul domestique (et non pas fuel lourd ou gaz naturel) ce qui se traduit par des rejets limites spécifiques pour le SO₂, les NO_x et les poussières.

CO mg/m ³	NO _x mg/m ³ équivalent NO ₂	Poussières mg/m ³	COVNM mg /m ³ équivalent CH ₄	SO ₂ mg/m ³
650	1500	100	150	160

Tableau 12 - : polluants réglementés pour les moteurs

Pour les calculs ultérieurs nous prendrons un rendement de 35% pour le moteur Diesel de 2 MWe, ce qui est un minorant pour ces installations de grosse puissance qui atteignent facilement 40%. Le rendement de cogénération sera choisi égal à celui de la centrale bois de même puissance, soit 80%.

2-3-2 Inventaire et bilans énergétique et de CO₂

Pour l'inventaire nous avons besoin de données dans des unités cohérentes, ce qui nécessite quelques calculs de mise en forme avant utilisation.

D'autre part, les bilans d'énergie et d'émission de CO₂ peuvent être calculés à la main. L'énergie primaire constitue un excellent moyen de tester les ordres de grandeurs et de validité de l'inventaire. Nous compléterons ces bilans, par le calcul des émissions de polluants pour la phase de combustion. Puis nous comparerons avec les résultats obtenus par le logiciel. Ceci nous permettra également de bien préciser et comprendre la démarche.

2-3-2-1 Energie produite

Calculons l'énergie produite (électrique et thermique) pendant un an par la centrale. Le calcul est détaillé pour la centrale de 2MWe et les résultats relatifs à la centrale de 10 MWe sont directement présentés dans le Tableau 13.

L'électricité produite est :

$$E = 2 \text{ MJ/s} \times 3\,600 \text{ s/h} \times 8\,000 \text{ h/an} = 57,6 \cdot 10^6 \text{ MJ/an}$$

L'énergie consommé sous forme biomasse est :

$$B = E/\eta = 57,6 \cdot 10^6 / 0,162 = 355 \cdot 10^6 \text{ MJ/an}$$

La puissance thermique de la centrale de 2 MWe disponible pour la cogénération est de 7,8 MW (donnée Enertime) soit par an une énergie thermique :

$$T = (7,8 \text{ MJ/s}) \times (3\,600 \text{ s/h}) \times (8\,000 \text{ h/an}) = 224,64 \cdot 10^6 \text{ MJ}$$

La chaleur disponible est donc par déduction : $C = B - E = 297,4 \cdot 10^6 \text{ MJ/an}$

Comme la chaleur destinée à la cogénération est $T = 224,64 \cdot 10^6 \text{ MJ/an}$, il y a donc une perte :

$$P = C - T = 72,76 \cdot 10^6 \text{ MJ/an}$$

Le rendement de cogénération (énergie utilisée/ énergie dépensée) de la centrale est donc :

$$\eta = (T + E) / B = 80\%$$

On fait le même calcul pour la centrale de 10 MWe, pour laquelle la puissance thermique disponible pour la cogénération est de 17 MW. Ce sont ces valeurs qui sont utilisées dans Simapro. Pour le logiciel, l'énergie produite par an est en effet une donnée d'entrée.

	Centrale ORC 2 MWe	Centrale vapeur 10 MWe
Energie biomasse B en MJ/an	355 .10 ⁶	1 516.10 ⁶
Energie électrique produite E en MJ/an	57,6.10 ⁶	288,0.10 ⁶
Energie thermique pour cogénération T en MJ/an	224,6.10 ⁶	489,6.10 ⁶
Pertes de chaleur P en MJ/an	73.10 ⁶	738.10 ⁶
Rendement de production d'électricité	16,2%	19,0%
Rendement de cogénération	80%	51%

Tableau 13 - Bilan énergétique de la centrale sur 1 an (hors transport et auxiliaires)

Remarque :

Dans les calculs ci-dessus le rendement de cogénération est de 80% pour la centrale ORC de 2 MWe, et de 51% pour la centrale vapeur de 10 MWe. On peut se demander pourquoi une telle hypothèse et pourquoi on n'a pas retenu la même proportion pour les deux cas de figure. La raison en est plus réglementaire que technologique. La réglementation "cogénération" impose que la revente de chaleur soit contractualisée pour bénéficier de l'appellation cogénération. Dans les faits, il est plus difficile de trouver un acheteur de chaleur pour les quantités produites par la centrale de 10 MWe que pour celle de 2 MWe. Enertime précise d'ailleurs : « pour le module ORC (centrale 2MWe) la puissance thermique produite est totalement consommée par le réseau de chaleur. Pour la centrale vapeur, la puissance consommée par le réseau de chaleur est dimensionnée pour atteindre 50% de l'énergie totale du bois. Cette valeur est le rendement critique minimum demandé par la Commission de

régulation de l'Energie pour bénéficier de la réglementation "cogénération"». On verra par la suite quelle est l'incidence sur les résultats.

Les résultats sont rapportés à l'unité fonctionnelle de 1 MJ d'électricité produite en divisant respectivement par $57,6 \cdot 10^6$ pour la centrale de 2 MWe et $288,0 \cdot 10^6$ pour la centrale de 10 MWe (voir Tableau 14).

	Centrale ORC 2 MWe	Centrale vapeur 10 MWe
Energie biomasse	6,13	5,26
B en MJ/MJe		
Energie électrique produite	1	1
E en MJ/ MJe		
Energie thermique pour cogénération	3,9	1,7
T en MJ/MJe		
Pertes de chaleur	1,23	2,56
P en MJ/MJe		
Rendement de production d'électricité	16,2%	19,0%
Rendement de cogénération	80%	51%

Tableau 14 - Bilan énergétique de la centrale en MJ par MJ d'électricité produite (hors transport et auxiliaires)

2-3-2-2 Consommation de biomasse et émissions de CO₂

La consommation annuelle de biomasse humide (déchets de bois) est de 39 250 t pour la centrale de 2MWe, et 168 400 t pour la centrale de 10MWe, pour un fonctionnement de 8 000 h par an (données Enertime).

Les émissions de CO₂ lors de la phase de combustion sont obtenues à partir des équations de combustion. Détaillons le cas du bois sec (donnée Enertime). Sa composition en masse est :

Carbone C = 49,0 %

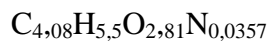
Hydrogène H = 5,5 %

Oxygène O = 45,0 %
Azote N = 0,5%

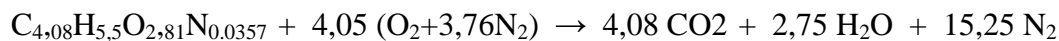
Le raisonnement repose sur 100 g de bois de formule fictive équivalente : $C_wH_xO_yN_z$. En tenant compte des masses molaires de chacun des éléments, le bilan massique donne :

C	$12w = 49$	soit	$w = 4,08$
H	$x = 5,5$		$x = 5,5$
O	$16y = 45$		$y = 2,81$
N	$14z = 0,5$		$z = 0,0357$

La formule équivalente pratique pour écrire l'équation de combustion est donc :



L'équation théorique stœchiométrique de combustion du bois sec s'écrit alors :



Donc la combustion de 100 g de bois sec produit $4,08 \times (12+32) = 179,52$ g de CO_2

Le PCI moyen du bois humide (arrivant dans la chaudière) est de 9 000 kJ/kg (2,5 MWh/t - Donnée Enertime). Or, le PCI du bois varie avec les espèces et avec l'humidité. D'après la Figure 18, on vérifie qu'un bois de PCI égal à 9 000 kJ/kg correspond bien à une humidité autour de 40 ou 50%.

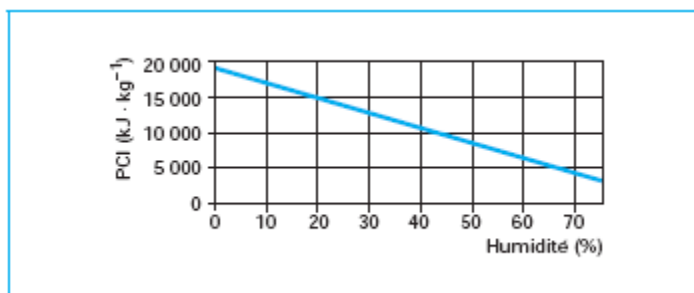


Figure 18 -PCI moyen du bois en fonction de l'humidité [Deglise 2004]

Prenons 45% pour nos calculs. L'énergie consommée par la centrale de 2 MWe est donc (pour 39 250 t/an biomasse humide de PCI = 9 000 MJ/t) égale à : $39 250 \times 9 000 = 353,25 \cdot 10^6$ MJ/an. On retrouve bien la valeur du Tableau 13.

La centrale de 2 MWe consomme 39 250 t de biomasse humide (45%) par an. Donc la masse de bois sec représente $(1 - 0,45) \times 39\,250 = 21\,587,5$ t. D'après l'équation de combustion précédente, l'émission de CO₂ associée est donc égale à :

$21\,587,5 \times 179,52 / 100 = 38\,754$ t de CO₂ d'origine renouvelable.

(C'est-à-dire encore 0,987 t de CO₂ par tonne de biomasse humide)

2-3-2-3 Consommation de bois :

a- Centrale 2 MWe :

Consommation de biomasse : 39 250 t/an

Production d'électricité : $57,6 \cdot 10^6$ MJ électricité par an

Soit $39,25/57,6 = 0,681$ kg/MJ élec

b- Centrale 10 MWe :

Consommation de biomasse : 168 400 t/an

Production d'électricité $10 \text{ MJ/s} \times 3600 \text{ s/h} \times 8000 \text{ h/an} = 288 \cdot 10^6$ MJ par an

Soit $168,4/288 = 0,585$ kg/ MJ élect

Emission de CO₂ en t/MJ élect

$38,754/57,5 = 0,674$ kg/MJ élec pour la centrale de 2 MWe

$166,271/288 = 0,577$ kg/MJ élec pour la centrale de 10 MWe

En résumé, pour les deux centrales, nous obtenons les résultats suivants :

	Consommation de biomasse		Emissions de CO ₂ d'origine renouvelables associées	
	MJ bois/an	kg bois/MJ _{élec}	t /an	kg /MJ élec
Centrale ORC 2 MWe 39 250 t/an de biomasse	$353,25 \cdot 10^6$	0,681	38 754	0,674
Centrale vapeur 10 MWe 168 400 t/an de biomasse	$1\,515,6 \cdot 10^6$	0,585	166 271	0,577

Tableau 15 - : consommations et émissions de CO₂ annuelles associées à la combustion de la biomasse

Remarque sur les émissions de CO₂ d'origine renouvelable [Deglise]

Par son origine végétale, le bois fait partie des énergies renouvelables. Comme les combustibles fossiles sa combustion produit du CO₂, gaz à effet de serre, mais contrairement à ces autres combustibles, il ne contribue pas à l'accroissement du CO₂ puisqu'il en fixe une quantité équivalente lors de sa croissance (voir Figure 19).

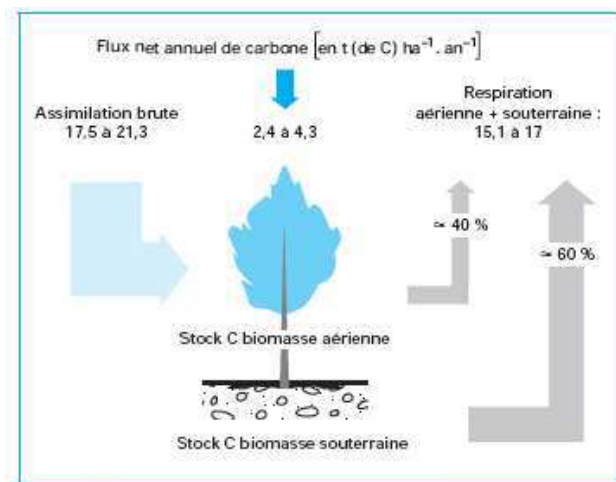


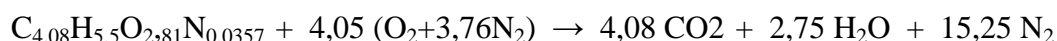
Figure 1 - Le cycle du carbone en forêt tempérée

Figure 19- le cycle du carbone en forêt de zone tempérée [Deglise 2004]

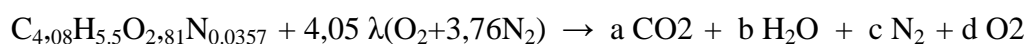
2-3-2-4 Combustion de la biomasse – Autres émissions polluantes

Comme nous travaillons à partir de la réglementation qui donne des concentrations de polluants exprimées par rapport à un volume de fumées sèches à 11% d'oxygène (pour l'unité de 2 MWe), nous avons besoin de déterminer ce volume. Ceci nous permettra de convertir des polluants exprimés en g/m³, en polluant émis par l'installation pendant un an (par exemple) et puis en g/MJ d'électricité produite. La conversion intermédiaire (g/an) sert de donnée d'entrée pour le logiciel. La conversion finale (g/MJ) permet de contrôler la valeur obtenue par le logiciel.

L'équation théorique stœchiométrique de combustion du bois sec s'écrit :



L'équation théorique de combustion du bois sec avec 11% d'oxygène dans les fumées s'écrit (en négligeant les polluants en faible proportion) :



On a :

$$\frac{d}{a + c + d} = 0,11 \quad 11\% \text{ d'oxygène en volume dans les fumées sèches.}$$

(6% d'oxygène pour la centrale de 10 MWe)

Un bilan des espèces permet de déterminer les inconnues :

$$C \quad 4,08 = a$$

$$H \quad 5,5 = 2b$$

$$O \quad 2,81 + (2 \times 4,05 \lambda) = 2a + b + 2d$$

$$N \quad 0,036 + (4,05 \times 2 \times 3,76 \lambda) = 2c$$

Soit encore :

$$C \quad a = 4,08$$

$$H \quad b = 2,75$$

$$O \quad d = 4,05 (\lambda - 1)$$

$$N \quad c = 15,228 \lambda + 0,018$$

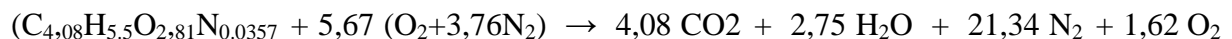
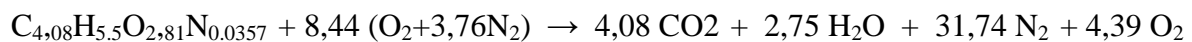
$$\text{Et} \quad \frac{d}{a + c + d} = \frac{4,05(\lambda - 1)}{19,278 \lambda + 0,048} = 0,11$$

Finalement :

$$\lambda = 2,083 \quad d = 4,386 \quad c = 31,738$$

$$(\lambda = 1,400 \quad d = 1,620 \quad c = 21,337 \text{ pour la centrale de 10 MWe})$$

L'équation de combustion du bois sec avec excès d'air s'écrit donc :



pour la centrale de 10 MWe).

Le volume des fumées sèches dans les conditions normales ($p = 1,013 \text{ bar}$ et $T = 273 \text{ K}$), correspondant à la combustion de 100 g de bois sec est donc :

$$V_{fs} = (4,08 + 31,74 + 4,39) \times 22,4 = 900,71$$

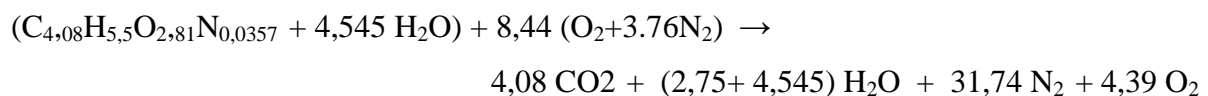
$$(V_{fs} = (4,08 + 21,337 + 1,62) \times 22,4 = 605,6 \text{ l pour la centrale de 10 MWe})$$

Remarque : on brûle du bois humide ($\varphi = 45\%$)

$$\frac{m_{eau}}{m_{bois\ sec} + m_{eau}} = 0,45$$

Pour une masse de bois sec de 100 g on a donc une masse d'eau de 81,81 g. La masse du bois humide est donc de 181,81g.

La masse molaire de H₂O étant de 18g, on a donc $81,81/18 = 4,545$ moles d'eau et donc la formule équivalente du bois humide s'écrit (C_{4,08}H_{5,5}O_{2,81}N_{0,0357} + 4,545 H₂O) ou présentée différemment C_{4,08}H_{14,59}O_{7,36}N_{0,0357}. Cette humidité du bois se retrouve dans les produits de combustion, mais n'a pas d'incidence sur notre calcul puisque celui-ci porte sur les fumées sèches.



Pour la suite du calcul, pour ce volume de fumées sèches, si l'on raisonne sur 181,8 g de bois humide, il faudra prendre le PCI du bois humide égale à 9 000 kJ/kg. Sinon si l'on raisonne sur 100 g de bois sec on prendra PCI = $9\ 000 / (1 - 0,45) = 16\ 364$ kJ/kg.

En résumé :

- La combustion de 1 kg de bois sec de PCI = 16 364 kJ/kg (ou 1,818 kg de bois humide) produit 9 Nm³ de fumées sèches. Ce qui peut aussi s'écrire :
- La combustion de 1kg de bois humide de PCI = 9 000 kJ/kg produit $9/1,818 = 4,95$ Nm³ de fumées sèches ($6,056/1,818 = 3,33$ Nm³ pour la centrale de 10 MWe). Ou dit encore autrement : 1 Nm³ de fumées sèches provient de $1/4,95 = 0,202$ kg de bois humide.

On peut faire ce même raisonnement pour la centrale de 10 MWe pour laquelle la réglementation donne les polluants ramenés à 6% d'oxygène dans les fumées (au lieu de 11% pour le calcul conduit précédemment pour l'installation de 2 MWe). On trouve alors un volume de fumées sèches de 3,33 Nm³ par kg de bois humide.

Ceci nous permet de calculer les émissions de polluants associés au fonctionnement de la centrale pendant une année. Puisque la consommation de bois sur cette période est de 39 250 t pour la centrale de 2MWe, la conversion ce fait de la manière suivante :

$$[\text{polluant (g/an)}] = [\text{polluant (g/m}^3\text{)}] \times 39\ 250 \cdot 10^3 \text{ (kg de bois/an)} \times 4,95 \text{ (m}^3 \text{ fumées/ kg de bois)}$$

On procède de la même façon pour la centrale de 10 MWe en prenant la consommation de bois associée (168 400 t/an) et le volume de fumées approprié (3,33 Nm³/kg de bois humide).

Les résultats sont récapitulés dans le Tableau 16 pour chacun des polluants réglementés. Ces résultats sont les valeurs d'entrée du logiciel :

	CO	NO2	poussières	COV	SO2
Réglementation 2 MW en g/m ³	0,250	0,500	0,150 (2 MWe)	0,050	0,200
Centrale 2 MWe t/an	48,57	97,14	29,14	9,71	38,86
Réglementation 10 MW en g/m ³	0,2	0,4	0,05	0,110	0,2
Centrale 10 MWe t/an	112,15	224,3	28,04	61,68	112,15

Tableau 16 - Emissions de polluants en t/an

On peut aussi convertir les valeurs de polluants exprimées en g/m³ en g/MJ de la façon suivante (pour la centrale de 2 MWe) :

$$\frac{[\text{polluant en g/m}^3] \times 1000 \text{ kJ/MJ} \times 4,95 \text{ m}^3/\text{kg de bois}}{9000 \text{ kJ/kg de bois}} = \frac{[\text{polluant en g/m}^3] \times 1000 \text{ kJ/MJ} \times 9 \text{ m}^3}{16364 \text{ kJ}}$$

$$\text{soit } [\text{polluant en g/m}^3] \times 0,55 \text{ m}^3/\text{MJ bois} = [\text{polluant en g/MJ}]$$

Il s'agit ici de MJ primaires (bois). Pour l'étude les différentes émissions sont rapportées à 1 MJ électrique. Il faut donc tenir compte du rendement de la centrale. La conversion totale est donc :

$$[\text{polluants en g/m}^3] \times \frac{0,55 \text{ m}^3 / \text{MJ bois}}{\eta} = [\text{polluant en g/MJ élect}]$$

Un calcul analogue pour la centrale de 10 MWe donne la relation de conversion suivante :

$$[\text{polluants en g/m}^3] \times \frac{0,37 \text{ m}^3 / \text{MJ bois}}{\eta} = [\text{polluant en g/MJ élect}]$$

Les émissions rapportées à 1 MJ d'énergie électrique produite sont reportées dans le Tableau 17.

	CO g/MJ	NO2 g/MJ	Poussières g/MJ	COV (équival CH4) g/MJ	SO2 g/MJ
Centrale 2 MWe $\eta = 16,2\%$	0,848	1,697	0,509	0,170	0,679
Centrale 10 MWe $\eta = 19,0\%$	0,389	0,779	0,097	0,214	0,389

Tableau 17 - Emissions de polluants pour 1 MJ d'électricité produite

Ces émissions sont relatives à la combustion de la biomasse dans la chaudière. Dans l'ACV, il est nécessaire de prendre en compte les énergies, consommation de matières et énergie consommées par les autres processus. C'est ce à quoi nous nous intéressons dans ce qui suit, en s'intéressant à l'électricité consommée puis au transport du bois.

2-3-2-5 Electricité pour les auxiliaires

Energie primaire consommée pour l'électricité des auxiliaires

De l'électricité est nécessaire pour assurer le fonctionnement des différents auxiliaires (tapis, déferrage, pompes, ventilateurs...). Selon les données Enertime (annexe 2), cette consommation correspond à :

- 15% de la puissance électrique brute pour la centrale de 2 MWe
- 12% pour la centrale de 10 MWe

Pour une année, les consommations d'électricité sont donc :

- centrale de 2 MWe :
 $(2 \times 0,15 \text{ MJ/s}) \times (3\,600 \text{ s/h}) \times (8\,000 \text{ h/an}) = 8,64 \cdot 10^6 \text{ MJ/an}$
- centrale de 10 MWe :
 $(10 \times 0,12 \text{ MJ/s}) \times (3\,600 \text{ s/h}) \times (8\,000 \text{ h/an}) = 34,56 \cdot 10^6 \text{ MJ/an}$

Ces valeurs sont les données d'entrée du logiciel. Le résultat sera ensuite rapporté à 1 MJ d'électricité produite. La base de données permet de calculer les consommations d'intrants et la pollution générée par cette consommation d'électricité. Néanmoins, on effectue le calcul

des consommations d'énergie et émissions de CO₂ correspondant à cette consommation de façon à vérifier les valeurs fournies par le logiciel pour ce polluant.

En première approche pour évaluer les ordres de grandeurs, nous considérons que la production-distribution d'électricité se fait en moyenne avec un rendement de 30% en France quelle que soit la filière (électricité à plus de 80% d'origine nucléaire, filière à faible rendement). De ce fait la consommation d'énergie primaire pour la centrale de 2 MWe est estimée à : $8,64 \cdot 10^6 / 0,30 = 28,8 \cdot 10^6$ MJ/an.

La production électrique de la centrale étant de $57,6 \cdot 10^6$ MJ/an, ceci conduit encore à : $28,8/57,6 = 0,5$ MJ d'énergie primaire/ MJ électrique produit.

On remarque la valeur non négligeable de cette consommation. La centrale consomme, en énergie primaire, la moitié de l'électricité qu'elle produit. Elle est liée à la valeur du rendement de la filière énergétique de production d'électricité. Mais bien sûr si on prend en compte la chaleur de la cogénération cette valeur est beaucoup plus faible (MJ primaire/ (MJ élec + MJ chaleur),

soit $28,8/(57,6 + 224,6) = 0,1$

En cogénération, l'électricité ne représente plus que 10% de l'énergie électrique produite.

Emissions de CO₂ associées à l'électricité des auxiliaires

Concernant le contenu en CO₂ de l'électricité en France, l'[Ademe] propose la valeur moyenne de 55 g CO₂/kWh électrique (soit $55/3,600 = 15,3$ g CO₂/MJ) pour les usages industriels. (S'agit-il de valeur pour l'électricité primaire ou secondaire: c'est peut être de la que vient notre écart de valeur)

Pour la centrale de 2 MWe cela correspond donc à :

$15,3 \cdot 10^{-6} \times 8,64 \cdot 10^6 = 132,19$ t de CO₂/an

La production électrique de la centrale étant de $57,6 \cdot 10^6$ MJ/an, ceci conduit encore à :

$132,19/57,6 = 2,295$ g de CO₂/MJ

Si on considère que les centrales de cogénération ne fonctionnent que l'hiver lors des périodes de chauffage (mise en route des centrales à charbon en complément), la valeur à considérer serait plutôt une valeur saisonnalisée [Ademe], soit : 180 g CO₂/kWh.

Les proportions suivantes des énergies primaires sont utilisées pour la production de l'électricité en France [EDF, en 2009 (fr.edf.com)] :

82,1% Nucléaire

7,1% Hydraulique

3,5% Charbon

3,0% Gaz

1,6% Fioul

2,4% Renouvelables

0,3% Autres

Si maintenant on prend une valeur moyenne résultant de ce mix-énergétique français, on aurait, (en considérant une émission de 330g CO₂/kWh pour le charbon, 190 g/kWh pour le gaz naturel et 275 g/kWh pour le fioul pour les proportions ci-dessus) :

$$(0,035 \times 330) + (0,030 \times 190) + (0,016 \times 275) = 22 \text{ g de CO}_2 \text{ par kWh.}$$

Les résultats seront donc variables selon l'hypothèse choisie. Retenons la première valeur de 55 g de CO₂/kWh qui est une valeur intermédiaire, mais qui peut être contestée.

	Consommation d'énergie		Emissions de CO ₂ associées	
	MJ/an	MJ _{prim} /MJ _{elec produite}	t/an	g/MJ _{elec produite}
Centrale ORC 2 MWe	28,8.10 ⁶	0,5	132	2,295
8,64.10 ⁶ MJ _{elec consommée} /an (15% de Elec centrale)				
57,6.10 ⁶ MJ _{elec produite} /an				
Centrale vapeur 10 MWe	115,2.10 ⁶	0,4	529	1,837
34,56.10 ⁶ MJ _{elec consommée} /an (12% de Elec centrale)				
288.10 ⁶ MJ _{elec produite} /an				

Tableau 18 -consommations et émissions de CO₂ annuelles associées à l'électricité utilisée

2-3-2-6 Transport de la biomasse

Pour le transport les consommations sont exprimées en t.km (tonne de matériel transporté sur la distance de 1km) dans le logiciel SimaPro.

Pour la centrale de 2 MWe (région Auvergne) la valeur d'entrée est donc :

$$39\,250 \text{ t/an} \times 55 \text{ km} = 2\,158\,750 \text{ t.km/an}$$

Et pour les différents scénarios, nous aurons donc les valeurs suivantes :

	Centrale 2 MWe (39 250 t bois/an)		Centrale 10 MWe (168 400 t bois/an)	
	Auvergne	Bretagne	Auvergne	Bretagne
	R = 55 km	R = 76 km	R = 113 km	R = 157 km
t.km / an	2 158 750	2 983 000	19 029 200	26 438 800

Tableau 19 - transport en t.km

Le bois est transporté par camions, par charges de 22 t, depuis le lieu de collecte jusqu'à la centrale. D'après [Jolliet, tableau p189 qui utilise la base de donnée Ecoinvent de SimaPro] une tonne de marchandise transportée par un camion de 40 tonnes sur un kilomètre équivaut à une consommation de 2,81 MJ de carburant et à une émission de 158 g de CO₂ d'origine fossile. Notons qu'un camion de 40 t pleine charge, a une charge transportée de 22 t pour une masse à vide de 18 t. Nous retenons dans un premier temps cette consommation de 2,81 MJ/t/km pour le transport de la biomasse.

Centrale de 2 MW fonctionnant 8 000 h/an :

Sa consommation annuelle est de 39 250 t/an de biomasse (soit $39\,250/8000 = 4,906$ t/h, on vérifie bien la valeur donnée par Enertime). Son transport nécessite donc $39\,250/22 = 1\,785$ camions (on vérifie encore la valeur Enertime). Ce transport se fait dans un rayon maximum de 55 km pour la région Auvergne (donc a priori entre 0 et 55 km, soit 27,5 km en moyenne). Les camions font donc 27,5 km en charge à l'aller et 27,5 km à vide pour le retour. Comme nous ne disposons pas d'informations sur les consommations à vide et en charge, nous prendrons la même valeur.

En se basant sur les chiffres du paragraphe précédent, la consommation de carburant fossile associé à ce transport est donc : $39\,250 \times 55 \times 2,81 = 6,07 \cdot 10^6$ MJ/an d'énergie fossile, et les émissions de CO₂ associées sont donc de $39\,250 \times 55 \times 158 \cdot 10^{-6} = 341$ t/an de CO₂

Comme ces valeurs ne sont pas très parlantes, ramenons la consommation en litres aux 100 km. Le PCI du gazole est de 35,570MJ/l (et 42,600 MJ/kg). La distance parcourue par les camions pendant un an est $55 \times 1785 = 98\,175$ km. La consommation est donc :

$$\frac{6,07 \cdot 10^6 \cdot 100}{98175 \cdot 35,570} = 174 \text{ l}/100 \text{ km}$$

Cette valeur nous semble trop élevée, la consommation d'un camion de 40 t étant plutôt autour de 33 l/100 km en moyenne en France d'après le projet Européen [Odysée]. Une autre source [IFEU], donne pour la consommation d'un camion 40 tonnes :

- 39,2 l/100 km pleine charge (22t transportées)
- 29,3 l/100 km à vide (18 t : masse à vide)

Soit en moyenne 34 l/100 km

On voit donc que les données par défaut de la base de données du logiciel Simapro sont à considérer avec prudence. Nous remplacerons donc la valeur par défaut par la valeur de 33 l/km soit par le calcul inverse une consommation de $1,15 \cdot 10^6$ MJ d'énergie sous forme gazole ou encore :

$1,15 \cdot 10^6 / (39\,250 \times 55) = 0,534$ MJ pour une tonne de marchandise transportée par un camion sur un kilomètre. A cette valeur il faut rajouter le transport et le raffinage du carburant depuis le puits de pétrole jusqu'au camion. D'après l'étude JRC/EUCAR/CONCAWE (mars 2007 - version 2c) citée par [Poitrat], le rendement de la filière gazole en MJ final/MJ fossile consommé est de 0,862. Finalement, la valeur à prendre en compte pour notre étude serait donc : $0,534 / 0,862 = 0,620$ MJ/(t.km), au lieu de 2,81 MJ/(t.km) de la base de données.

Estimons les émissions de CO₂ associées. Pour cela considérons un gazole de formule équivalente C₁₆H₃₄ et de PCI = 42,6 kJ/kg

Une mole de C₁₆H₃₄ pèse 226g et émet lors de sa combustion 704 g de CO₂. On a donc 3,115kg de CO₂ par kg de gazole, donc finalement $3,115 \times 0,620 / 42,6 = 0,045$ kg de CO₂ émis par tonne transportée sur un kilomètre, au lieu de 0,158 kg de la base de données. Ces 45 grammes sont doublés si on tient compte du transport à vide (aller et retour nécessaires des

camions). Avec 90 g/t.km, on est alors très proche de la valeur fournie par l'Ademe qui donne une valeur de 79 g de CO₂ par t.km (transport inter-urbain) [Morcheoine]. Nous retiendrons d'ailleurs cette dernière valeur pour la suite du calcul.

En se basant sur ces valeurs corrigées (0,620 MJ/(t.km) et 79 g de CO₂/(t.km)), la consommation de carburant fossile associée au transport de la biomasse, pour la centrale de 2MW en région Auvergne est donc : $39\,250 \times 55 \times 0,62 = 1,34.10^6$ MJ/an d'énergie fossile, et les émissions de CO₂ associées sont donc de $39\,250 \times 55 \times 79.10^{-6} = 170$ t/an de CO₂

La production d'électricité étant de $57,6.10^6$ MJ/an, ces résultats exprimés pour 1 MJ d'électricité produite deviennent :

$1,34.10^9 / 57,6.10^6 = 23,26$ kJ d'énergie primaire (transport) par MJ d'électricité produite.

$170.10^6 / 57,6.10^6 = 2,951$ g de CO₂ par MJ d'électricité produite.

Les valeurs sont ainsi calculées pour l'ensemble des scénarios de région et centrales et récapitulées dans le Tableau 20

	Consommation d'énergie primaire des camions		Emissions de CO ₂ associées	
	MJ/an	kJ _{prim} /MJ _{elec}	t/an	g/MJ _{elec}
Centrale ORC 2 MWe				
39 250 t/an de biomasse				
57,6.10 ⁶ MJ elec/an				
Auvergne 55 km	1,34.10 ⁶	23,26	170	2,951
Bretagne 113 km	2,47.10 ⁶	42,88	350	6,076
Centrale vapeur 10 MWe				
168 400 t/an de biomasse				
288.10 ⁶ MJ elec/an				
Auvergne 76 km	7,94.10 ⁶	27,57	1 011	3,510
Bretagne 157 km	16,39.10 ⁶	56,91	2 089	7,253

Tableau 20: consommations d'énergie primaire fossile et émissions de CO₂ associées au transport de la biomasse

2-3-2-7 Récapitulatif des consommations d'énergie et des émissions de CO₂

Suite à notre calcul à la main, nous pouvons représenter synthétiquement les résultats pour la centrale de 2 MWe, en région Auvergne (Figure 20). Cette figure permet de visualiser les différentes extractions de matières premières et les émissions de polluants de manière quantifiée.

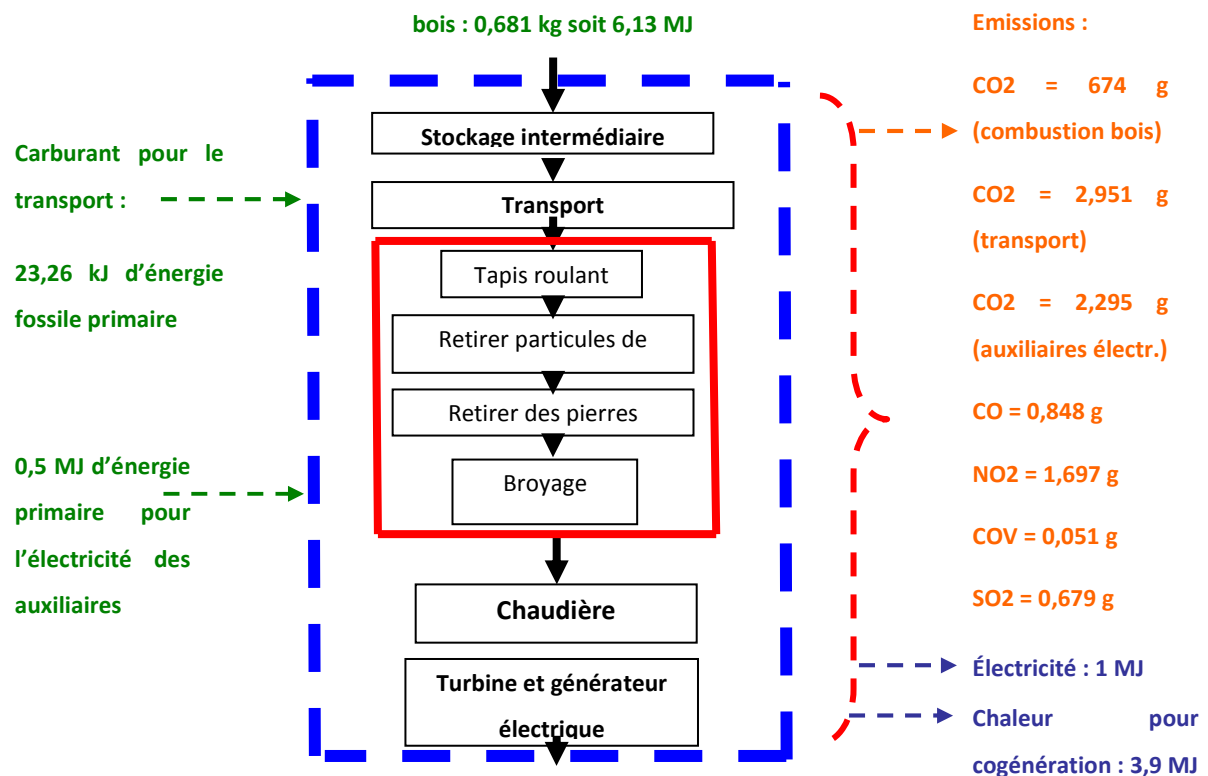


Figure 20 - Bilan des flux de matières -Centrale 2 MWe – région Auvergne

Le calcul du bilan énergétique (énergie primaire consommée) constitue un outil intéressant pour une première identification des phases responsables des émissions ou extractions de ressources. La demande en énergie primaire renouvelable et non renouvelable ainsi que les émissions de CO₂ ont été calculées précédemment. Ceci nous permettra par la suite de valider les résultats obtenus avec SimaPro.

En résumé, nous avons les consommations énergétiques et les émissions de CO₂ suivantes (rapportées à 1 MJ d'électricité produite) pour les centrales de 2 et 10 MWe (Tableau 21 et Tableau 22).

	Bois pour la combustion	Carburant pour le transport du bois	Electricité pour les auxiliaires	Total
Centrale 2 MWe				
Auvergne				
Energie primaire MJ	6,13 (renouvelable)	0,02326	0,5	6,65
Emissions de CO ₂ en g	674 (renouvelable)	2,951	2,295	679,25
Centrale 2 MWe				
Bretagne				
Energie primaire MJ	6,13 (renouvelable)	0,04288	0,5	6,67
Emissions de CO ₂ en g	674 (renouvelable)	6,0764	2,295	682,37

Tableau 21 – bilan énergétique et de CO₂ pour la centrale de 2 MWe

D'après le Tableau 22, la production d'1 MJ électrique nécessite, pour le scénario de base (centrale de 2 MWe- région Auvergne) :

6,13 MJ d'énergie primaire renouvelable (bois)

0,523 MJ d'énergie primaire essentiellement non renouvelable (pétrole, uranium...)

Et émet :

674 g de CO₂ renouvelable (bois)

5,2g de CO₂ non renouvelable

Le rendement de production d'électricité global serait donc : $1/(6,13+0,523)= 15,03\%$ au lieu de 16,2% pour la centrale seule. A cette production d'électricité, se rajoute une production de chaleur de 3,9 MJ pour la cogénération que pour l'instant nous n'avons pas considérée.

	Bois pour la combustion	Carburant pour le transport du bois	Electricité pour les auxiliaires	Total
Centrale 10 MWe				
Auvergne				
Energie primaire MJ	5,26	0,02757	0,4	5,688
Emissions de CO ₂ en g	577	3,5104	1,837	582
Centrale 10 MWe				
Bretagne				
Energie primaire MJ	5,26	0,05691	0,4	5,717
Emissions de CO ₂ en g	577	7,2535	1,837	586

Tableau 22 - bilan énergétique et de CO₂ pour la centrale de 10 MWe

A titre de comparaison 1 MJ d'électricité produite en Europe émet en moyenne 125 g de CO₂ (450 g/kWh) et la valeur pour la France (retenue pour nos calculs) est de 15,3 g CO₂/MJ (55 g/kWh). Les émissions de CO₂ d'origine fossile pour les centrales à bois sont donc très faibles.

On voit sur la ci-après que la consommation d'énergie de la centrale est due à plus de 90% à la phase de combustion. La consommation d'énergie pour le transport du bois et les auxiliaires électriques, aura donc peu d'influence sur notre analyse. Dans tous les cas l'influence du rayon de collecte du bois reste d'une contribution mineure sur la consommation énergétique. Si l'on s'intéresse à la consommation d'énergie fossile uniquement, ce sont les auxiliaires électriques qui sont à 90% environ responsables de la consommation.

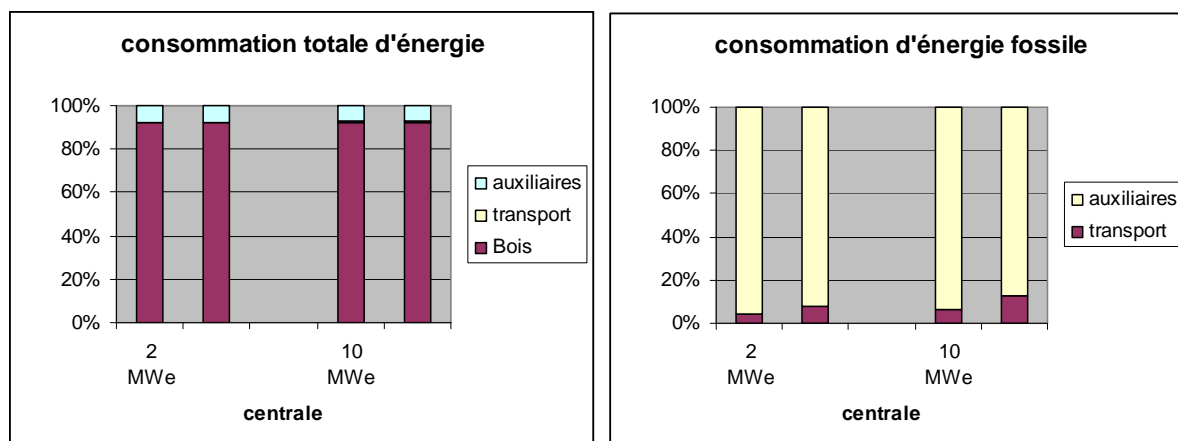


Figure 21 : Consommation d'énergie par les différents postes

a- Influence de la taille de la centrale sur la consommation

La prise en compte du cycle de vie nous amène à réviser le rendement en ne considérant plus seulement l'installation, mais aussi l'énergie dépensée en transport et fonctionnement des auxiliaires. Dans ce cas, le rendement de production d'électricité global de la filière reste en faveur de la centrale de 10 MWe, mais les rendements sont tous diminués:

- 15,0 % pour la filière de la centrale de 2 MWe (contre 16,2 % pour la centrale seule)
- 17,5 % pour la filière de la centrale de 10 MWe (contre 19,0 % pour la centrale seule)

b- Emissions de CO₂

Dans tous les cas, les émissions de CO₂ sont à 99% dues à la combustion du bois. La contribution du transport et des auxiliaires électriques est donc négligeable sur ces émissions.

Si l'on s'intéresse au CO₂ d'origine fossile, il est dû en majeure partie au transport, en proportions variables suivant le scénario considéré (Figure 22). Ceci s'explique par le fait que l'électricité française est à plus de 80% d'origine nucléaire.

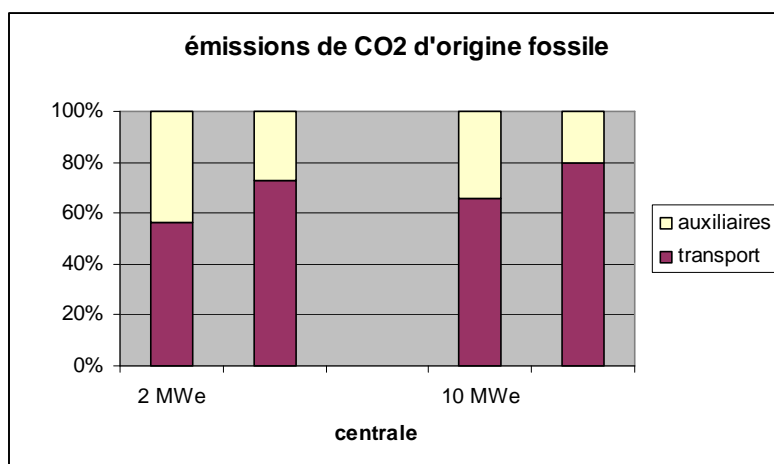


Figure 22 : émissions de CO2 d'origine fossile : contribution du transport et des auxiliaires.

2-3-2-8 Conclusion

En conclusion, on peut d'ores et déjà prévoir que les principaux impacts sur l'environnement seront dus à la phase de combustion. Ils seront de ce fait plus importants, en valeur relative, pour la centrale de 2 MWe du fait de son rendement inférieur, dans le cas où seule la production d'électricité est considérée. Nous verrons que ces rapports s'inverseront lorsque que la chaleur cogénérée sera prise en compte.

2-3-3 Coproduits et allocations

Dans les calculs précédents nous avons considéré la seule production d'électricité et affecté l'ensemble des consommations et des émissions à cette électricité. Or les centrales étudiées fonctionnent en cogénération, c'est-à-dire qu'elles produisent aussi de la chaleur utile pour des applications industrielles ou du chauffage (réseau de chaleur). Il paraît donc logique d'affecter une partie de la consommation et des émissions à cette production de chaleur.

De nombreux processus sont des systèmes à produits multiples. Dans une ACV on ne s'intéresse en général qu'à un seul de ces produits (ici l'énergie électrique). Il est alors nécessaire d'attribuer (on dit aussi allouer ou affecter) certaines charges environnementales et l'utilisation de certaines matières premières entre le produit étudié (ici l'énergie électrique) et les autres coproduits (ici l'énergie chaleur utile). La façon de traiter le problème est variable.

2-3-3-1 Méthodes d'allocations pour les coproduits :

a- Méthode des impacts évités

L'une des méthodes consiste à éviter l'allocation, c'est-à-dire à étendre le système : c'est la méthode des impacts évités.

Par exemple, en plus de l'électricité produite, la chaleur coproduite substitue une énergie chaleur similaire susceptible d'être obtenue par une autre filière. Dans ce cas les extractions et émissions liées à la chaleur substituée sont évitées. On peut donc attribuer à l'électricité un bonus correspondant à cette réduction d'émission. Par exemple, Moras utilise cette méthode sur une centrale de cogénération remplacée par un moteur au gaz naturel pour l'électricité et une chaudière au charbon pour la chaleur (Moras 2008)

b- Méthode dite d'imputation au contenu énergétique

Cette méthode (utilisée notamment pour les agrocarburants), alloue consommations d'énergie et émissions aux coproductions au prorata de leur contenu énergétique. Cette méthode nous paraît bien adaptée à la cogénération, la chaleur valorisée n'étant pas moins utile que l'électricité. C'est donc la méthode que nous retenons pour la suite de l'étude.

Pour la centrale de 2 MWe, on avait 1 MJ d'électricité produite pour 3,9 MJ thermiques valorisés. Si donc notre objet d'étude est toujours l'électricité produite, par la méthode précédente on affectera la consommation primaire et les émissions du coefficient $1/(1+3,9) = 20,41\%$.

Pour la centrale de 10 MWe, ce coefficient sera égale à $1/(1+1,7) = 37,04\%$

Centrale 2 MWe	Total	Centrale 10 MWe	Total
Auvergne		Auvergne	
Energie primaire	1,357	Energie primaire	2,107
MJ		MJ	
Emissions de	138,6	Emissions de	215,5
CO ₂ en g		CO ₂ en g	

Tableau 23– bilan énergétique et de CO₂ avec allocation par la méthode du contenu énergétique (rapportées à 1 MJ électrique)

On voit maintenant qu'avec cette méthode de répartition, l'avantage sera à la centrale de 2 MWe, ce qui est tout à fait logique puisque c'est elle qui présente le meilleur rendement de cogénération (80% contre 51% pour la centrale de 10 MWe). Ces tendances se retrouveront de la même façon pour les différents polluants et impacts environnementaux associés.

2-3-4 Autres émissions

Nous avons vu que les émissions de CO₂ dues au transport étaient négligeables. Comme ces émissions proviennent principalement de la combustion dans les moteurs, les autres émissions associées au transport seront elles aussi négligeables. De ce fait, nous limiterons notre étude aux scénarios suivants (région Auvergne) :

- centrale de 2 MWe de rendement de cogénération de 80%
- centrale de 10 MWe de rendement de cogénération de 51%

auxquels nous rajouterons le scénario d'une centrale par moteur diesel.

Ceci est tout à fait conforme à la méthode de l'analyse du cycle de vie qui repose sur une démarche itérative : le champ de l'étude peut-être modifié en cours d'analyse lorsqu'on dispose de davantage d'informations. On commence par une analyse préliminaire (« screening ») qui permet de déterminer les ordres de grandeur des différentes contributions, puis on effectue une étude plus détaillée des points importants préalablement mis en évidence.

En résumé, les émissions allouées au prorata du contenu énergétique, sont les suivantes pour les différents scénarios (d'après les calculs détaillés précédemment, complétés de ceux concernant le moteur diesel de 2 MWe de rendement 35% et de rendement de cogénération de 80% - ces derniers sont reportés en annexe) :

	CO mg/MJ	NO₂ mg/MJ	Poussières mg/MJ	COV (équiv CH ₄) mg/MJ	SO₂ mg/MJ	CO₂ g/MJ
Centrale 2 MWe Allocation élect = 20,41%	173	346	104	35	138	138,6
Centrale 10 MWe Allocation élect = 37,04%	144	288	36	79	144	215,5
Moteur Diesel 2 MWe Allocation élect = 43,75%	268	619	41	62	66	91,4

Tableau 24-Emissions liées à la combustion de la biomasse et rapportées au MJ d'électricité produite

2-3-5 Bilan global de l'inventaire

Voici récapitulées ici les différentes données d'entrées introduites dans le logiciel SimaPro, ainsi que les données de sortie.

2-3-5-1 Valeurs fournies au logiciel SimaPro

ORC 2 MW (Auvergne) – biomasse			
Entrées à partir de la technosphère (Matériaux/combustibles)	Electricité utilisée en France (F U)	1080 MJ/h	8,64.10 ⁶ MJ/an
	Camion 28 t B250	269,83 t.km/h	2 158 750 t.km/an
Entrées à partir de la nature (des ressources)	Biomasse	4,906 t/h	39 250 t/an
Emissions atmosphériques	dioxyde de carbone, biogénique CO ₂	4 844 kg/h	38 250 t/an
	Monoxyde de carbone CO	6.071 kg/h	48,57 t/an
	oxydes d'azote NO ₂	12.145 kg/h	97,14 t/an
	COVNM, composés organiques volatils non méthaniques	1.214 kg/h	9,71 t/an
	Poussières	3.643 kg/h	29,14 t/an
	dioxyde de soufre SO ₂	4.858 kg/h	38,86 t/an
Electricité produite	Allocation: 20.41%	7200 MJ/h	57,6.10 ⁶ MJ/an
Chaleur produite	Allocation: 79.59%	28080 MJ/h	2,246.10 ¹¹ MJ/an
Emissions évitées	CO ₂ B250	4 844 kg/h	

Tableau 25– données d'entrée du logiciel pour la centrale ORC de 2 MWe

Centrale vapeur 10 MW Auvergne - biomasse			
Entrées à partir de la technosphère (Matériaux/combustibles)	Electricité MV utilisé en FU	4320 MJ/h	34,56.10 ⁶ MJ/an
	Camion 28t B250	2 379 t.km/h	19 022 900 t.km/an
Entrées à partir de la nature (des ressources)	Biomasse	21.05 t/h	168 400 t/an
Les émissions atmosphériques	Dioxyde de carbone, biogénique CO ₂	20784 kg/h	166 271 t/an
	Monoxyde de carbone CO	14,02 kg/h	112,15 t/an
	Oxydes d'azote NO ₂	28,04 kg/h	224,3 t/an
	COVNM, composés organiques volatils non méthaniques	7,71 kg/h	61,68 t/an
	Poussières	3,5 kg/h	28,04 t/an
	Dioxyde de soufre SO ₂	14,02 kg/h	112,15 t/an
Electricité produite	Allocation: 37.04%	36000 MJ/h	2,88.10 ¹¹ MJ/an
Chaleur	Allocation: 62.96%	61200 MJ/h	4,896.10 ¹¹ MJ/an
Emissions évitées	CO ₂ B250	20 784 kg/h	

Tableau 26– données d'entrée du logiciel pour la centrale de 10 MWe

Moteur diesel 2 MW			
Entrées à partir de la technosphère (Matériaux/combustibles)	Diesel	482,9 kg/h	3 863 t/an
Les émissions atmosphériques	Dioxyde de carbone fossile CO ₂	1 504,2 kg/h	12 034 t/an
	Monoxyde de carbone CO	4,413 kg/h	35,3 t/an
	Oxydes d'azote NO ₂	10,18 kg/h	81,44 t/an
	COVNM, composés organiques volatils non méthaniques	1,0185 kg/h	8,148 t/an
	Poussières	0,679 kg/h	5,432 t/an
	Dioxyde de soufre SO ₂	1,0864 kg/h	8,69 t/an
Electricité produite	Allocation: 43.75%	7 200 MJ	5,76.10 ⁷ MJ/an
Chaleur produite	Allocation: 56.25%	28 080 MJ	2,246.10 ⁸ MJ/an

Tableau 27– données d'entrée du logiciel pour le moteur diesel de 2 MWe

2-3-5-2 Résultats fournis par le logiciel SimaPro

Les émissions sont rapportées à 1 MJ d'électricité produite en utilisant la méthode du prorata énergétique. On compare dans le Tableau 28 les valeurs calculées tout au long du chapitre (chiffre du haut) aux valeurs fournies par Simapro (chiffre du bas).

On constate que les résultats obtenus avec le logiciel sont un peu supérieurs à ceux que nous avons calculés. L'analyse des résultats de la centrale Diesel montre que SimaPro rajoute, par rapport à notre calcul, les émissions (NO, SO et CH₄) liées à l'extraction, le raffinage et transport de carburant.

	CO mg/MJ	NO₂ mg/MJ	Poussières mg/MJ	COVNM (équiv CH ₄) mg/MJ	SO₂ mg/MJ	CO₂ g/MJ	CH₄ mg/MJ	
Centrale 2 MWe Allocation élect = 20,41%	173	346	104	35	138	138,6	-	Calcul
	179	367	104	42	138 +7 SO	137 bio + 2 fossile	3,61	SimaPro
Centrale 10 MWe Allocation élect = 37,04%	144	288	36	79	144	215,5	-	Calcul
	165	359	37,6	103	144 + 13,4 SO	214 bio +5 fossile	7,2	SimaPro
Moteur Diesel 2 MWe Allocation élect = 43,75%	268	619	41	62	66	91,4	-	Calcul
	268	619 + 78 NO	41	62	66 + 81 SO	91,4 fossile	130	SimaPro

Tableau 28– résultat des émissions rapportées au MJ d'électricité produite

Pour les centrales à combustible biomasse, les valeurs présentent un écart significatif qui ne peut être attribué au seul transport (qui nous l'avons vu avait une influence négligeable). Il est probable que SimaPro rajoute également des hypothèses sur le cycle de vie de la biomasse (sa production notamment) et les émissions associées. Or nous avons souhaité exclure cette étape de notre analyse en considérant que nous utilisons un déchet qui sans cela était perdu, et non pas une culture de bois dédiée à la production d'énergie. Ceci tient au fait que les combustibles sont prédéfinis dans SimaPro. Pour s'affranchir de ce problème, il faudrait donc reprendre l'étude en définissant nous même le combustible biomasse, de façon à exclure les émissions associées à l'étape de culture.

2-4 Etape 3 – Analyse de l’impact environnemental

L’analyse de l’impact environnemental évalue l’impact sur l’environnement des émissions et extractions inventoriées dans la phase précédente.

Pour cela, la classification détermine quelles émissions contribuent à quels impacts environnementaux (effet de serre, toxicité humaine, écotoxicité, diminution des ressources etc.)

Tout d’abord les émissions sont attribuées à des catégories d’impact intermédiaire. La caractérisation intermédiaire pondère les émissions à l’intérieur de chacune des catégories d’impact.

La caractérisation des dommages regroupe les catégories d’impact dans des catégories de dommage (dommages sur la santé humaine, les écosystèmes, les équilibres climatiques...).

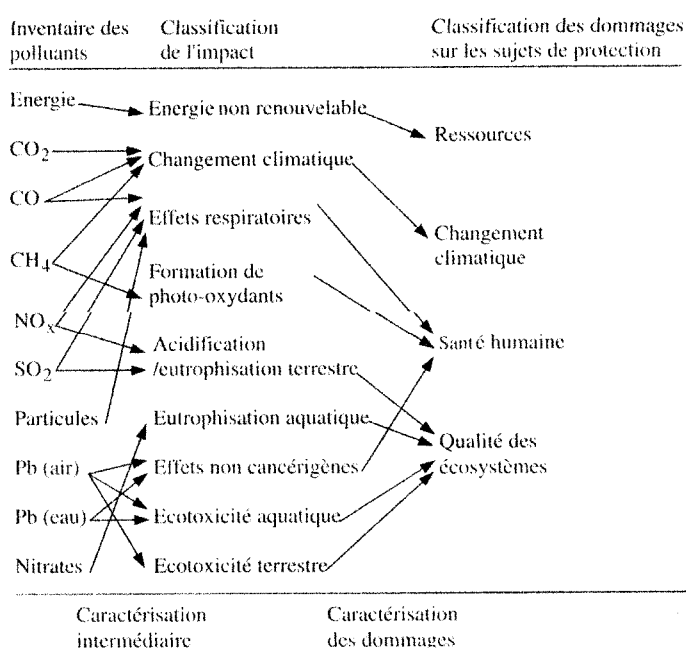


Figure 23- Caractérisations des dommages regroupant les catégories d’impact [Jolliet 2005]

Une étape supplémentaire de normalisation peut être effectuée pour mettre en évidence la contribution du produit étudié à l'effet mondial global dans une catégorie d'impact environnemental donnée. L'analyse de l'impact environnemental peut finalement être complétée par la pondération sociale des impacts ou des dommages qui évalue l'importance relative des classes intermédiaires d'effet ou des différents dommages. La détermination des facteurs de pondération est basée sur un jugement de valeurs sociales, politiques et éthiques. Cette pondération reste un élément débattu de l'ACV. L'analyse des dommages ne fait pas partie de la partie normée de la méthode.

Remarque : certains préfèrent comparer les résultats des différents scénarios sur la base du seul inventaire. Il faut alors être conscient qu'une pondération implicite est généralement effectuée, souvent en attribuant le même poids à chaque polluant. Une analyse de l'impact sur des critères explicites est plus judicieuse, même si l'incertitude est grande.

2-4-1 Méthodes d'analyse de l'impact

La plupart du temps, un scénario est préférable pour un certain nombre de substances mais défavorable pour d'autres. D'où la nécessité à évaluer l'ordre de grandeur des impacts générés par chaque substance. Il convient donc de disposer de méthodes permettant d'agrèger les émissions en fonction de leur potentiel à causer un ou plusieurs impacts environnementaux.

Plusieurs méthodes d'analyse de l'impact sont présentes dans le logiciel Simapro. Nous utilisons la méthode IMPACT 2002+. C'est une méthode d'analyse de l'impact permettant à la fois une évaluation au niveau intermédiaire et au niveau des dommages.

2-4-2 Analyse de l'impact environnemental d'une centrale de cogénération

Pour évaluer les impacts environnementaux de ces centrales on a utilisé la méthode d'analyse IMPACT 2002+ qui regroupe quatre catégories d'impact:

- Effet sur le changement climatique.
- Effet sur la santé humaine, exprimé en années d'incapacité de la vie.

- Effet sur la qualité de l'écosystème, exprimé en pourcentage d'espèces disparues dans un certain secteur. Il se compose de l'écotoxicité, l'acidification, l'eutrophisation, l'utilisation et la transformation de la terre.
- Effet sur l'épuisement des ressources.

Les trois scénarios étudiés sont les suivants :

- centrale ORC 2 MWe (combustible biomasse)
- centrale vapeur 10 MWe (combustible biomasse)
- centrale moteur diesel 2 MWe (combustible diesel).

On compare les différents résultats entre eux.

2-4-2-1 Caractérisation intermédiaire

Au sein de chacune des catégories, le facteur de caractérisation permet de transformer chaque quantité de substance émise en une quantité équivalente d'une substance de référence propre à la catégorie considérée (Tableau 29).

Par exemple concernant la catégorie « changement climatique », le potentiel d'effet de serre de 7 du CH₄, signifie qu'une émission de 1 kg de méthane équivaut à 7 kg de CO₂ (tableau ci-dessous).

Le score pour le changement climatique s'obtient en multipliant chacune des substances de l'inventaire (CO₂, CH₄, N₂O...) par leur potentiel à effet de serre, puis en additionnant ces valeurs.

Nom de la substance	Formule	Equivalence effet de serre [kg _{éq} CO ₂ /unité]
Dioxyde de carbone	CO ₂	1
Monoxyde de carbone	CO	1,57
Méthane	CH ₄	7
Oxyde nitreux	N ₂ O	156
Trichlorofluorométhane (CFC-11)	CFCl ₃	1600
Dichlorodifluorométhane (CFC-12)	CF ₂ Cl ₂	5200
Chlorodifluorométhane (HCFC-22)	CHF ₂ Cl	540
1,1,2-trichloro-1,2,2-trifluoroéthane (CFC-113)	C ₂ F ₃ Cl ₃	2700
Hexafluoroéthane (CFC-116)	C ₂ F ₆	18 000
Pentafluoroéthane (HFC-125)	CHF ₂ CF ₃	1100
1,1,1,2-tetrafluoroéthane (HFC-134a)	CH ₂ FCF ₃	400
1-chloro-1,1-difluoroéthane (HCFC-142b)	CH ₃ CF ₂ Cl	740
1,1-dichloro-1-fluoroéthane (HCFC-141b)	CH ₃ CFCl ₂	220
1,1,1-trifluoroéthane (HFC-143a)	CH ₃ CF ₃	1600
1,1-difluoroéthane (HFC-152a)	CH ₃ CHF ₂	37
Trichlorométhane (chloroforme)	CHCl ₃	9
Dichlorométhane	CH ₂ Cl ₂	3

Tableau 29– facteur de caractérisation du potentiel d’effet de serre « Potentiels d’effet de serre pour un horizon de temps de 500 ans, d’après IPCC⁷ 2001 [Jolliet 2005]

L’utilisation des facteurs de caractérisation intermédiaire est relativement aisée, par contre leur détermination est plus complexe. Par exemple pour la catégorie « toxicité humaine », ils tiennent compte :

- du devenir chimique de la substance,
- de l’exposition humaine,
- du potentiel de risque sur la santé,
- de la gravité des maladies.

Pour la catégorie « changement climatique », le GIEC⁸ (groupe d’experts intergouvernementaux sur l’évolution du climat) propose des facteurs de caractérisation pour plusieurs horizons de temps.

⁷ IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change

Dans Tableau 30, c'est l'horizon 500 ans qui est retenu. Notons que la valeur du potentiel d'effet de serre varie avec l'horizon de temps considéré. Ainsi pour reprendre l'exemple du méthane CH₄, ce coefficient qui est de 7 pour 500 ans, est de 25 pour 100 ans et 72 pour 20 ans.

91011

Catégorie intermédiaire	Substance de référence intermédiaire	Catégorie de dommages	Unité de dommage
Toxicité humaine (cancérogène)	kg chlorure de vinyle éq. dans l'air	Santé humaine	DALYs/unité émise
Toxicité humaine (non cancérogène)	kg chlorure de vinyle éq. dans l'air	Santé humaine	
Effets respiratoires	kg PM _{2,5} éq. dans l'air	Santé humaine	
Destruction de la couche d'ozone	kg CFC-11 éq. dans l'air	Santé humaine	
Radiations ionisantes	Bq Carbone-14 éq. dans l'air	Santé humaine	
Formation de photo-oxydants	kg éthylène éq. dans l'air	Santé humaine	Non disponible
Ecotoxicité aquatique	kg triéthylène glycol éq. dans l'eau	Qualité de l'écosystème	
Ecotoxicité terrestre	kg triéthylène glycol éq. dans l'eau	Qualité de l'écosystème	PDF·m ² ·an/unité émise
Acidification/ Eutrophisation terrestre	kg SO ₂ éq. dans l'air	Qualité de l'écosystème	En développement
Acidification aquatique	kg SO ₂ éq. dans l'air	Qualité de l'écosystème	
Eutrophisation aquatique	kg PO ₄ ³⁻ éq. dans l'eau	Qualité de l'écosystème	En développement
Occupation des sols	m ² terre éq.	Qualité de l'écosystème	PDF·m ² ·an/unité émise
Changement climatique	kg CO ₂ éq. dans l'air	Changement climatique	kg CO ₂ éq. dans l'air
Extraction de minerais	MJ d'énergie supplémentaire ou kg Fe éq. (minéral)	Ressources	MJ/unité émise
Energie non renouvelable	MJ totaux d'énergie non renouvelable ou kg pétrole brut éq.	Ressources	

Tableau 30- Caractérisation intermédiaire « Catégories intermédiaires des références, catégories de dommages et unités de dommages utilisées dans l'IMPACT 2002+ » [Jolliet 2005]

Le schéma suivant représente la caractérisation intermédiaire pour les 3 centrales étudiées.

⁸ GIEC : groupe d'experts intergouvernementaux sur l'évolution du climat

⁹ DALY: Disability Adjusted Life Years.

¹⁰ PDF.m².an : fraction d'espèce disparue sur un m² et pour un an

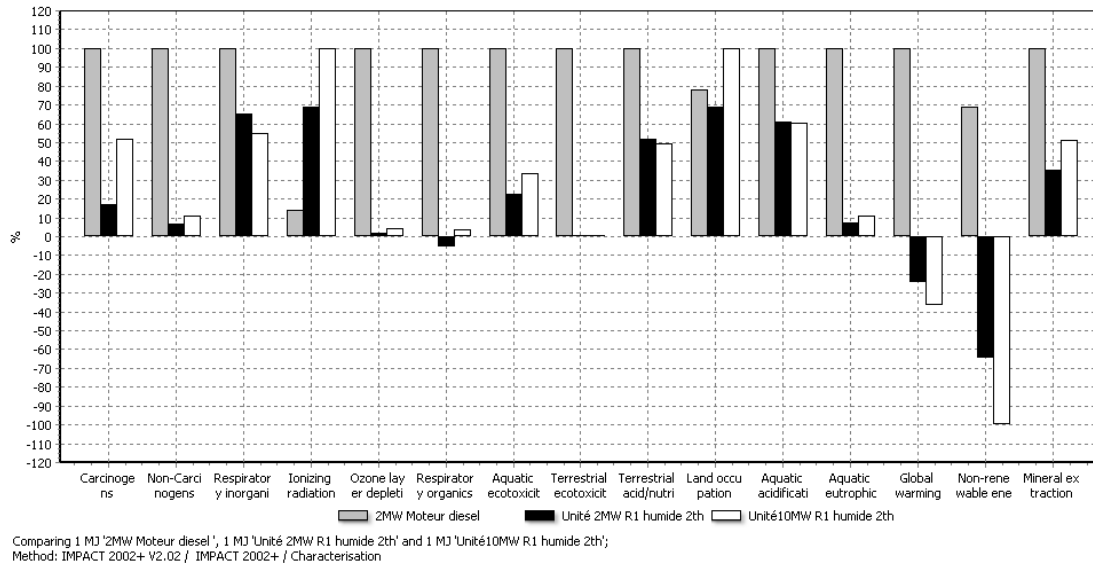


Figure 24- caractérisation intermédiaire comparées des 3 centrales selon la méthode IMPACT 2002+.

Impact pour chaque catégorie intermédiaire. Carcinogens : effets cancérigènes, Non-Carcinogens : effets non cancérigènes, respiratory inorganic : effets respiratoires, Ionizing radiation : radiations ionisantes, Ozone layer depletion : destruction de la couche d'ozone, Aquatic ecotoxicity : écotoxicité aquatique, Terrestrial ecotoxicity : écotoxicité terrestre, Terrestrial acid/nutrient : Acidification et eutrophisation, Land occupation : occupation des sols, Aquatic acidification : acidification aquatique, Aquatic eutrophic : eutrophisation terrestre, Global warming : changement climatique, Non-renewable en : énergie primaire non renouvelable, Mineral extraction : extraction de minerais.

Pour chacune des 3 centrales, la valeur de 100% de l'indice est affectée à la centrale présentant l'impact le plus élevé sur l'environnement. Lorsque les valeurs sont négatives, il s'agit d'un avantage pour l'environnement.

On voit ainsi que la cogénération par moteur diesel présente le plus d'impacts négatifs pour l'environnement, à l'exception des indices :

- radiations ionisantes. Ceci s'explique par le fait que les centrales ORC et vapeur font appel pour le fonctionnement des auxiliaires à de l'électricité française d'origine nucléaire à plus de 80%, ce qui n'est pas le cas du moteur diesel.
- occupation des sols. SimaPro introduit probablement des hypothèses d'occupation du sol pour la culture de la biomasse, ce qui a priori est exclu de notre étude et rejoint la remarque faite au paragraphe (Résultats fournis par le logiciel SimaPro) de l'étape 2.

Les deux centrales "biomasse" sont plus intéressantes pour l'environnement. On voit que toutes deux ont un impact positif sur le réchauffement climatique et l'indice « énergie

primaires non renouvelables » : ceci veut dire qu'elles ne participent pas à l'épuisement des ressources fossiles.

En ce qui concerne l'impact sur le changement climatique, reprenons les émissions de CO₂ et de CH₄ du Tableau 27 de l'inventaire, afin de vérifier cette caractérisation intermédiaire. Supposons un horizon de temps utilisé par SimaPro de 20 ans, la valeur du potentiel d'effet de serre du CH₄ est alors de 72. Nous obtenons donc les résultats suivants :

Tableau 31- Principales émissions de gaz à effet de serre des différentes centrales électriques

	CO₂ g/MJ	CH₄ g/MJ	CH₄ equiv. e serre g éqCO₂	Total g éqCO₂/MJ
Centrale 2 MWe	137 bio	0,0036	0,00361 x 72 = 0,26	137,26
Centrale 10 MWe	214 bio	0,0072	0,52	214,52
Moteur Diesel 2 MWe	91,4 fossile	0,1300	9,36	100,76

Nous voyons, qu'en valeur absolue, sans tenir compte du caractère renouvelable du CO₂ d'origine biomasse, nous devrions avoir une barre environ 2 fois plus importante pour la centrale de 10 MW que pour le moteur diesel. Ceci n'est pas du tout le cas sur la Figure 24. On considérant un autre horizon de temps, le problème reste identique. En envisageant que d'autres gaz à effet de serre interviennent dans le bilan, on n'arrive pas malgré tout à expliquer le résultat obtenu avec la méthode Impact2002+ de SimaPro.

Nous changeons alors de méthode et choisissons Eco-indicateur 99. Les différentes caractérisations intermédiaires et classifications des dommages ne sont pas tout à fait les mêmes, mais le principe reste inchangé. Les résultats sont les suivants (Figure 25) :

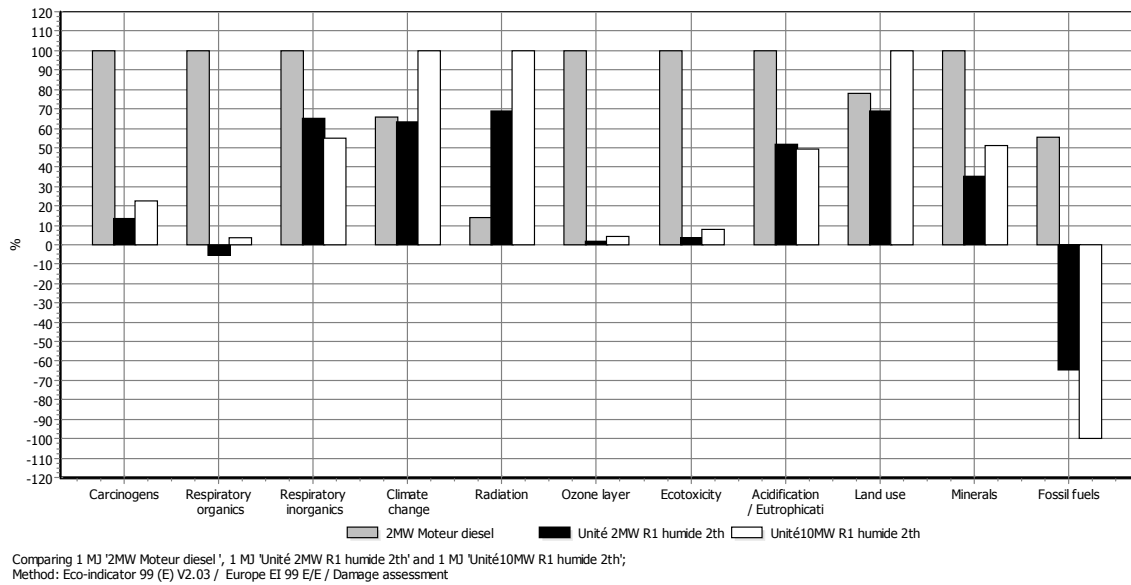


Figure 25- caractérisation intermédiaire comparées des 3 centrales selon la méthode Eco-indicateur 99

Concernant le changement climatique, on voit sur cette nouvelle figure, qu'il n'est pas tenu compte du caractère biogénique du CO₂ des centrales biomasses : l'impact est compté positivement comme pour le moteur diesel. Par contre les proportions sont plus conformes à ce à quoi l'on pouvait s'attendre.

On voit que les résultats sont sensibles à la méthode utilisée. Il est d'ailleurs recommandé d'utiliser en parallèle plusieurs méthodes.

2-4-2-2 Caractérisation de dommages

La méthode IMPACT 2002+ agrège les impacts intermédiaires en 4 catégories d'impacts
Tableau 30, de la façon suivante :

- **Effet sur la santé humaine**, exprimé en années d'incapacité de la vie (ou années de vie perdue), DALY en anglais (disability adjusted life years).

Les impacts sur la santé humaine comprennent les effets cancérogènes et non cancérogènes, les effets respiratoires, les radiations ionisantes et la destruction de la couche d'ozone stratosphérique.

- **Effet sur la qualité de l'écosystème**, exprimé en PDF.m².an = fraction d'espèce disparue sur un m² et pour un an.

Les impacts sur la qualité des écosystèmes, regroupent les effets sur les écosystèmes terrestres (écotoxicité et acidification et eutrophisation aquatique) et l'occupation des sols.

- **Effet sur le changement climatique** (en équivalent CO₂) liés à l'effet de serre. Le changement climatique est considéré comme une catégorie de dommages à part entière avec pour unité le kg de CO₂ équivalent. La concentration de CO₂ dans l'atmosphère augmente en raison des émissions provenant de la combustion des combustibles fossiles, ce qui amplifie l'effet de serre naturel et conduit au changement climatique. Les différentes émissions dans l'air sont exprimées en kilogrammes de CO₂ équivalents (CO₂, CH₄, N₂O).
- **Effet sur l'épuisement des ressources** (en MJ/unité extraite, qui représente l'énergie additionnelle devant être utilisée dans le futur en raison de la baisse des teneurs en minerais dans les mines. Les ressources énergétiques sont exprimées en terme d'énergie primaire non renouvelable dissipée)
L'utilisation des ressources, regroupe les extractions de minerais et les énergies non renouvelables.

Les facteurs de dommages permettant de passer des catégories intermédiaires aux catégories de dommages sont répertoriés dans le tableau suivant :

Catégorie intermédiaire	Facteur de dommage	Unité
Toxicité humaine (cancérogène)	1,45E-6	[DALY/kg chlorure de vinyle]
Toxicité humaine (non cancérogène)	1,45E-6	[DALY/kg chlorure de vinyle]
Formation de photo-oxydants	2,13E-6	[DALY/kg éthylène]
Effets respiratoires	7,00E-4	[DALY/kg PM _{2,5}]
Destruction de la couche d'ozone	1,05E-3	[DALY/kg CFC-11]
Radiations ionisantes	2,10E-10	[DALY/Bq Carbone-14]
Ecotoxicité aquatique	5,02E-5	[PDF·m ² ·an/kg triéthylène glycol]
Ecotoxicité terrestre	7,91E-3	[PDF·m ² ·an/kg triéthylène glycol]
Acidification/Eutrophisation terrestre	1,04	[PDF·m ² ·an/kg SO ₂]
Acidification aquatique	1,00	[kg SO ₂ /kg SO ₂]
Eutrophisation aquatique	1,00	[kg PO ₄ ³⁻ /kg PO ₄ ³⁻]
Occupation des sols	1,09	[PDF·m ² ·an/m ² terre arable organique]
Changement climatique	1,00	[kg CO ₂ /kg CO ₂]
Extraction de minerais	5,10E-2	[MJ/kg Fe]
Energie non renouvelable	4,56E+1	[MJ/kg pétrole brut]

Tableau 32- facteur de dommages [Jolliet 2005]

[Jolliet] explique que « Pour évaluer l'impact global des différents scénarios, il est parfois souhaitable d'agréger les différents scores de dommages en un score unique. Pour cela, il faut pondérer les scores normalisés selon l'importance relative donnée aux impacts européens totaux dans les différentes catégories. Impact2002+ ne donne pas de facteurs de pondération standardisés, laissant à l'utilisateur la possibilité d'entrer ses propres facteurs. En attribuant par défaut un poids de 1 à chaque catégorie, l'utilisateur considère que les impacts totaux de l'Europe en santé, qualité des éco-systèmes, changement climatique et ressources sont équivalents ».

Pour les trois centrales étudiées les résultats, avec un poids de 1 pour chaque catégorie, sont présentés sur la Figure 26.

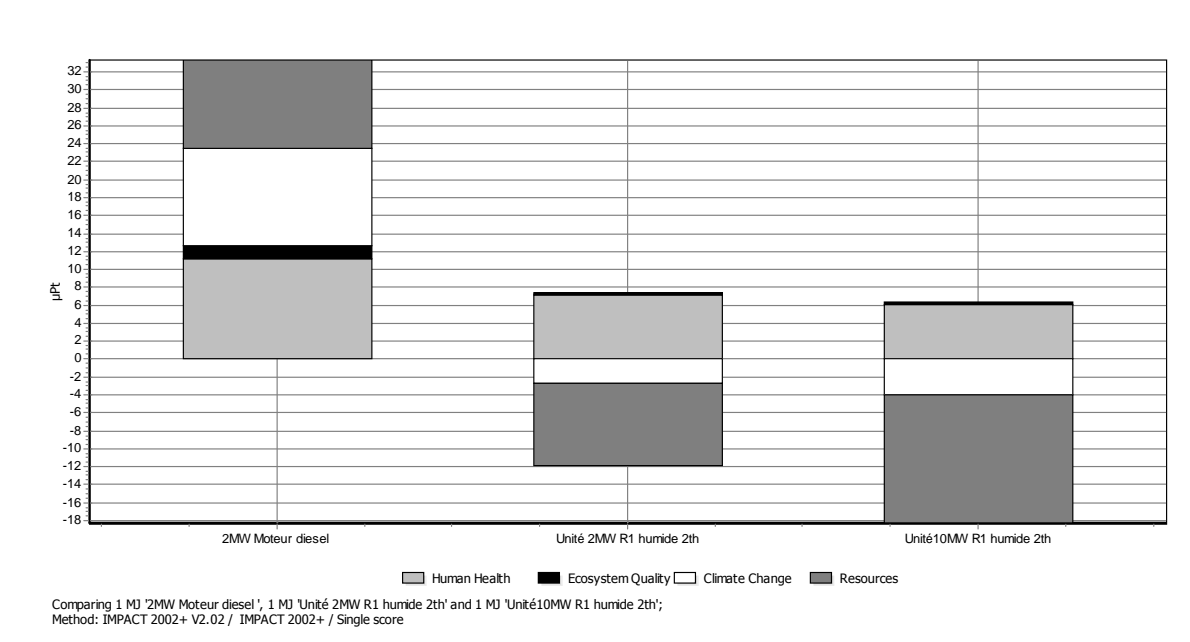


Figure 26- Caractérisation comparée des dommages des 3 centrales selon la méthode IMPACT 2002+.

C'est le moteur diesel qui présente le plus fort impact pour les différentes catégories. La centrale à vapeur de 10 MWe a un léger avantage sur la santé humaine par rapport à la centrale de 2 MWe. Les avantages liés à la non utilisation des ressources fossiles par les centrales "biomasse" semblent en faveur de la centrale de 10 MWe (valeur négative plus grande des zones bleues du graphique). En fait il n'en est rien, c'est pourquoi l'interprétation de ces graphiques est parfois délicate.

Pour expliquer ceci, reprenons les résultats du Tableau 23 de l'étape 2 :

	Centrale 2 MWe	Centrale 10 MWe
Energie primaire MJ	1,36	2,11

Tableau 33- Energie primaire de biomasse consommée pour obtenir 1 MJ d'électricité

La Figure 26 se contente d'indiquer que l'énergie biomasse consommée correspond à une énergie fossile économisée. A même service rendu (1 MJ d'électricité), la centrale de 10 MWe consomme plus d'énergie primaire renouvelable. Pour cette centrale, on économisera donc plus d'énergie fossile en utilisant la biomasse, malgré que cette centrale ait un moins bon rendement que la centrale de 2 MWe. Le signe négatif du score vient de l'énergie utilisée qui est renouvelable. Par contre, le niveau du score est lié à la quantité d'énergie dépensée. Voilà pourquoi ce graphique ne peut être interprété brutalement. A notre avis, pour préciser davantage, l'avantage environnemental sur l'épuisement des ressources est celui résultant du pétrole non consommé par le moteur diesel. Cette conclusion ne peut donc être obtenue que par comparaison avec une centrale conventionnelle, ainsi que nous l'avons fait pour la centrale 2MWe biomasse et diesel.

Nous retrouvons sur la Figure 26 le même problème concernant le critère changement climatique que celui rencontré Figure 25 : il y a un problème avec la méthode Impact2002+ pour ce critère.

Si l'on analyse un peu plus en détail les autres résultats, on remarque en comparant la Figure 26 et Figure 27 que l'impact sur la santé est dû principalement au critère « effets respiratoires » (respiratory inorganics). Il s'agit des effets résultant d'un smog d'hiver causé par les émissions de poussières, d'oxydes de soufre et d'azote.

Rappelons à ce sujet, que le bois ne contient pratiquement pas de soufre et que les émissions en SO₂ sont donc faibles, alors que dans nos calculs nous avons retenu la valeur de la réglementation qui tient compte du fait que d'autres types de biomasses plus soufrées peuvent être utilisées dans ces installations. D'autre part, le bois brûle à des températures trop faibles pour dissocier l'azote de l'air et produire ainsi des oxydes d'azote. On peut donc supposer que les impacts sur la santé de ces installations seront encore plus faibles que ceux annoncés.

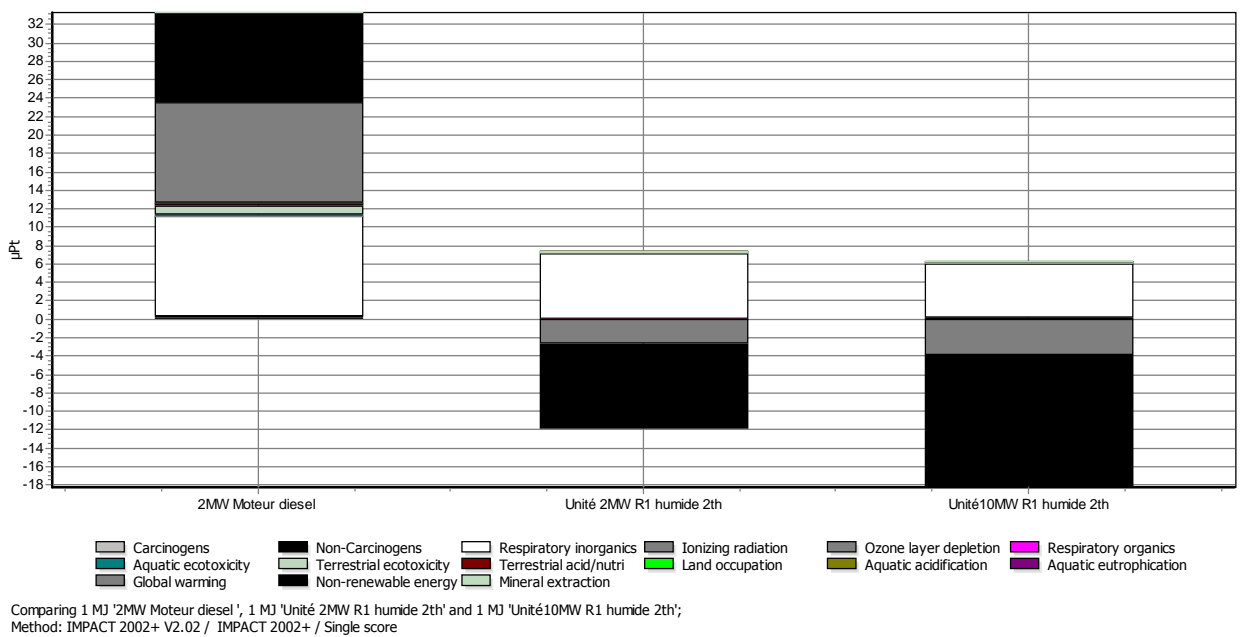


Figure 27– dommages intermédiaires présentés sous forme de score unique pour les 3 centrales

2-5 Etape 4 – Interprétation

L'interprétation permet aussi bien d'interpréter les résultats obtenus dans chacune des phases précédentes que d'évaluer les incertitudes. Les points clés et les options d'amélioration du produit étudié sont identifiés. Des études de propagation des incertitudes et des études de sensibilité sont effectuées pour dégager les paramètres les plus influents. L'incidence des hypothèses effectuées est analysée de manière critique. Cette dernière phase d'interprétation peut être complétée par la mise en relation des aspects environnementaux et des aspects économiques ou sociaux.

Dans les 3 étapes précédentes, nous avons commencé à interpréter les résultats. Il s'agit ici de reprendre et compléter cette interprétation.

Rappelons que dans la première étape - définition des objectifs et des systèmes - nous avons précisé que l'objet de notre étude concernait la production de 1 MJ d'électricité par différentes centrales de cogénération à combustible biomasse notamment.

Dans la deuxième partie – inventaire - nous avons tout d'abord fait le bilan des différentes consommations et émissions des différentes centrales, pour une période de fonctionnement de 1 an. Pour cela nous nous sommes appuyés sur les données de l'entreprise EnerTime, sur la réglementation en vigueur et sur quelques calculs et hypothèses spécifiques.

Nous avons alors ramené ces différents flux à 1 MJ d'électricité produite, sans tenir compte de la chaleur produite. De ce fait, étant donné le meilleur rendement de production d'électricité de la grosse centrale (10 MWe), les consommations et émissions de CO₂ étaient favorables à celle-ci.

Nous avons pu constater à ce stade que les émissions associées au transport du combustible étaient faibles, ce qui nous a permis de réduire le nombre de scénarios en ne gardant pour chaque centrale qu'un seul rayon de collecte du bois.

Pour tenir compte de la coproduction de chaleur par les centrales, nous avons ensuite alloué les consommations et émissions au prorata du contenu énergétique des deux formes d'énergie produites.

Les résultats obtenus, présentés lors de la 3^e étape – analyse de l'impact – et complétés par une comparaison avec une centrale conventionnelle à moteur diesel, sont les suivants :

Les deux centrales à combustible biomasse sont très nettement favorables à l'environnement en comparaison avec le moteur diesel en ce qui concerne :

- l'impact moindre sur la santé,
- impact nul sur la qualité de l'écosystème,
- un impact favorable pour limiter l'effet de serre (CO₂ d'origine renouvelable),
- un impact favorable pour limiter l'épuisement des ressources énergétiques fossiles.

Avec l'allocation au prorata énergétique, comme le rendement de cogénération retenu pour la centrale de 2 MWe (80%) est supérieur à celui de la centrale de 10 MWe (51%), l'énergie primaire renouvelable (bois) utilisée est moindre pour la petite centrale pour le même service rendu.

On voit ainsi l'influence de la méthode d'allocation choisie pour la coproduction. D'autres méthodes auraient pu être étudiées, comme celle des impacts évités, ou une allocation en fonction de la valeur économique différente pour l'électricité et la chaleur (méthode non recommandée), ou encore en fonction du contenu exergétique.

Les résultats seraient encore différents si au lieu de s'intéresser à une unité fonctionnelle de 1 MJ d'électricité produite, on s'était intéressé à 1 MJ de chaleur ou 1 MJ d'énergie indifférenciée (chaleur et électricité). La difficulté principale réside dans cette coproduction de chaleur et d'électricité. Il n'y a donc pas de solution idéale et unique.

La réglementation des émissions étant globalement plus sévère pour la centrale de 10 MWe, ceci se traduit par un léger avantage pour cette centrale en matière d'impact sur la santé, par rapport à la centrale de 2 MWe (Figure 25– étape 3). Un autre calcul a été conduit cette fois-ci en supposant les mêmes valeurs d'émissions réglementaires pour les deux centrales (celles de la centrale de 2 MWe - en g/m^3). Les résultats conduisent à un avantage, de ce point de vue santé, pour la petite centrale du fait de son meilleur rendement de cogénération (Figure 28).

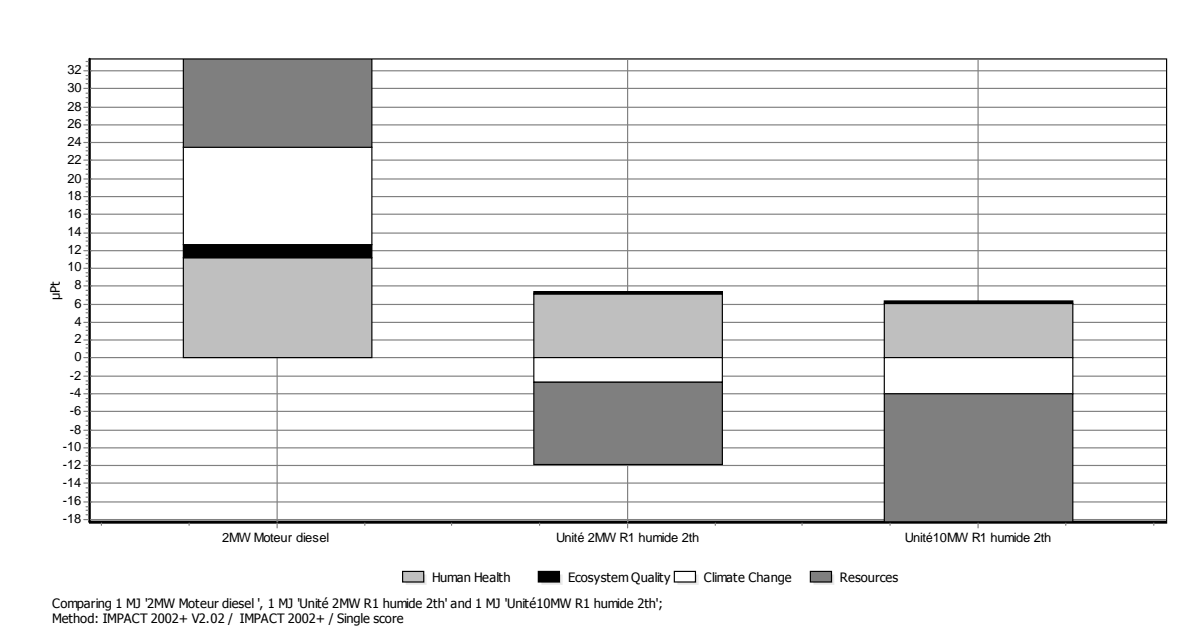


Figure 28 - Caractérisation comparée des dommages des 3 centrales selon la méthode IMPACT 2002+ en prenant les mêmes émissions (g/m^3) pour les deux centrales biomasse.

Cette comparaison permet de se faire une idée de la sensibilité aux données d'entrée. Pour cette étude nous avons essentiellement utilisé des données bibliographiques dans le but de présenter la méthodologie de l'analyse cycle de vie. En particulier, nous avons utilisé les valeurs de la réglementation pour nos différents calculs d'émissions. Cette étude pourrait donc être complétée en prenant en compte des valeurs émises par des centrales existantes, pour préciser notamment l'impact sur la santé (par l'intermédiaire des émissions de soufre et des oxydes d'azotes peut-être surévaluées par les valeurs de la réglementation). Comme précisé dans l'étape 3, le bois contient peu de soufre, les valeurs de la réglementation peuvent donc être un peu élevées par rapport à la réalité. Il en va de même pour les oxydes d'azote puisque le bois brûle avec des températures peu élevées, or la production d'oxydes d'azotes est exponentielle avec la température au-delà de 1 200°C et quasi inexistante en deçà. D'autre part la production de HAP (hydrocarbures aromatiques polycycliques) lors de la combustion devrait aussi être prise en compte dans une analyse ultérieure plus détaillée. Ceci est confirmé par une étude de l'Ademe [Ademe 2009] qui présente les émissions de la filière bois-énergie au niveau national, comparées avec celles des autres filières : les émissions de SO₂ et de NO_x y sont très faibles (2%), ce qui n'est pas le cas pour les HAP (77%) par exemple.

Enfin nous avons mis en évidence les difficultés liées à l'utilisation d'un logiciel qui ne peut s'utiliser comme une boîte noire. Les données de la base de données concernant l'électricité française étaient fausses, de même que certains coefficients pour le calcul des émissions associées au transport. Ceci n'a pas eu d'impact étant donné le faible poids de ces deux postes dans cette étude, mais démontre l'intérêt de contrôler avec soin les valeurs utilisées par défaut. De la même façon, il aurait été préférable de définir le combustible biomasse nous même. L'utilisation de celui fourni par la base de données introduit par la même occasion les émissions et extractions associées à la production de cette biomasse alors que nous avons souhaité exclure cette étape de notre étude, le bois utilisé étant un déchet.

Nous avons vu que les résultats obtenus pouvaient varier avec la méthode considérée. Notamment la méthode Impact2002+ semble inappropriée pour le critère changement climatique. Il est alors recommandé d'utiliser plusieurs méthodes pour faire ressortir les problèmes éventuels liés à une méthode.

Une autre difficulté réside ensuite dans l'interprétation des graphiques, notamment en ce qui concerne l'épuisement des ressources fossiles. Cette caractérisation est à interpréter avec

prudence et, à notre avis, doit se faire par comparaison avec une centrale conventionnelle. Nous avons observé que l'utilisation de la biomasse dans les centrales évite le recours à des énergies fossiles d'une part, et évite les émissions de CO₂ fossiles d'autre part. Cela se traduit par un effet bénéfique sur l'environnement. Cet effet bénéfique est d'autant plus grand que le rendement des centrales est mauvais. Il est vrai qu'on remplace d'autant plus de ressources fossiles que le rendement est mauvais. Cela permet de souligner que les indicateurs énergétiques de l'analyse en cycle de vie s'intéressent plus à la qualité de l'énergie utilisée (renouvelable ou non) qu'à la performance des installations.

2-6 Conclusion

Cette étude de cas simple a permis de bien mettre en lumière les différentes étapes et les difficultés d'une analyse de cycle de vie. La qualité des données est apparue comme une nécessité incontournable afin de garantir la valeur de cette analyse. L'utilisation d'un logiciel et d'une base de données permet de prendre en compte un grand nombre de données et de simplifier les calculs, mais on voit les dangers qu'il y aurait à les utiliser comme une boîte noire. On a vu notamment les erreurs attachées à l'origine de l'électricité de la base de données utilisée et les erreurs possibles liées à la méthode utilisée. Il est recommandé d'utiliser plusieurs méthodes en comparaison.

Pour la réalisation de toute ACV, il est important de suivre des pratiques efficaces qui permettent de gagner du temps et de fiabiliser les calculs et les conclusions. Ces pratiques s'appliquent à l'ensemble des étapes du travail :

- préciser le mieux possible les objectifs de l'étude (et donc les besoins) afin d'obtenir un champ le plus concis possible,
- établir des critères de négligeabilité les plus forts possibles au regard des objectifs pour limiter la collecte de données,
- valider les données collectées au moyen de l'ensemble des informations disponibles, valider la saisie, valider la construction des systèmes, valider les paramètres,
- réutiliser les travaux déjà réalisés pour limiter le travail : établir un plan de travail à long terme, constituer des bases de données modulaires centralisées, réaliser les mises à jour des données,
- utiliser un logiciel adapté pour gérer les bases de données, construire les systèmes et réaliser les calculs,
- réaliser une interprétation par étapes, en validant les conclusions une à une au moyen des outils disponibles,
- réaliser un rapport complet, intégrant l'ensemble des hypothèses, des choix et des données, afin qu'il puisse être lui aussi réutilisé plus tard.

L'ACV est avant tout un outil d'aide à la décision qui permet de définir des priorités d'action, en mettant en évidence les points à améliorer en priorité. Cette comptabilité écologique

implique un certain nombre d'hypothèses et il convient de rester critique vis à vis des résultats obtenus. La principale limite d'une ACV est que l'on peut avoir une influence sur le résultat selon les hypothèses de départ et les choix effectués tout au long de l'étude (méthode d'allocation par exemple). C'est pour cette raison que tous les choix doivent être écrits et justifiés.

Dans l'étude comparative conduite ici, avec les hypothèses retenues (notamment polluants retenus et allocation au prorata énergétique), l'avantage environnemental des centrales de cogénération à combustible biomasse comparées à une centrale conventionnelle (moteur diesel) est mis en évidence :

- impact sur la santé moindre,
- non utilisation de ressources énergétiques fossiles épuisables,
- limitation de la contribution à l'effet de serre, le CO₂ émis étant réabsorbé lors de la croissance de la plante.

De plus, pour un même service rendu (1 MJ d'électricité), la centrale de 2 MWe consomme moins de biomasse que la centrale de 10 MWe.

Notons toutefois qu'en ce qui concerne les impacts sur la santé, une étude incluant les HAP serait nécessaire avant de conclure.

En conclusion, le bois est une source d'énergie renouvelable particulièrement utile pour réduire le recours aux énergies fossiles et diminuer les émissions de gaz à effet de serre. D'autre part le bois est une énergie économiquement viable dans la plupart des cas et dont le coût n'est pas soumis aux fluctuations boursières ou aux échanges internationaux, contribuant ainsi à l'indépendance énergétique des pays utilisateurs.

Chapitre III Analyse des émissions polluantes associées à la production de biogaz-biocarburant

3- Chapitre III Analyse des émissions polluantes associées à la production de biogaz-biocarburant

3-1 Introduction

L'augmentation continue du prix du pétrole ainsi que la réduction des ressources fossiles disponibles ont encouragé le développement de la filière "biocarburants" au cours de ces dernières décades. Les biocarburants, ou encore agro-carburants, sont des carburants liquides ou gazeux dérivés de la biomasse et utilisés pour le transport. Ils ont l'avantage d'être renouvelables tout en présentant des propriétés physicochimiques approchant celles des carburants dérivés du pétrole. Ils peuvent donc être relativement facilement utilisés dans les moteurs thermiques existants. Le biogaz produit par la méthanisation de déchets organiques est un exemple de biocarburant. Il peut en effet être utilisé dans des moteurs de véhicules "essence" en substitution totale ou dans des moteurs diesel, dit alors "dual fuel", en substitution partielle au diesel. Dans ce chapitre, on analyse l'intérêt environnemental d'une filière de production de biocarburant "biogaz": l'objectif ici est de déterminer l'impact environnemental lié à l'utilisation de ce carburant alternatif au diesel par rapport à d'autres biocarburants.

La méthanisation de déchets est l'une des pistes pour augmenter notre production d'énergie à partir des ressources renouvelables. Le potentiel énergétique associé aux déchets organiques est estimé à environ 10% de la consommation française de gaz naturel. Cependant, une partie de ce potentiel (environ 1,2 MTEP) repose sur l'exploitation de déchets d'origine agricole très disséminés géographiquement.

Aussi la filière biogaz "biocarburant" ne peut être envisagée comme une filière de production à grande échelle pour tout le secteur des transports. Ce potentiel reste cependant très intéressant en regard des besoins de l'un de ses sous-secteurs, à savoir les engins agricoles (2,1 MTEP). La proximité géographique et la proportionnalité entre la production et le besoin

nous amène donc à envisager l'utilisation du biocarburant biogaz pour les engins agricoles. Ces derniers étant majoritairement équipés de moteurs diesel, nous avons donc limité l'analyse à comparative de différentes filières "diesel".

L'analyse en cycle de vie de la production de biogaz par méthanisation a déjà fait l'objet de nombreuses études. Parmi elles, on trouve notamment les travaux de (Chevalier 2005) (Wenish S. and Monier 2007): ils présentent des A.C.V de différents mode de valorisation de la production de biogaz. Leurs résultats montrent que l'utilisation du biogaz en tant que carburant en substitution du diesel est intéressante des points de vue des émissions de gaz à effets de serre, de l'acidification de l'atmosphère, de l'eutrophisation et de l'énergie.

(Borjesson and Berglund 2006) ont également proposé une analyse des impacts environnementaux de différents systèmes de production de biogaz. Leurs inventaires donnent une idée de la variabilité des émissions polluantes en fonction des procédés de production de biogaz. Leurs travaux montrent aussi la sensibilité du potentiel de réchauffement climatique aux fuites de méthane au cours de la production. Ses travaux sont étendus à une analyse énergétique des systèmes de production dans (Berglund and Borjesson 2006) mais l'accent porte plus sur la mise en parallèle de plusieurs systèmes de production que sur une analyse du biogaz en tant que carburant. Si les émissions se produisent essentiellement pendant la phase de production, le choix de valorisation finale du biogaz est particulièrement important, en particulier lorsque le gaz doit être épuré, comme c'est le cas pour l'application au secteur des transports.

Du point de vue énergétique, ils mettent également en évidence l'importance de la consommation d'énergie au cours la production de biogaz. En France, (Ooms M. 2007) propose également une analyse en cycle de vie d'une station de traitement de déchets des ordures ménagères pour plusieurs filières possibles de valorisation du biogaz. Les résultats montrent aussi l'intérêt de la filière "biogaz carburant" comparée à d'autres modes de valorisation.

(Moras 2008) a proposé une évaluation environnementale du biogaz pour produire de l'électricité et de la cogénération. Il intègre les bénéfices environnementaux de la bonne gestion de déchets dans son approche. Ce faisant, il aborde en fait un élément important qui

est que la production de biogaz n'est pas seulement un moyen de produire de l'énergie: c'est, et peut être avant tout, un moyen, lorsqu'il s'agit de déchets agricoles, un moyen de réduire les émissions de GES du secteur agricole. L'ensemble de ces travaux, qui se rapportent tous à des analyses de sites de production, conduisent à juger le biogaz comme apportant un bénéfice environnemental par rapport à d'autres énergies fossiles. Cependant, les approches proposées visent plus à comparer des valorisations possibles du biogaz sur des exemples, qu'à examiner son intérêt en tant que biocarburant.

L'objet de ce chapitre est de présenter l'intérêt environnemental du "biogaz carburant" produit par des stations rurales de méthanisation pour des engins agricoles. Ici, cet intérêt est envisagé par comparaison à d'autres filières de biocarburant. Cette analyse comparative de filière s'inscrit dans un cadre méthodologiquement contraint par la méthode ACV (NF-EN-ISO-14044 2006) ainsi que par des préconisations plus spécifiques à l'analyse de carburants (POITRAT 2008; Directive2009/28/CE 2009).

Nous précisons tout au long du chapitre les implications de ces textes sur les hypothèses retenues dans notre cas d'étude. La première étape de l'ACV est la réalisation de l'inventaire des émissions polluantes d'une station type de méthanisation. Auparavant, dans une première partie de ce chapitre, nous présenterons quelques éléments techniques relatifs à la méthanisation et l'utilisation du gaz dans des moteurs diesel. Ceci nous permettra de bien cerner les enjeux de la production de biogaz agricole et de son utilisation dans des engins mobiles. Ensuite, nous procéderons à la définition précise de notre ACV et à la réalisation de l'inventaire associée.

La troisième partie de ce chapitre est consacrée à l'analyse des résultats: dans une première section on examine les éléments les plus importants sur le plan environnemental par l'analyse de quelques scénarios de production. Les résultats reposent sur une méthode ACV globale (Ecoindicator) qui, bien que peu rigoureuse scientifiquement, permet d'accéder à une vision synthétique des inconvénients et avantages du biogaz biocarburant. C'est dans un second volet que nous abordons proprement dit la comparaison entre les différents carburants. L'analyse, effectuée sur la base de la méthode ACV CML, porte sur les principaux problèmes environnementaux engendrés par les biocarburants: les indicateurs environnementaux retenus sont ceux sélectionnés par l'Ademe (Ademe 2010). En sus de la comparaison, on discute

également du choix des méthodes ACV. Enfin, dans une troisième section, on aborde plus en détail le volet énergétique. On montre comment se positionnent les indicateurs ACV relatifs à l'énergie par rapport à l'analyse énergétique classique d'une filière de production de d'énergie. On montre en quoi les choix des unités fonctionnelles de l'ACV distordent l'analyse énergétique. On met ainsi en évidence l'importance d'un indicateur spécifique à l'énergie ou à l'exergie dans les analyses en cycle de vie de filière de production d'énergie.

3-2 Principe et fonctionnement de la méthanisation de déchets

La méthanisation est un procédé naturel produisant du biogaz contenant du méthane (CH_4) par fermentation des déchets organiques. Actuellement, la France produit 868 millions de tonnes de déchets par an (MATHERY 2009) dont 43% proviennent des secteurs de l'agriculture et de la sylviculture (voir Figure 29).

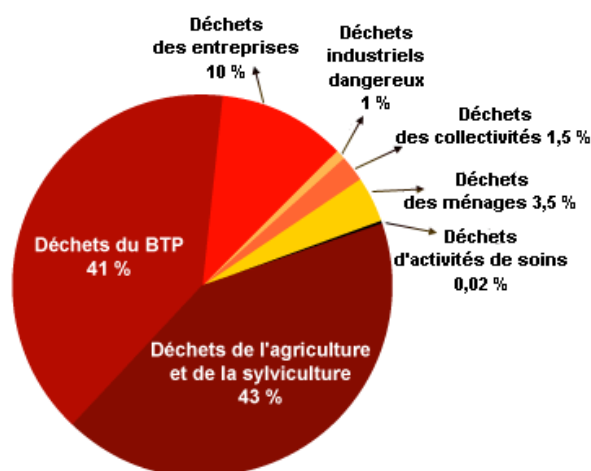


Figure 29 - Répartition en pourcentage des déchets en France (Source ADEME)

Actuellement, en France, la méthanisation est faite presque exclusivement à partir des boues des stations d'épuration (STEP) ou des déchets ménagers. La production énergétique annuelle totale est de 380 000 tep (Source: Agence Locale de l'Énergie des Ardennes) contre un potentiel de 3,2 Mtep, soit 20% du potentiel européen de production de biogaz.

La méthanisation agricole est actuellement présente sur le territoire français avec seulement 13 installations qui produisent un équivalent d'environ 2 000 tep alors que le potentiel de production de méthane agricole pourrait atteindre 1Mtep (Source: ADEME/SOLAGRO 2000). Actuellement, presque toutes les stations de méthanisation fonctionnant en France valorisent le biogaz pour la production d'électricité à travers des systèmes de cogénération. La valorisation de la chaleur reste souvent un enjeu de ce système de production.

Les déchets dérivant des exploitations agricoles (environ 350 Mt/an) restent encore presque complètement inexploitées (RECORD 2003) bien que de nombreux projets aient été déposés l'année dernière pour développer la méthanisation agricole. Les déchets agricoles représentent pourtant un potentiel énergétique renouvelable important. La part méthanisable de ces déchets représenterait un potentiel de l'ordre de 1,1 MTEP pour la France. Les besoins énergétiques des équipements mobiles agricoles représentent 2 Mtep, dont le biogaz pourrait couvrir une part importante.

La voie de la méthanisation pour la valorisation des déchets agricoles et des déjections animales pourrait permettre une réduction des charges financières qui pèsent sur les agriculteurs tout en leur permettant d'atteindre une autonomie énergétique respectueuse de l'environnement. Nous allons avoir pour cela comment fonctionne une unité de méthanisation avant de procéder à l'inventaire des émissions polluantes qui découlent de ce procédé.

3-2-1 La Méthanisation

3-2-1-1 Intérêt de la méthanisation

La méthanisation est un procédé naturel de dégradation de la matière organique en absence d'oxygène (anaérobie). Elle est effectuée par des micro-organismes appartenant à différentes populations microbiennes en interaction qui, ensemble, constituent en réseau trophique.

Le processus de méthanisation se déroule en trois étapes principales:

- l'hydrolyse et l'acidogénèse
- l'acétogénèse
- la méthanogénèse

On montre Figure 30 les schémas de digestion aérobie (en présence d'oxygène) et anaérobie pour comparaison (Dabert, Peu et al. 2008).

Dans la première étape du processus, la matière organique complexe est tout d'abord hydrolysée en molécules simples. Cette décomposition est réalisée par des enzymes exocellulaires. Les substrats ainsi obtenus sont ensuite utilisés lors de l'étape d'acidogénèse par les espèces microbiennes dites acidogènes, qui vont produire des alcools et des acides organiques, ainsi que de l'hydrogène et du dioxyde de carbone. Relevons ici que la production de méthane est antagoniste avec la production d'hydrogène.

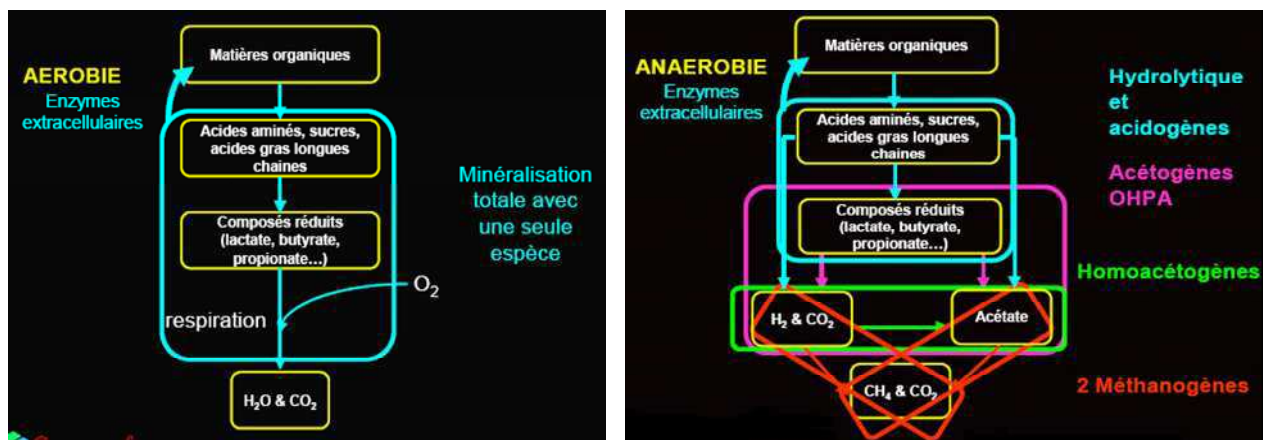


Figure 30 - Digestion aérobie et anaérobie de déchets agricoles

La seconde étape du processus de méthanisation est l'acétogénèse. Elle permet la transformation des divers composés issus de la phase précédente en précurseurs directs du méthane : l'acétate, le dioxyde de carbone et l'hydrogène. On distingue deux groupes de bactéries acétogènes :

Les *bactéries productrices obligées d'hydrogène*, anaérobies strictes, également appelées OHPA ("Obligate Hydrogen Producing Acetogens ")

Les *bactéries acétogènes non syntrophes* dont le métabolisme est majoritairement orienté vers la production d'acétate.

La méthanogénèse est ensuite assurée par des micro-organismes anaérobies stricts qui appartiennent à la famille des Archaea. Cette dernière étape aboutit à la production de méthane, elle est réalisée par deux voies possibles : l'une à partir de l'hydrogène et du dioxyde de carbone par les espèces dites hydrogénotrophes, et l'autre à partir de l'acétate par les

espèces acétotrophes. Les réactions de base du procédé de méthanogenèse sont, pour simplifier, les suivantes:



La méthanisation semble être une méthode de production d'énergie renouvelable à bas impact environnemental : dans la littérature, il est souvent rapporté que l'utilisation de biogaz de méthanisation permet une valorisation du méthane au lieu de son relargage direct dans l'atmosphère. Si les déjections animales et les déchets agricoles sont directement épandus au sol, ils ne produisent presque pas de méthane. Ils sont en effet métabolisés principalement par voie aérobie.

La production du méthane est essentiellement causée par des déjections animales et des déchets. Or ces déchets constituent un apport organique très intéressant pour les sols et peu coûteux. Mais les contraintes culturales associées à la maîtrise des intrants organiques font que ce stockage est rendu nécessaire. La récupération du méthane produit au cours de ce stockage présente de ce fait un intérêt sur le plan environnemental comme sur le plan énergétique. La méthanisation est considérée, dans le monde agricole, plus comme une pratique écologique associée à la fertilisation que comme un mode de production énergétique à proprement parler.

3-2-1-2 Substrat utilisé

Le rendement énergétique et l'impact environnemental de la phase de production dépendent de façon très importante de la nature du substrat utilisé. Notre étude se limite à la production de biogaz à partir de bio-déchets agricoles et de déjections animales. La composition chimique, et par conséquent la productivité maximale de méthane et de coproduits associés, est variée et difficile à définir. La composition des déjections est par exemple fortement dépendante du type d'animaux et de leur alimentation.

La grande variété des cultures présentes en France ne permet pas une définition univoque de la composition des déchets agricoles. On évalue une composition moyenne du substrat utilisable et, par conséquent, de son potentiel méthanogène, en considérant :

- la répartition en pourcentage des différentes cultures présentes sur le territoire français

- les déchets associés à ces cultures
- la répartition en pourcentage des différents types d'animaux élevés en France

D'après (Martinez 1995), la capacité de production de méthane des déchets organiques est calculée en introduisant trois paramètres qui prennent en compte les caractéristiques de l'effluent. La production effective de méthane, par kg de MO (Matière Organique) contenue dans les déchets, peut s'exprimer de la façon suivante:

$$P_{eff} = B_0 \cdot FCM \cdot FAC$$

Pour caractériser un effluent (matière première à méthaniser) il faut donc deux paramètres: le contenu en MO par kg d'effluent et son potentiel maximum de production (B_0). On reporte dans le Tableau 34 les caractéristiques des effluents qui composent le substrat moyen utilisé pour la méthanisation:

	Teneur en MS	Teneur en MO	Litres de CH ₄ / kg MO		Teneur en MS	Teneur en MO	Litres de CH ₄ / kg MO
Déchets végétaux agricoles :				Engrais de ferme :			
Ensilage d'herbe	26 – 82	67 – 98	500	Lisier bovin	6 – 11	68 – 85	200 – 260
Trèfle	20	80	400 – 500	Fumier bovin frais	12 – 15	65 – 85	200 – 300
Paille de céréales	85 – 90	85 – 89	300 – 600	Lisier de porcs	2.5 – 2.9	60 – 85	260 – 450
Cannes de maïs	86	72	600 – 700	Fumier de porcs	20 – 25	75 – 90	260 – 450
Feuilles de betteraves	15 – 18	78 – 80	400 – 500	Fumier de poules dilué	7 – 13.5	69 – 80	250 – 450
Fanes de pommes de terre	25	79	500 – 600	Fumier frais de moutons	25 – 30	80	400 – 500
Feuilles	85	82	400	Fumier frais de chevaux	28	75	300 – 400

Tableau 34 -caractéristiques des effluents, source: (MEMBREZ 2007), MS= Matière solide

3-2-1-3 Technologie du méthaniseur: rendement et consommation

Le choix du procédé de méthanisation a un rôle très important dans la conception d'une installation de méthanisation. Les différents types de procédés correspondent à différentes demandes énergétiques, rendements et capacités de production de méthane.

La quasi-totalité des digesteurs actuellement en fonctionnement dans les exploitations agricoles sont des réacteurs à alimentation continue. Ils peuvent être aussi distingués par leur appartenance à deux grandes familles: les digesteurs à culture libre et à culture fixe. La

distinction se fait selon que les micro-organismes sont respectivement, soit mélangés au substrat, soit fixés sur des supports ou de la matière en suspension.

Le choix de la technologie à utiliser dépend essentiellement de la nature du substrat à traiter. Dans le cas agricole, les digesteurs sont essentiellement à culture libre car les déjections contiennent les micro-organismes qui vont effectuer la méthanisation. Parmi les digesteurs à culture libre on distingue trois types de procédés:

Infiniment mélangé : le substrat est homogénéisé par brassage mécanique ou brassage au gaz.

Contact: la technologie est la même que celle du procédé infiniment mélangé mais, en outre, la biomasse digérée est décantée et réintroduite en tête de digesteur, de façon à augmenter la concentration en micro-organismes.

Piston: le procédé à piston consiste à faire cheminer le substrat de façon progressive dans le digesteur, de l'entrée à la sortie, sans brassage ni réintroduction de matière digérée, afin de garantir un temps de séjour identique pour toute partie du substrat.

Enfin, on distingue trois voies de traitement: la voie liquide, la voie pâteuse, la voie solide, en fonction de l'état physique du substrat.

La voie liquide nécessite un pourcentage d'éléments en suspension <3%, les technologies employées sont essentiellement à lit fixe, ce qui permet un temps de séjour relativement court.

La voie pâteuse nécessite un pourcentage de matière en suspension <12%, les techniques employées sont: l'infiniment mélangé et plus rarement celle à piston.

La voie solide est appliquée à des substrats avec un pourcentage de matière en suspension comprise entre 20% et 40% ; cette technologie est encore en phase de mise au point.

L'état physique du substrat a des conséquences importantes sur l'acheminement et des matières premières à digérer et les consommations d'énergie qui seront dépensées au cours de la phase de valorisation des coproduits.

3-2-1-4 Besoin en énergie calorifique

Un autre facteur essentiel à analyser est la température à laquelle a lieu le processus de méthanisation. La température influence le type de micro-organismes qui effectuent la digestion, et influence la productivité en termes de Nm^3 de méthane (Nm^3 : Normal m^3 , i.e. unité de volume à $T=0^\circ\text{C}$ et $P=1\text{bar}$).

La température influe aussi sur le degré d'hygiène du digestat ; en fonction de ce degré, il faut assurer ou non une phase de stérilisation préalable avant de pouvoir épandre le digestat dans une parcelle. Enfin bien sûr, la température du réacteur affecte directement la consommation d'énergie calorifique du procédé. Les familles bactériennes sont classées en fonction de la température nécessaire au fonctionnement de leur métabolisme:

les thermophiles (45-60 °C)

les mésophiles (30-40 °C)

les psychrophiles (10-25°C)

Le procédé de méthanisation nécessite l'intervention d'une succession de micro-organismes différents qui travaillent en coopération, synergie mais aussi compétition pour minéraliser le substrat et dégrader les éléments organiques en méthane et gaz carbonique. Ces interactions microbiennes et/ou métaboliques sont quelque fois nécessaires comme dans le cas des syntrophies créées entre les micro-organismes acétogènes et méthanogènes, tandis qu'elles peuvent conduire à un arrêt de la méthanisation dans le cas de compétition entre méthanogènes et sulfatoréductrices.

Les besoins en chauffage d'un méthaniseur permettent donc d'assurer la bonne méthanisation des déchets et garantir un bon rendement des réactions impliquées dans la dégradation du substrat.

Les performances globales d'un système de méthanisation sont évaluées à travers quatre paramètres:

Rendement de dégradation: taux de dégradation de la matière organique biodégradable

Charge volumique du digesteur: kg de matière organique par m^3 de digesteur et par jour

Rendement volumique: Nm^3 de méthane produit par m^3 de digesteur et par jour

Temps de rétention hydraulique (TRH): C'est un paramètre opératoire, choisi pour assurer le meilleur compromis entre le taux de dégradation et le volume du digesteur. Un temps de rétention long permet un taux de dégradation élevé mais au prix d'un volume important. Le TRH est compris entre 2 et 4 semaines pour des déchets solides ou pâteux (comme les boues et les déjections d'élevage). Il peut être de quelques heures pour des substrats solubles très digestibles, comme certains effluents industriels (voir Tableau 35).

Type de substrat	Type de technologie	Matière sèche ou matières en suspension dans le digesteur	Charge organique Kg de matière organique / m3 / jour	Temps de rétention hydraulique TRH (jours)
Effluents liquides	IM, Contact	> 1 %	3 - 5	
	Lit granulaire	0,5 - 1 %	15 - 40	
	Lit fluidisé	> 0,5 %	20 - 40	
Boues, lisiers, déchets solides liquéfiés	IM	3 - 12 %	3 - 6	15 - 40
Déchets solides	Piston	20 - 40 %	5 - 10	15 - 20

Tableau 35 : Exemple de technologies de méthanisation et temps de rétention associés (Dabert 2008)

L'intérêt qu'on porte ici à la méthanisation est lié dans sa capacité à produire de l'énergie sous la forme de biogaz-biocarburant pour des engins agricoles. Une des spécificités de l'analyse effectuée réside ici dans le fait que la production de biogaz se fait sur des petites unités de production fonctionnant à partir de déchets agricoles.

Ce choix conditionne fortement la technologie retenue pour le méthaniseur étudié. Il a également des répercussions importantes sur les entrées/sorties de matières qui sont ou pourraient être associées à notre unité de méthanisation (transport des matières organiques à digérer, épandage des digestats...).

Un recensement des installations a été effectué et les données les plus significatives sont présentées dans le Tableau 46 [annexe (4)]. De ce recensement sont issues les caractéristiques principales de l'installation théorique étudiée.

3-2-2 Inventaires des consommations d'énergie et émissions polluantes du biogaz carburant

3-2-2-1 Objectif et périmètre de l'étude

Le préalable à toute à ACV est de définir les objectifs de l'analyse environnementale. Nous rappelons donc ici que l'A.C.V. présentée ici vise à comparer le biogaz à d'autres biocarburants pour mettre en lumière les avantages et inconvénients de cette filière. La production du biogaz est supposée être assurée par une station de méthanisation typique des méthaniseurs existant en France dans le milieu agricole. Le procédé étudié est donc un méthaniseur, moyen de produire du biogaz en tant que carburant utilisé dans un tracteur agricole. Le méthaniseur constitue le berceau de notre carburant.

Mais les méthaniseurs ne sont pas à proprement parler des centrales de production d'énergie. Elles peuvent être considérées aussi comme un moyen de mieux gérer des déchets. En effet, en France, le secteur de l'agriculture est l'un des plus émetteurs de GES. Il est responsable de 76% des émissions de protoxyde d'azote (N_2O), essentiellement liées de la fertilisation des sols et des épandages de matières organiques. De plus, 73% des émissions nationales de méthane (CH_4) proviennent de l'agriculture, essentiellement de l'élevage. Elle permet aussi d'augmenter les apports azotés dans le sol par l'épandage de produits digérés, qui sont 10% plus riches en azote que les produits bruts (Borjesson and Berglund 2006). La méthanisation des déchets agricoles est donc aussi un moyen de réduire les émissions agricoles en phase d'épandage en diminuant le recours aux engrais. La réduction des émissions de NH_3 , CH_4 et N_2O liées à la méthanisation des déchets est d'une importance stratégique pour le secteur de l'agriculture.

Notre étude est dédiée à l'analyse des méthaniseurs d'exploitations agricoles, dont l'objet est plus orienté vers le traitement de déchets que vers la production énergétique. On considère donc ici que le biogaz est l'un des coproduit d'un système de gestion de déchets environnementalement performant: la méthanisation.

Cette hypothèse a une importance clé dans le bilan des GES de notre système, car elle revient à allouer les bénéfices de la méthanisation (réduction des émissions de CH₄, NH₃ et N₂O) à l'agriculture et non à la production énergétique. C'est pourquoi nous présenterons également des scénarios dans lequel les émissions de méthane évitées par la digestion de déchets sont allouées au biogaz. Dans ces scénarios, le taux d'allocation affecté au biogaz est de 100% : ce choix permet ainsi de présenter une fourchette sans discuter de la méthode d'allocation (prorata énergétique, monétaire...) tout en montrant ainsi l'importance de ce taux d'allocation.

Les frontières de notre système sont schématisées sur la Figure 31. La production d'énergie commence à partir du transport de déchets agricole jusqu'à la digestion, puis l'utilisation dans un moteur dual fuel. Toutes les émissions de polluants pendant la combustion et le traitement du biogaz sont allouées au système de production de carburant: on pose là une hypothèse très pénalisante pour la filière.

L'usine de production de biogaz simulée est un modèle idéal d'une unité méthanisation : ses caractéristiques ont été définies en analysant les stations de traitement des déchets agricoles existants en France. Comme nous voulions évaluer l'intérêt environnemental du biogaz biocarburant, nous avons ajouté à l'existant une étape de purification. Celle-ci vise à garantir la bonne qualité du méthane pour une application moteur d'engin mobile.

Les hypothèses additionnelles suivantes sont également utilisées: les déjections animales subissent les mêmes procédés de séparation, traitement et transport avec et sans méthanisation. La construction de l'installation et son entretien n'ont pas été prises en compte (l'entretien de l'installation est évalué à 2% de l'investissement initial). La non prise en compte de la construction est recommandée dans le cadre des ACV comparatives de biocarburants ((POITRAT 2008). On suppose enfin que les moteurs dual-fuel ont les mêmes émissions que les moteurs diesel traditionnels.

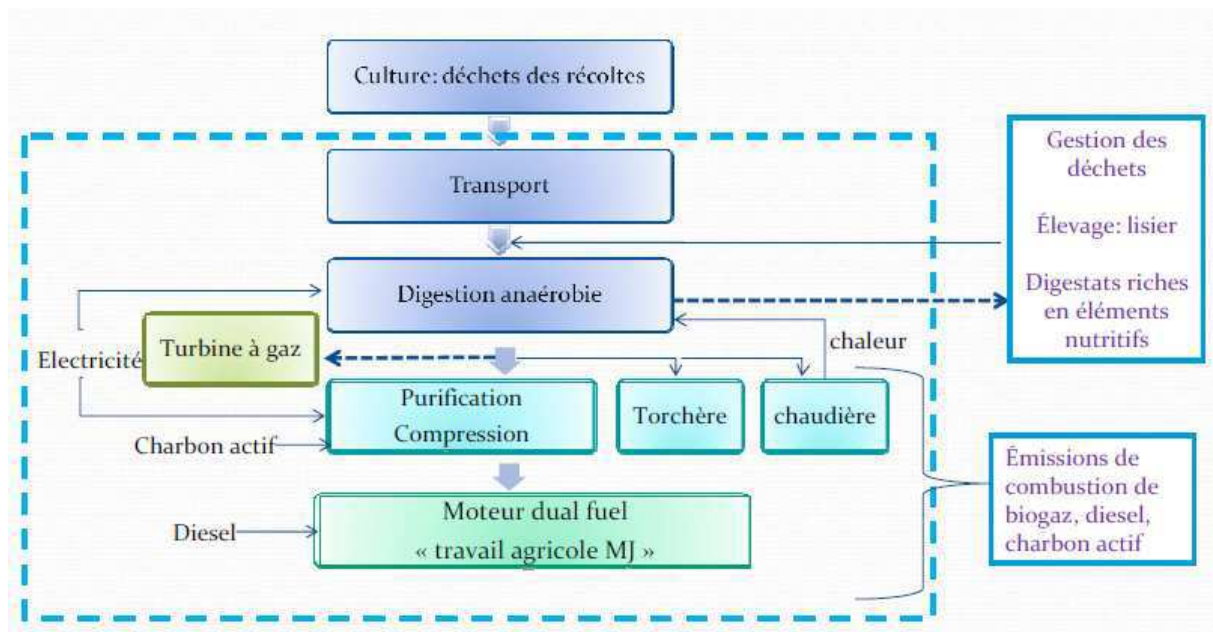


Figure 31 - Schéma fonctionnel de la station de méthanisation prise en compte dans l'ACV du biogaz

L'unité fonctionnelle utilisée dans l'analyse des biocarburants est traditionnellement le veh.km¹². Dans le cas d'un carburant agricole, cette unité est transformée en MJ de travail agricole: cette unité représente le service rendu (énergie mécanique délivrée) par un tracteur. En effet, ce service ne se limite pas à une énergie mécanique transmise aux roues pour assurer le déplacement du véhicule: le tracteur dispose également d'une prise de force qui transmet de l'énergie mécanique destinée à animer les outils agricoles (tapis, hermes,...) et d'un circuit hydraulique pour soulever et abaisser les outils.

3-2-2-2 Collecte des déchets

L'unité de méthanisation traite 4150 tonnes de déchets organiques et d'engrais par an. Les 80 % de ce substrat proviennent de la coopérative agricole dans laquelle l'unité de méthanisation est installée: le transport de ces déchets n'induit pas d'émissions. Par contre, 20 % des déchets proviennent du voisinage et sont collectés par un tracteur diesel dont la consommation moyenne en carburant de 60 l /100 km (Lacour 2010). La distance correspondant à la collecte de ces 830 tonnes de matières organiques par an est estimée à 5km/jour et les émissions

polluantes correspondantes sont estimées à partir des données Ecoinvent. La quantité annuelle de diesel consommée en transport est de 1095 l. Les émissions polluantes correspondantes sont détaillées dans le Tableau 36.

Type d'émission	g/km	kg/an
CO ₂	1530	2792
CO	2,38	4,3
COVNM	1,04	1,9
CH ₄	-	-
NO _x	19,5	35,6
SO _x	0,05	0,09
Particules	0,18	0,33

Tableau 36 : Emissions polluantes associées au transport des effluents (déchets seulement)

3-2-2-3 Digestion anaérobie

La station de production de biogaz est basée sur la technologie "infiniment mélangé", par voie liquide, grâce à des microorganismes mésophiles anaérobies travaillant à 40°C. Le substrat collecté est introduit dans un réservoir de stockage de 35 m³ où il est brassé, puis pompé vers le réacteur principal. Le réacteur principal a un volume d'environ 120 m³. Il est thermiquement isolé, chauffé à une température de 40°C et brassé de façon à obtenir les conditions idéales pour le démarrage du processus de méthanisation. Les produits une fois digérés sont alors pompés dans un deuxième réservoir de stockage de 340 m³ où le processus de méthanisation se termine. Ce dernier réacteur est également chauffé.

¹² Unit of measurement representing the movement of a vehicle over one kilometre. The distance to be considered is the distance actually run. It includes movements of empty vehicles. Units made up of a tractor and a semi-trailer or a lorry and a trailer are counted as one vehicle.

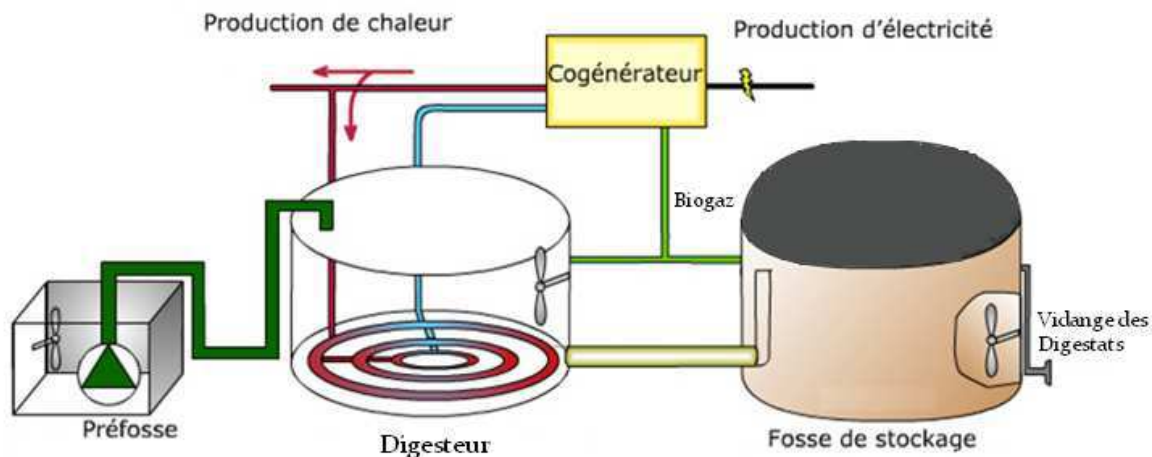
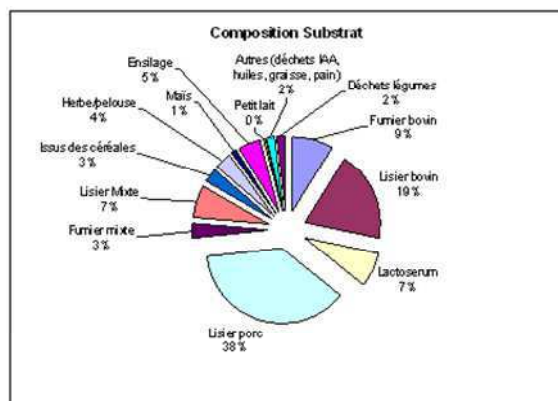


Figure 32 - Schéma de fonctionnement d'un méthaniseur [Eco guide des stations]

Le biogaz produit est extrait du digesteur et de la fosse de stockage. Sa composition est spécifiée dans la Figure 33. Il est extrait par pompage des deux réacteurs: 9 % de la production sont utilisés par une chaudière pour garantir le chauffage du réacteur principal. 10% de la production sont brûlés sur une torchère: le rôle de la torchère est d'évacuer les excédents de production dû à la variation saisonnière de la production, ainsi que de récupérer les "fuites" de biogaz pendant des opérations de maintenances. Le reste du biogaz est envoyé à l'unité de purification.



Composants	Quantité % vol	Quantité retenue
CH ₄	60-75%	65%
CO ₂	33-19%	26%
N ₂	0-1%	0.5%
O ₂	<0.5%	0.3%
H ₂ O	6% (à 40°C)	6%
H ₂ S	3000-10000 mg/m ³	6500 mg/m ³ (2.67%)
NH ₃	50-100 mg/m ³	75mg/m ³ (0.03%)

Figure 33 - Composition moyenne du substrat (à droite) et du biogaz produit par la méthanisation (à gauche)

L'unité considérée traite 4149 tonnes des déchets organiques par an et produit ainsi 273 727 Nm³ de biogaz par an. La production totale du méthane de l'unité est donc égale à 177 923 m³/an (65%), ce qui équivaut à 152,5 tep d'énergie primaire brute.

Une exploitation agricole type consomme en moyenne 7 000 l de diesel par an, l'énergie primaire brute contenue dans le biogaz produit par l'unité de méthanisation considérée permettrait donc de couvrir les besoins d'environ 25 exploitations. Cependant, à cause du rendement total de cette filière de valorisation de biogaz, on verra que cette unité de méthanisation permettra en réalité de couvrir les besoin d'environ 10 exploitations.

3-2-2-4 Chauffage de la cuve

Le chauffage de la cuve est effectué en brûlant une partie du biogaz brut produit (10 %) dans une chaudière ayant un rendement thermique de 85%. La quantité totale de biogaz brûlé pour le maintien de l'installation est donc de 24 635 Nm³/an. Le méthane utilisé pour le chauffage est brûlé sans épuration. Les émissions dues au maintien de la température de la cuve tout au long de l'année sont reportées dans le Tableau 37.

Type d'émissions	g/kWh d'énergie primaire	kg/an
COVNM	0,05	8
CO	0,25	40
NO _x	0,23 (+0,015)	36,8 (+2,5)
SO _x	0,09 (+0,63)	14,4 (+100,8)
CO ₂ déjà présent dans le biogaz + combustion	81,6+218	13074+34907
CH ₄	0,007	1,12

Tableau 37 : Emissions polluantes associées au chauffage de l'installation

Les kWh d'énergie primaire ont été considérés comme provenant exclusivement du méthane présent dans le biogaz. Les données concernant les émissions polluantes de la chaudière sont issus de (Wenish S. and Monier 2007). On les adapte pour prendre en compte la différence de composition entre les biogaz dérivant des ordures ménagères et dérivant des déchets agricoles. L'écart vient essentiellement de la présence de l'ammoniac et de sulfure d'hydrogène de 3 à 10 fois plus élevé pour des déchets agricoles. Lors de la combustion on peut donc prévoir une incidence de 3 à 10 fois supérieure de SO_x et une production plus importante de NO_x. On

suppose ici que tout l'ammoniac contenu dans les déchets agricoles est transformé en NO_x selon la réaction, écrite ici en kilogramme:

1 kg de NH₃ donne ¼ kg de NO_x et ¾ kg de H₂O

La masse d'ammoniac contenue dans les déchets est déduite du pourcentage volumique mesurée dans le biogaz (voir Figure 33), en supposant que les masses molaires de l'ammoniac et du méthane sont égales ($M(\text{NH}_3) = 17$, $M(\text{CH}_4) = 18$).

$$m_{\text{NH}_3} = m_{\text{CH}_4} \frac{V_{\text{NH}_3}}{V_{\text{CH}_4}}$$

3-2-2-5 Torchère

Dans beaucoup d'installations, la quantité de méthane produite est supérieure à la quantité de méthane énergétiquement valorisable: l'excès est alors brûlé dans une torchère et perdu (Wenish S. and Monier 2007). Ce taux de perte dépend du degré d'optimisation de l'installation et de l'objectif d'utilisation choisit lors de sa construction ; les installations fonctionnant actuellement en France ont un taux de gaz brûlé en torchère qui varie de 2% à 30%. Le cas de référence retenu comporte un taux de 10% de gaz brûlé en torchère c'est à dire 27 372.7 Nm³/an.

Type d'émissions	g/Nm ³ de biogaz brut	kg/an
CO ₂ déjà présent dans le biogaz + combustion	816 +1331	22336+36435
CO	2,5	68,4
COVNM	0,5	13,7
NO _x	2 (+0,13)	54,7 (+3,6)
SO _x	5 (+35)	136,9 (+958,3)
CH ₄	82	2244,6

Tableau 38 : Emissions polluantes générées par la torchère

Pour les pertes de méthane, on fait l'hypothèse que 2% du gaz est envoyé à la torchère (imbrûlés).

Cette valeur est donnée par (Wenish S. and Monier 2007) pour des unités de méthanisation d'ordures ménagères. De même, les émissions de NO_x et SO_x sont aussi corrigées dans le cas de la torchère et rapportées en rouge dans le Tableau 38.

3-2-2-6 Purification du carburant

Le biogaz pourrait être directement utilisé dans les vieux moteurs, mais il contient beaucoup de soufre et d'ammoniac. Pour satisfaire les exigences des normes des carburants pour les applications mobiles (transport routiers, engins mobiles non routiers), les nouveaux carburants doivent avoir une teneur très basse en soufre.

Cette mesure permet de réduire les émissions de particule lors de la combustion dans le moteur et d'éviter l'empoisonnement des catalyseurs. Le rôle de la purification est également de densifier le contenu énergétique du biogaz en rejetant les 45% de CO₂ qu'il contient pour ne conserver que le méthane. En effet, pour les applications mobiles, on recherche des carburants à haute densité énergétique pour embarquer une masse la plus petite possible et garantissant une autonomie énergétique la plus grande possible. L'autonomie énergétique du tracteur est un paramètre sensible car le tracteur est une machine de travail qui doit pouvoir fonctionner au moins 8 heures d'affilées sans retour à l'exploitation.

Contenu en méthane	> 96 %
Point de rosée	-20°C
Teneur en H ₂ S	< 100 mg/Nm ³
Teneur en huile	< 70-200 ppm
Teneurs en hydrocarbures liquides	< 1%
Taille poussières	< 40 µm

Tableau 39 : Spécificités de pureté du méthane requises pour sa valorisation comme carburant (J.Broz 2006)

Les procédés de purification du biogaz peuvent être très variés et dépendent fortement de la composition initiale du biogaz et de la pureté de méthane requise à la sortie de l'unité de purification (Deublein and Steinhauser 2008).

Le processus de purification comprend 4 étapes:

- Filtration par un filtre biologique composé de bactéries métabolisant le soufre
- Élimination de vapeur d'eau par un processus thermique

- Filtration par "un charbon actif" pour enlever les traces d'ammoniac et sulfure d'hydrogène
- Élimination de dioxyde de carbone par le processus PSA¹³

Dans le cadre de cette étude on a considéré un procédé de purification du biogaz basé sur l'utilisation d'un filtre biologique garni de bactéries capables de métaboliser le sulfure d'hydrogène (*Thiobacillus et Sulfolobus*, Deublein and Steinhauser(2008), European Commission(2003)) et sur l'utilisation du charbon actif qui absorbe le H₂S et une partie des autres traces de gaz restantes.

Le passage dans le filtre biologique permet une première élimination du H₂S et de l'ammoniac présent dans les biogaz issus de la fermentation des déjections animales. On passe ensuite dans le filtre à charbon. Le charbon actif est une matrice de charbon avec une structure à micropores qui lui donne une très grande surface interne (700 to 1 500 m²/g). Il est produit à partir de matériaux contenant du charbon amorphe, comme par exemple du bois, du charbon, de la tourbe ou des coquilles de noix de coco.

Le charbon actif est généré à travers un processus thermique au cours duquel les éléments volatils sont enlevés. À travers des traitements spécifiques, une structure poreuse est créée qui détermine les capacités d'adsorption du charbon actif (SUN and MEUNIER 2003). L'adsorption, à ne pas confondre avec l'absorption, est un phénomène de surface par lequel des molécules de gaz ou de liquides se fixent sur les surfaces solides des adsorbants selon divers processus plus ou moins intenses. Le passage sur charbon actif permet d'épurer le gaz des traces restantes de H₂S. Le charbon actif capture le sulfure d'hydrogène par adsorption chimique jusqu'à sa saturation (environ 60% de soufre en masse de charbon actif (Choi, Lee et al. 2008)). Le charbon actif doit ensuite être régénéré par processus thermique dans des fours à 800-1000°C ou bien brûlé, méthode la plus couramment utilisée.

Enfin, l'élimination du CO₂ résiduel est effectuée par un procédé PSA (Pressure Swing Adsorption) sur un tamis moléculaire de charbon qui permet d'obtenir, à la sortie du système de valorisation, du méthane avec un degré de pureté >99%. (MEUNIER, SUN et al. 2005).

¹³ PSA : Pressure Swing Adsorption

Les émissions associées à ce procédé de purification sont évaluées à partir de données issues d'unités de méthanisation industrielles pour la production électrique en Allemagne (Hartmann 2006). On ne retient que les données concernant le compartiment air et eau, d'autres valeurs étant données pour la construction et le démantèlement de l'installation. On suppose que ces émissions correspondent en totalité au brûlage du charbon actif et au fonctionnement de l'unité.

Les émissions fournies par Hartman sont exprimées en quantité par TJ électrique produit. On les corrige donc pour les ramener au MJ de travail agricole. Pour cela, on considère que la production électrique moyenne a un rendement de 15%. La correction se fait au prorata des rendements. De plus, le biogaz épuré dans l'unité prise en considération par l'étude de Hartmann a une composition moyenne qui comporte une présence de H₂S de 2500 ppm et une présence d'ammoniac de 50 ppm.

Dans notre cas la concentration d'ammoniac est du même ordre, mais la concentration de H₂S est ~2,8 fois supérieure. On suppose donc que les émissions pendant la combustion du charbon actif sont 2,7 supérieures à celles d'Hartmann. Enfin, on considère que le procédé entraîne des pertes de biogaz de l'ordre de 2% (Wenish S. and Monier 2007).

Le procédé PSA pour l'élimination du CO₂ a été ajouté par rapport à l'analyse en cycle de vie des systèmes de cogénération. Les tamis moléculaire utilisés pour l'adsorption du CO₂ agissent par adsorption physique, procédé parfaitement réversible à la différence de l'adsorption chimique du soufre. L'impact environnemental du système PSA se limite donc à la consommation électrique (~0,17kWh/Nm³_{biogaz brut}). Les éventuelle traces de H₂S qui peuvent se fixer au tamis carbonique sont très limitées et permettent de garantir une durée de vie du tamis comparable à celle de l'installation même. Les impacts environnementaux de l'utilisation du charbon actif pour le PSA ont donc été négligés et les émissions polluantes retenues pour la purification sont les suivantes:

Polluant	Quantité kg/an
CO ₂	70114
CH ₄	2500
NO _x	0,576
SO _x	3,507
Nickel	0,001
PM ₁₀	0,05
PM _{2,5}	0,139
2,5<PM<10	0,0075
Zinc	2.338

Tableau 40 : Emissions polluantes associées aux systèmes de purification du biogaz

À ces données ont été ajoutées les émissions et impacts environnementaux engendrés par la consommation de charbon actif à partir des données de Ecoinvent.

3-2-2-7 Utilisation dans un moteur dual-fuel

Le moteur dual-fuel est un moteur fonctionnant sur le cycle diesel et utilisant un mix énergétique de diesel et de gaz. Le gaz est mélangé avec l'air à l'extérieur de la chambre de combustion; le mélange est injecté dans le cylindre. Mais l'ignition du gaz est assurée par injection d'une quantité de diesel à la fin de la compression qui s'auto-inflamme.

L'efficacité du moteur dual-fuel et son impact sur l'environnement dépendent fortement de son niveau d'optimisation. Elle varie selon la quantité de diesel injecté, le temps d'injection, le régime et la charge du moteur, ainsi que la température et la pression d'admission. À de hautes charges, l'efficacité d'un moteur dual-fuel est souvent plus grande que celle d'un moteur diesel traditionnel (Alla 2000). Mais aux charges basses, l'efficacité du dual fuel diminue rapidement du fait des difficultés à contrôler la combustion du gaz, ce dernier brûlant plus lentement que le diesel. (Alla 2002).

Les données concernant la consommation spécifique du moteur de tracteur pris en compte dans notre analyse en cycle de vie sont issues d'une étude effectuée sur un moteur diesel monocylindre à quatre temps fonctionnant en mode dual fuel avec du GPL ((Vijayabalan 2009)). La consistance des données avec le cas étudié dans cette analyse en cycle de vie peut être démontrée par analogie des résultats avec une étude analogue (Papagiannakis 2009) qui démontre une variation très limitée du rendement moteur en fonction de la taille du moteur.

En outre les études sur les effets de la présence de CO₂ sur les performances de moteurs dual fuel fonctionnant au biogaz ((Henham and Makkar 1998), (Bari 1996)) nous ont permis de constater une indépendance du rendement moteur par rapport au PCI du gaz utilisé. Cela nous a permis d'utiliser les données concernant un moteur dual fuel fonctionnant avec du GPL pour rassembler les données concernant la consommation spécifique du moteur analysé.

Charge kW	Dual Fuel		Diesel
	Méthane (kg/h)	Diesel (kg/h)	(kg/h)
20	0,7	0,085	0,59
40	0,4	0,085	0,42
60	0,3	0,085	0,36
80	0,27	0,085	0,33
100	0,25	0,085	0,3

Tableau 41 : Consommation de moteur diesel pur et dual fuel en fonction de la puissance utile

Polluant	CO	HC	NO _x	PM	SO _x
Quantité g/kWh	5	0,19	2,0	0,02	0,25

Tableau 42 : Emissions polluantes d'un moteur dual fuel

Ici, la stratégie d'optimisation du moteur dual-fuel est d'injecter une quantité toujours constante de diesel de 1,08 g/s. La quantité de méthane injecté varie en fonction de la charge du moteur pour assurer les besoins en puissance en fonction d'un rendement estimé à partir des résultats publiés par (Selim 2005). Le moteur diesel de tracteur est d'une puissance nominal de 111 kW et on calcule la consommation de méthane et le ratio de substitution pour chacun des 6 points de fonctionnement définis dans le code d'OCDE pour les essais de performance de tracteurs agricoles. Ainsi, le ratio massique de substitution moyen est de 81 %, tandis que l'efficacité moyenne est de 23 %. En ce qui concerne les émissions polluantes, les travaux publiés sur les moteurs dual-fuel (Sahoo 2009) montrent que des moteurs bien optimisés atteignent des niveaux équivalents au moteur diesel pur. On considère donc que les

tracteurs dual-fuel ont des émissions équivalentes dans les scénarios diesel et dual-fuel, qui correspondent à la norme Tiers 3b actuellement en vigueur.

En ce qui concerne les émissions de SO_x, le diesel brûlé engendre des émissions de l'ordre de 0,25 g/kWh et des émissions qui dépendent très peu du point de fonctionnement du moteur (Uma, Kandpal et al. 2004). La réduction des émissions de SO_x passe à travers l'amélioration du système de purification du biogaz. Dans notre étude nous avons, encore une fois, considéré que les émissions sont comparables aux émissions des diesels actuels (~50ppm).

3-2-2-8 Emissions globales du procédé

Toutes les émissions induites par le processus de production de méthane sont récapitulées dans le Tableau 43. Dans le scénario de référence, la station de méthanisation produit 125 tonnes de méthane par an. En considérant que la consommation moyenne du gaz d'un moteur dual-fuel est de 227g/kWh, le travail potentiel agricole total livré est estimé à : 548 000 kWh/an.

On considère que la station de méthanisation est principalement consacrée à la production de carburant de biogaz pour le tracteur utilisé. L'unité fonctionnelle est le MJ de travail agricole de tracteur. Six scénarios de production de biogaz utilisés dans des tracteurs dual-fuel sont réalisés dans cette étude :

Diesel: L'ensemble des scénarios biogaz présentés dans la suite est systématiquement comparés avec un tracteur "diesel conventionnel", qui est le carburant le plus utilisé pour ces machines en Europe. Pour cette filière, on utilise les données de l'inventaire Ecoinvent sauf précision contraire.

Biogas ref: il s'agit ici de notre scénario de référence, qui est basé sur l'ensemble des données décrites pour l'inventaire. Dans ce scénario, on ne prend pas en compte les émissions de méthane évitées par la digestion des déchets agricoles.

French elec: ce scénario reprend le cas de référence, mais on tient compte ici des émissions de méthane évitées qui sont allouées à 100% au biogaz.

Emissions	kg/an				kg/kWh
	Transports	Chaudière	Torchère	Purification	Combustion "Moteur Dual Fuel"
CO ₂	2792	47981	58771	70114	0.421
CO	4.3	40	68.4	-	0.005
NO	32	35.37	52.47	0.52	0.0018
NO ₂	3.56	3.94	5.84	0.06	0.0002
SO _x	0.09	115.2	1095.2	3.507	0.00025
COVM	1.9	8	13.7	-	-
CH ₄	-	1.12	2244.6	2500	-
HC	-	-	-	-	0.00019
PM ₁₀	-	-	-	0.05	-
PM _{2.5}	-	-	-	0.139	-
PM _{2.5<x<10}	-	-	-	0.0075	-
Diesel suie	0.33	-	-	-	0.00002
Nickel	-	-	-	0.001	-
Zinc	-	-	-	2.338	-

Tableau 43 : Inventaires des émissions polluantes associées à la production de biogaz d'une station de méthanisation de déchets agricoles

Eur. elec.: on modifie pour ce scénario l'origine de l'électricité consommée pour la production du biogaz en utilisant les données relatives au bouquet électrique européen.

Local elec: dans ce cas, on prélève une partie du biogaz produit pour générer l'électricité nécessaire au fonctionnement de l'unité de méthanisation, inclus la phase de purification. La quantité de gaz prélevée est calculée à partir du PCI du biogaz, en supposant un rendement de l'installation de 30%.

without Flare (sans torchère): les aléas de production sont mieux maîtrisés et les possibilités de stockage du carburant final dans des bouteilles évitent de subir les fluctuations de biogaz production, et donc de brûler le biogaz excédentaire en torchère.

L'inventaire des émissions polluantes nous donne les valeurs des flux de matières sortant de notre installation: les digestats ne sont pas pris en compte car il relève du périmètre "gestion de déchets". Il est également nécessaire d'évaluer les flux entrant du méthaniseur, qui peuvent tous s'exprimer sous la forme d'une consommation d'énergie.

3-2-2-9 Consommation d'énergie du système

Plusieurs des indicateurs dans les analyses en cycle de vie ont trait directement ou indirectement à l'énergie utilisée et/ou l'efficacité d'un procédé. Sur ce thème, on peut dire que les ACV cherchent en général à évaluer l'épuisement de ressources naturelles d'énergie. La recherche d'un indicateur énergétique à faire figurer dans les A.C.V. constitue un enjeu important de l'analyse environnementale. Plusieurs indicateurs sont proposés en fonction de la méthode ACV choisie. Nous allons les lister ci-dessous en rappelant la question principale à laquelle ces indicateurs cherchent à répondre.

Dans le monde, entre 85 et 95 % de l'énergie demandée passe par des combustibles fossiles (gaz, charbon et pétrole). L'épuisement de ces ressources recouvre en fait 4 aspects différents : la valeur intrinsèque de la ressource, l'aspect de son épuisement, son remplacement et/ou sa dévalorisation (Frischknecht 1998). Dans la méthode "Ecoinvent", l'indicateur habituel lié à l'énergie est "l'épuisement de combustible fossile" ("Fossil fuel depletion"). L'évaluation se focalise en fait sur la nature renouvelable ou non de l'énergie utilisée dans les processus industriels.

Le cumul d'énergie consommée (Cumulative Energy Demand, CED) a été défini pour représenter l'utilisation directe et indirecte d'énergie dans tout le cycle de vie (Huijbregts 2006). Il est principalement basé sur l'analyse des besoins exprimés en **énergie primaire**. La CED est fortement corrélé avec la plupart des indicateurs "Ecoinvent" (Réchauffement climatique, Épuisement des ressources fossiles, l'Acidification, Eutrophisation et la Formation d'Ozone Photochimique).

Cette corrélation nous paraît artificielle: elle n'est que le reflet du recours massif aux combustibles fossiles pour la production énergétique mondiale. Huijbregts propose lui de

n'utiliser cet indicateur que comme indicateur "d'empreinte écologique", en lui associant éventuellement un indicateur sur "l'Utilisation des sol".

Ores ACV, les énergies primaires et secondaires sont les grandeurs traditionnellement utilisées pour établir les inventaires de consommation d'énergie. L'énergie primaire est une énergie naturelle qui n'a subi aucun processus de conversion ou de transformation. L'énergie primaire est généralement convertie pour des raisons pratiques en énergie secondaire ou finale, comme l'électricité, les carburants raffinés... L'énergie secondaire ou finale est l'énergie nécessaire pour faire fonctionner le processus étudié dans une ACV. Nous dirons dans la suite que cette énergie finale caractérise le besoin. L'énergie primaire caractérise quant à elle le potentiel de la ressource. Le rendement est une mesure de l'adéquation entre le potentiel et le besoin. Il chiffre la performance de la conversion d'énergie.

Le bilan carbone est une autre méthode pragmatique développée pour évaluer l'impact sur le changement climatique liés aux activités humaines, mais aussi, évaluer la dépendance d'une activité aux ressources fossiles.

Cette méthode repose sur la norme 'ISO 14000', norme dite de "gestion environnementale", qui précise comment déterminer, quantifier, surveiller et déclarer des actions visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre ou à en augmenter les puits. La méthode, développée par l'Ademe, a été étendue et adaptée dans une directive européenne (directive 2009/28/CE) relative à la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

Cette directive propose notamment, afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et la dépendance à l'égard des importations d'énergie, d'établir un lien étroit entre le développement de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et l'accroissement de l'efficacité énergétique.

Enfin, la thermodynamique nous offre un outil théorique très intéressant pour quantifier la dégradation de la qualité de l'énergie au cours d'un processus: il s'agit de l'exergie, qui caractérise la propriété d'un fluide à dégager une énergie transformable en énergie ordonnée.

Le rendement exergetique d'un processus a fait l'objet d'analyse en cycle de vie ((Talens Peiro, Villalba Mendez et al. 2008). Ce rendement est particulièrement adapté à l'analyse de filière de production d'énergie. Elle permet en effet de faire rentrer le potentiel énergétique de la matière entrant dans le système. Cependant, sans remettre en cause la pertinence d'un indicateur basé sur l'exergie, nous nous intéressons plus ici à la particularité d'un indicateur énergétique appliqué à une filière de production d'énergie. Dans ce cadre, la notion d'énergie primaire ou secondaire suffit à la présentation et facilite la collecte de données, plus difficiles à trouver lorsqu'on parle d'exergie.

L'ACV implique d'analyser un processus ou un produit du berceau à la tombe, c'est-à-dire en incluant l'utilisation finale de la production et sa mise en décharge. Avec des filières de production d'énergie, nous sommes dans un cas particulier d'ACV. On souhaite en effet juger de l'utilisation rationnelle d'énergie dans un procédé dont l'objectif est précisément d'en produire, et bien sur de l'utiliser. En faisant intervenir les grandeurs traditionnelles de l'analyse énergétique (énergie primaire, rendement), nous allons montrer les difficultés auxquelles on se heurte dans les ACV dédiées à la production énergétique.

Pour cela, on évalue dans un premier temps le potentiel énergétique de notre système de production de biogaz. Pour cela, il est nécessaire de quantifier la quantité d'énergie disponible dans les déchets. Les énergies contenues dans la matière organique brute et le charbon de bois sont estimées à partir du contenu chimique énergétique lié à la masse de carbone et l'hydrogène.

L'approche est ainsi analogue à celle présentée dans (Kalinci 2009). Pour la biomasse, on considère qu'une tonne de déchet est composée de 15 % de matière sèche, et cette matière contient 62% de matière organique. En utilisant une composition conventionnelle de la biomasse $C_{100}H_{200}O_{100}N_{15}$, nous affectons le pouvoir calorifique inférieur du carbone (26,7 MJ/kg) et de l'hydrogène (100 MJ/kg) à la composition massique pour définir le potentiel énergétique de la biomasse.

Pour raisonner sur les énergies primaires injectées dans le système, on convertit ensuite toutes les consommations d'énergie externes en énergie primaire. Pour cela, on considère que le rapport entre l'électricité consommée et l'énergie primaire est de 2,56 (électricité française et européenne).

Pour le scénario où l'électricité est produite localement à partir du biogaz, on suppose que le rendement du générateur électrique est de 0,33. La consommation électrique totale d'une station de méthanisation inclut le brassage et le pompage du substrat, ainsi que les besoins électriques de l'étape de purification. Ce besoin est estimé à 1,065 kWh d'électricité par Nm³ de biogaz brut produit (0,83 kWh pour le brassage et pompage du substrat, 0,17 kWh pour l'unité d'épuration et 0,065 pour la compression).

Enfin, on utilise du diesel, pour le transport des déchets, mais aussi en complément du biogaz au stade de l'utilisation. La quantité de diesel consommée dépend donc du scénario étudié. Pour toutes les quantités de diesel consommée, on détermine le rendement de la filière diesel (extraction, transport, raffinage, distribution) à partir des données fournies dans la base de données Ecoinvent: ce rendement est estimé à 87%.

Le charbon utilisé dans les filtres de purification a un contenu énergétique égal à sa masse par le PCI du charbon. Enfin, on rappelle que le rendement de la chaudière utilisée pour le chauffage est 0,85. Enfin, on estime les fuites de méthane à 2% de la production finale de méthane (Borjesson and Berglund 2006). L'ensemble des puissances mises en jeu est récapitulé dans le Tableau 44.

Etape	Transport Déchets	Chaudière méthaniseur	Torchère	Purification biogaz	Utilisation dual-fuel
Substrat	4 145				
Diesel	113				396
Electricité		293			
Charbon				20	
biogaz		135	180		
Méthane purifié					2 309

Tableau 44 - Puissances mises en jeu dans l'unité de production de méthane (MWh/an)

Le rendement énergétique de chaque scénario de production de biogaz est le rapport entre l'énergie disponible en sortie du moteur et la somme des énergies primaires contenues dans la biomasse et consommée par le système de production biogaz.

$$\eta_{biogaz} = \frac{P_{tracteur}(diesel + biogaz)}{P_{biomasse} + P_{additionnelle}}$$

L'énergie additionnelle varie selon les scénarios étudiés: elle comprend les besoins en électricité, les besoins en diesel pour assurer le transport des déchets et pour assurer le complément diesel dans les tracteurs dual fuel. Ce dernier varie selon les scénarios: en effet, le prélèvement d'une partie de la production, pour la torchère ou pour la production d'électricité, fait que notre système n'est pas à production énergétique équivalente pour tous les cas étudié. Le calcul de rendement effectué pour la filière diesel se fait sur la base du scénario de référence: on suppose que la filière diesel apporte une quantité d'énergie "tracteur " équivalente à celle qui est produite dans le scénario de référence.

De la même façon, on réalise le bilan carbone de notre unité de production avec les hypothèses suivantes: toutes les émissions de CO₂ liées à la combustion du biogaz ne sont pas comptées (chaudière, torchère, électricité suivant les cas, moteur). Cette hypothèse tient à la nature biogénique du CO₂ produit par la combustion du biogaz. On considère que la plante, durant sa croissance, a absorbé autant de CO₂ que ce que rejette sa combustion.

Ce mode de calcul est bien précisée dans la (Directive2009/28/CE 2009). Il a également été utilisé dans les ACV des biocarburants: les émissions de CO₂ liées au biocarburant dans la phase d'utilisation ne sont pas comptabilisées. Mais pour les besoins de notre discussion sur l'intérêt du biogaz, nous n'avons pas retenu cette hypothèse.

Pour le bilan carbone, les émissions de CO₂ dans le moteur dual fuel ne sont liées qu'à la part du diesel (69 g CO₂ / kWh). Pour l'électricité, le mélange français produit environ 180 g CO₂ / kWh contre 460 pour le bouquet européen. Enfin, les fuites de méthane sont comptabilisées avec le facteur 23 caractéristique du pouvoir de réchauffement global de ce gaz.

3-3 Résultats

Ce chapitre expose les résultats d'analyse en cycle de vie des différents scénarios étudiés dans le cadre de ce projet et donne au lecteur les éléments permettant leur analyse critique. Dans la première section, on compare différents scénarios de la production biogaz et on montre l'influence de certains paramètres de la filière sur le score environnemental du biogaz/biocarburant. Dans la seconde section, les résultats de l'ACV "biogaz" sont comparés aux résultats des ACV obtenus pour d'autres biocarburants (ADEME 2010). Cela permet de mettre en évidence les avantages et désavantages de l'utilisation du biogaz par rapport aux autres biocarburants. Enfin, la dernière section est consacrée à l'analyse des indicateurs énergétiques de la filière biogaz. On discute des éclairages relatifs à différents indicateurs proposés pour l'analyse énergétique de filière de production de carburants.

3-3-1 Comparaison des scénarios de production de biogaz

3-3-1-1 Introduction

L'ACV identifie et évalue systématiquement l'opportunité de minimiser les conséquences environnementales complètes de l'utilisation des ressources et des rejets dans l'environnement. Une évaluation d'impact de cycle de vie décrit l'effet d'un système sur la santé humaine et l'environnement. Les impacts environnementaux font souvent référence à des problèmes de pollution "grande échelle", comme le réchauffement climatique et l'épuisement d'ozone, voir "semi-régionaux", comme la formation photochimique de smog (de brouillard de pollution). Ces indicateurs sont structurés autour d'atteintes portées à un milieu: sol, eau, atmosphère.

Dans ce second paragraphe, nous allons détailler et interpréter les résultats pour évaluer les impacts sur la santé humaine et l'environnement d'une station de méthanisation : cette étape est parfois appelée "l'Évaluation d'Impact de Cycle de vie" (LCIA). L'évaluation est faite en utilisant le logiciel Simapro pour chacun des 6 scénarios décrits ci-dessus. Les inventaires des émissions de la station de méthanisation ont été rassemblés et saisis dans Simapro, tandis que quelques données relatives au diesel, le charbon actif sont extraites directement de la base de données Ecoinvent.

Plusieurs méthodes LCIA existent. Elles permettent de convertir les flux (matières, énergie) inventoriés en impacts potentiel. La méthode utilisée dans cette première partie est Ecoindicator. C'est une méthode qui permet de réaliser une analyse des dommages entraînés par un processus. Cette étape consiste à juger de l'exposition à un problème environnemental particulier (méthode midpoint): par exemple, l'eutrophisation, l'acidification, l'effet de serre.

Puis, les problèmes sont agrégés pour donner un score du procédé, score qui reflète en quelque sorte l'empreinte écologique du système (méthode endpoint). Ecoindicator permet ainsi de fournir un aperçu synthétique des dommages causés par le système de production biogaz et de comparer l'intérêt environnemental de chacun des scénarios proposés. Précisons que l'étape de scoring ne fait pas partie des préconisations des ACV (NF-EN-ISO-14044 2006). De plus, il est normalement précédé d'une analyse midpoint (impact par impact). Néanmoins, il nous a paru logique d'utiliser cette étape dès la première phase d'analyse car elle constitue, comme nous allons le voir, un moyen de hiérarchiser les problèmes environnementaux.

Les scores "Ecoindicator99" de nos scénarios sont présentés sur la Figure 34. Ces scores sont des scores modifiés: en effet, la méthode Ecoindicator 99 intègre le problème environnemental lié à "l'épuisement des ressources fossiles". Il est assez trivial que le tracteur, diesel ou dual fuel, utilise du diesel.

De ce fait, il contribue de façon importante à l'amointrissement des ressources fossiles. Néanmoins, le poids accordé à cet indicateur fait qu'il devient le problème environnemental prépondérant de notre système, largement devant tout autre impact. C'est pourquoi nous l'avons isolé et nous y consacreront un paragraphe spécifique. Nous n'avons donc gardé ici que les autres indicateurs, qui sont ceux-là principalement liés aux émissions de polluant dans l'atmosphère.

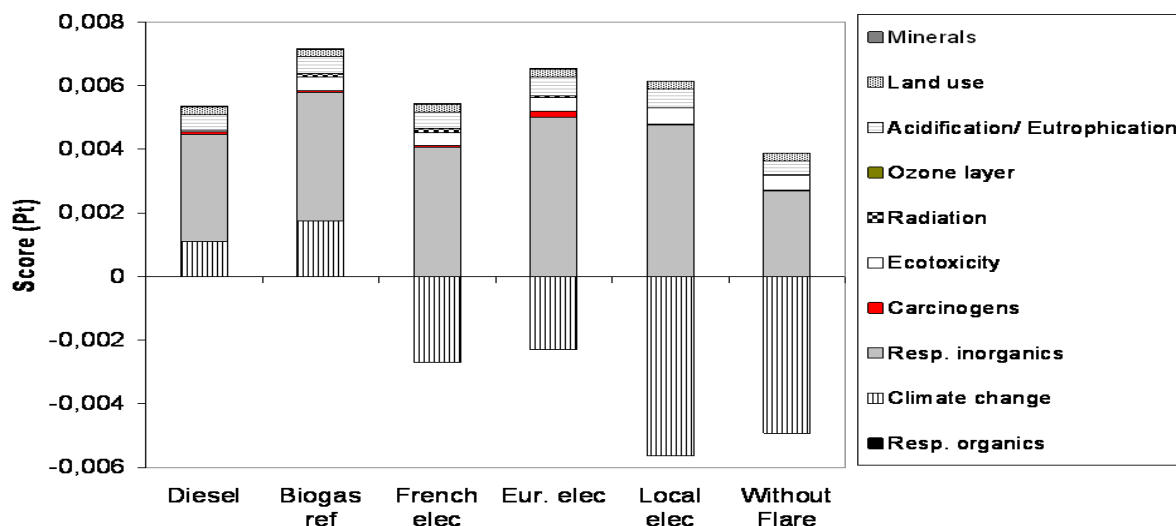


Figure 34 - Single-score obtenu pour nos différents scénarios de production de biogaz (méthode Ecoinvent, Hierarchist, hors fossil fuel depletion)

On compare les scénarios "Référence diesel" et "Référence biogaz ": le score du biogaz est plus grand que celui-ci du diesel, ce qui indique que le biogaz a une efficacité environnementale moindre que le diesel. On observe également que les impacts les plus importants sont hiérarchisés de façon identique entre la filière diesel et la filière biogas-ref.

Comme pour le diesel, le score du biogaz vis-à-vis de l'environnement est principalement associé aux problèmes suivants, par ordre d'importance croissante: "ecotoxicity", "acidification / eutrophisation", "climate change" and "respiratory diseases associated with the inorganic species" (noté dans la suite RDAIS). Ces impacts constituent plus de 75% du score. On détaille les comparaisons de scénarios pour chacun de ces 4 impacts.

3-3-1-2 Impact sur l'écotoxicité

L'écotoxicité est définie comme la toxicité vis-à-vis des organismes vivants à l'exclusion de l'homme. L'effet sur l'écotoxicité est plus important pour le biogaz que pour le diesel. Ceci est principalement lié aux émissions de soufre: En effet, les déchets agricoles contiennent une quantité de soufre très supérieure à celle des déchets organiques municipaux ou des déchets d'industrie alimentaire. Une quantité importante de gaz sulfuriques est produite pendant la

digestion anaérobie. Ces émissions se retrouvent à la sortie des fumées d'échappement de la chaudière et de la torchère, ainsi qu'à la combustion des filtres de purification.

L'impact des émissions de soufre conduit à un indicateur élevé d'écotoxicité. L'indicateur est relativement indépendant du scénario, car tout le contenu du soufre des déchets organique est toujours rejeté dans l'atmosphère après combustion, peu importe de savoir à quelle étape du procédé intervient cette combustion (chaudière, torchère ou charbon actif). Pour réduire l'écotoxicité provoquée par la production de biogaz, il faudrait donc mettre au point un système permettant de rejeter le soufre dans un autre milieu et sans combustion, par exemple dans le sol.

3-3-1-3 Impact sur l'acidification/eutrophisation

L'Eutrophisation est la modification et la dégradation d'un milieu aquatique caractérisée par la multiplication des populations d'algues et de plantes aquatiques. C'est l'expression d'un déséquilibre qui résulte d'un apport excessif de nutriments : azote (des nitrates par exemple), carbone (carbonates, hydrogénocarbonates, matières organiques...) et phosphore notamment. Un oxydant photochimique est un oxydant qui se forme à partir de rejets d'oxyde d'azote, de soufre et d'hydrocarbures sous l'action des rayons du soleil.

L'acidification et l'eutrophisation sont des problèmes environnementaux principalement associés aux émissions de SO_x, NO_x et hydrocarbures, dont le méthane. Là encore, nos scénarios sont peu discriminants pour cet impact: la baisse de l'impact sur l'acidification et l'eutrophisation n'apparaît significative que pour le dernier scénario. Cette baisse résulte d'un changement: le transfert de biogaz de la torchère au moteur. L'utilisation du biogaz dans les moteurs réduit les émissions de NO_x: en effet, les systèmes de dépollution installés sur les moteurs de tracteurs sont très efficaces. Ils réduisent suffisamment les NO_x émis par la combustion du biogaz pour avoir un effet perceptible sur l'indicateur.

3-3-1-4 Impact sur le changement climatique

Pour " le changement climatique", le score du scénario de référence est aussi défavorable du biogaz. Ce résultat est lié encore une fois aux combustions (chauffage, électricité et moteurs). Il doit cependant être regardé avec précaution compte tenu des choix d'allocation retenus: en effet, dans les autres scénarios, on montre que la production de biogaz a un effet positif sur les

gaz à effet de serre (score négatif) si on alloue au carburant toutes les émissions de méthane évitées par la bonne gestion de déchets.

On note que le moteur dual fuel permet théoriquement de réduire de 20% les émissions de CO₂ par rapport à un moteur diesel. En absolu, cette économie de CO₂ à l'utilisation est totalement compensée par les émissions de CO₂ liée à la production du biogaz (chaudière, électricité) et par les fuites de méthane au cours de la production. L'analyse sur l'ensemble de la vie du carburant masque l'effet bénéfique du CH₄ à l'utilisation.

3-3-1-5 Impacts sur les maladies respiratoires

Pour " les maladies respiratoires liées à des substances inorganiques ", le tracteur dual-fuel présente encore une fois un score supérieur, donc moins favorable à l'environnement que celui du tracteur diesel. L'électricité utilisée pour la compression du biogaz et le mixage/pompage des digestats a une contribution tout à fait importante à cet indicateur. Elle est identifiable en comparant les scénarios "French elec" et "Eur elec". En effet, on sait qu'une grande partie de l'électricité française vient de dispositifs nucléaires : le recours à cette électricité produit donc un score plus haut pour les "radiations", mais elle a moins d'impacts sur les "maladies respiratoires" que l'électricité produite par le charbon et les énergies fossiles.

Dans le scénario "Local elec ", on relève que le score environnemental du biogaz est meilleur que pour "Eur elec": la production locale d'électricité réduit l'impact du biogaz/biocarburant. Une autre part importante de l'indicateur est liée à la combustion de la torchère: la contribution de la torchère s'observe en comparant les scénarios "Local elec " et "Sans torchère".

3-3-1-6 Conclusion

La Figure 34 nous permet ainsi de constater que sans précaution, la filière biogaz de référence a un impact environnemental moins bon que la filière diesel. L'écart entre leurs scores respectifs est de 60%.

Néanmoins, la filière biogaz/biocarburant peut faire l'objet d'une optimisation qui permet d'améliorer sensiblement l'impact environnemental de ce carburant: pour cela, il est nécessaire de recourir à une électricité la plus vertueuse possible (scénario électricité française ou production locale). Il convient également de mieux gérer les aléas de production en supprimant la torchère, et en installant un réservoir "tampon" de biogaz avant l'entrée dans le purificateur. Ce cas est le dernier étudié et il est aussi le scénario optimal, qui présente le meilleur score environnemental. Il est le seul qui permette d'obtenir un bilan environnemental positif par rapport au diesel, sans même prendre en compte les émissions de méthane évitées ou les bilans corrigés des émissions de CO₂ biogénique.

Dans ce scénario, on perd une partie de la production pour la génération de l'électricité locale, mais on valorise 10% de la production susceptible de partir en torchère. Le méthaniseur produit ainsi 83 tep de biogaz/biocarburant. L'efficacité du procédé est améliorée par la suppression de la torchère, mais amputée de la consommation électrique et de chaleur.

3-3-2 Comparaison du biogaz à d'autres biocarburants

3-3-2-1 Introduction

Nous présentons dans ce paragraphe l'analyse comparée de différents biocarburants par une approche en cycle de vie. Les données sont collectées pour des carburants utilisables dans des moteurs diesels et la liste est spécifiée dans le Tableau 45. Une analyse comparative a été effectuée entre la filière diesel de référence de l'étude de l'ADEME (ADEME 2010) et notre filière diesel de référence, appelée ici "Diesel SimaPro¹⁴". Cette comparaison servira de référence méthodologique pour l'analyse des résultats dans la suite de cette étude.

¹⁴ diesel "*low sulfur at regional storage*", de la base de données Simapro, prend en compte la production du diesel aussi bien que son transport et stockage dans les distributeurs d'essence; les données datent de 2005 et font référence à la moyenne européenne.

Diesel	Simapro Ademe	Pur
Huile végétale pure	Ademe	Pur
ME betterave	Ademe	Pur
ME tournesol	Ademe	Pur
ME soja	Ademe	Pur
ME palme	Ademe	Pur
ME déchets végétaux	Ademe	Pur
ME déchets animaux	Ademe	Pur
ME déchets animaux	Talens Peiro	Substitution 6 %
Biogaz	6 scénarios	Substitution 80%

Tableau 45 : Liste des carburants substituables au diesel et références des données

L'ADEME a retenu, dans son rapport d'analyse, 5 indicateurs du modèle CML. Nous ne conservons ici que 4 de ces indicateurs à savoir, eutrophisation, effet de serre, oxydation photochimique, toxicité humaine. L'indicateur sur la consommation d'énergies non renouvelables n'est pas présenté dans ce paragraphe, mais dans le suivant. On note ici que les indicateurs CML retenus par l'Ademe correspondent à peu près aux mêmes catégories que les 4 principaux impacts hiérarchisés selon la méthode Ecoinvent99.

Un point important de l'étude Ademe est d'avoir présenté les résultats de l'ACV sur la base de deux unités fonctionnelles: initiée sur la base du veh.km, l'unité fonctionnelle retenue évolue et les analyses finales sont principalement réalisées sur la base des impacts ramenés au MJ de "biocarburant" pur , à savoir ester, huile végétale ou éthanol.

Les allocations entre les esters et le mélange ester+diesel sont faites au prorata énergétique de chacun des composés. Ce calcul est fait pour des raisons de commodités. Il est un moyen d'observer des différences beaucoup plus marquées entre les filières: on évite de travailler sur le mélange "biocarburant", c'est-à-dire, un carburant composé en fait de 70 à 90% de diesel. Sur le principe, les rendements des mélanges sur la phase "utilisation" sont globalement similaires, à l'exception peut être de l'huile végétale pure qui se démarque avec une surconsommation de 5% à l'utilisation.

Le retour au MJ de carburant dans l'analyse ne pose donc pas vraiment de problème. Avec ce mode de calcul par MJ, les filières de carburant sont ainsi traitées comme toutes les autres filières de production d'énergie, à l'once de l'énergie produite. Néanmoins, il convient de garder en tête que l'énergie produite (MJ de RME¹⁵) n'est pas l'énergie utilisée (MJ de B10). On observe ici que le terme biocarburant n'est pas suffisamment précis, puisqu'il désigne tantôt le mélange "biodiesel", tantôt le biocarburant "ester pur" ajouté au diesel.

Pour le biogaz, les résultats, initialement obtenus par MJ de travail agricole, ont été corrigés en les divisant par le rendement thermique moyen du moteur. Cela permet ainsi de revenir au MJ de carburant. Compte tenu du taux de substitution élevé (80% de biogaz dans le "biodiesel"), nous n'avons pas ramené les résultats au biogaz pur. De même, dans les résultats publiés par Talens Peiro, les valeurs sont exprimées par MJ de biodiesel, en utilisant un taux de substitution de 5.7 %.

On ne souligne ici que l'indicateur de l'utilisation de terre cultivable à été négligé dans l'étude ADEME, probablement pour se détacher des polémiques liées aux cultures alimentaires et énergétiques. Les problèmes soulevés par l'utilisation de carburant sont beaucoup plus associés à un problème de pollution de l'air, à petite échelle (santé), moyenne échelle (acidification) et grande échelle (effet de serre).

3-3-2-2 Eutrophisation

Dans la filière Diesel de référence, les émissions de NO_x pendant la combustion sont celles qui ont le plus d'impact sur cet indicateur. Notons pour cette filière que les valeurs Ademe et Simapro sont relativement homogènes.

Les biocarburants, dans l'étude de l'ADEME, ont un potentiel d'eutrophisation (mesuré en équivalent PO₄) environ 20 fois plus important que celui de leurs homologues fossiles (Figure 35). Cette forte différence est presque totalement attribuée (80%) à la phase agricole de production des plantes énergétiques. Elle est surtout liée à l'épandage d'engrais. Parmi les différentes cultures, le tournesol et le colza sont plus eutrophisants que les esters obtenus à

partir de palme ou de soja. Il s'agit peut être de différences liées aux pratiques culturales. L'impact eutrophisation de l'huile végétale pure est aussi élevé que celle des esters de tournesol ou de colza. Il l'est aussi pour les mêmes raisons.

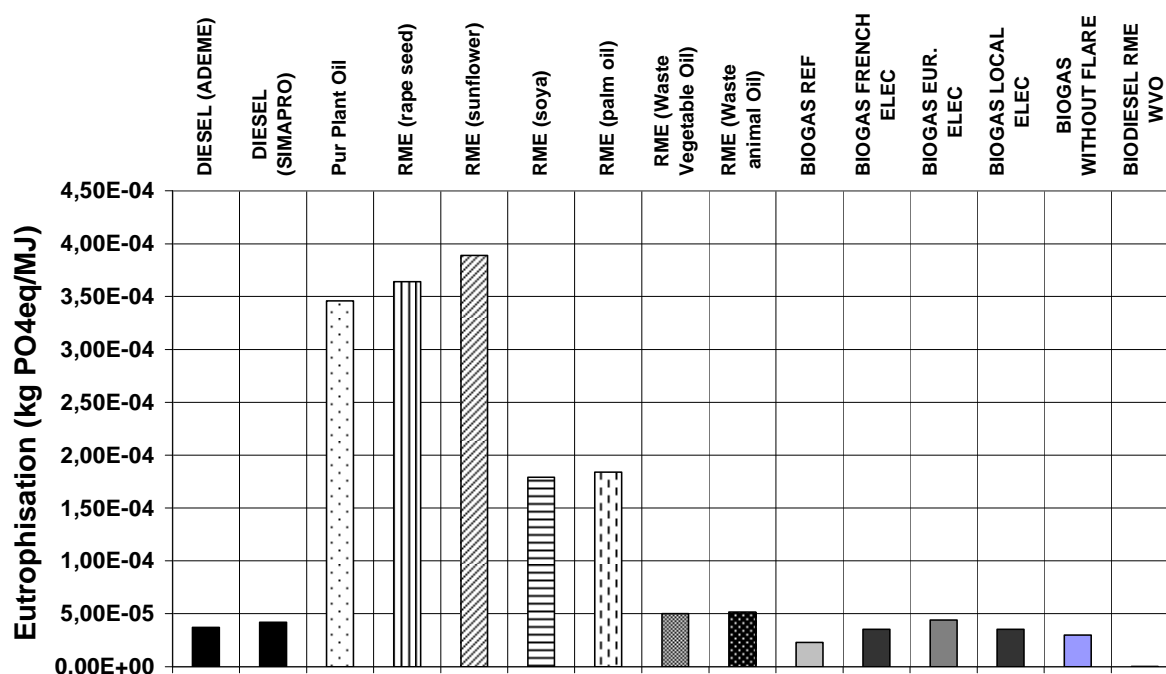


Figure 35 - Impact des biocarburants sur l'eutrophisation

Pour les biocarburants tirés d'huiles usagées, on observe que leur impact sur l'eutrophisation est du même ordre de grandeur que celle du diesel de l'analyse Ademe. L'analyse effectuée par Talens-Peiro fournit elle des valeurs d'eutrophisation 100 fois plus faibles. L'origine de cet écart reste inexpliquée. Néanmoins, la répartition des contributions est identique entre la phase utilisation (40%) et industrialisation (60%).

Pour le biogaz-biocarburant, la partie liée à la culture des plantes et à l'épandage des digestats n'est pas prise en compte: on observe donc une grande différence au niveau de cet impact par rapport aux autres biocarburants. Le biogaz est un carburant bénéfique pour son faible impact sur l'eutrophisation. Ce bénéfice ne serait pas remis en cause en changeant le taux d'allocation

¹⁵ RME:= rape methyl ester, B10=biocarburant utilisable dans un moteur diesel et reposant sur un mélange 10% d'ester et 90% de diesel

entre le carburant et la gestion des déchets car la littérature rapporte que l'épandage de digestats réduit les émissions de nitrates par rapport aux déchets non digérés.

3-3-2-3 Oxydation photochimique

Là encore, les écarts observés entre les 2 filières diesel sont relativement importants. L'incertitude sur cet indicateur est élevée. Cette fois, l'indicateur diesel Simapro est le plus défavorable, du fait d'une contribution plus grande de la phase de raffinage et de la basse teneur en soufre du diesel Ademe.

Les écarts entre biocarburants et filières fossiles pour cette catégorie d'impact sont variés: favorables pour certaines filières et légèrement défavorables pour d'autres. Ces écarts sont essentiellement dus à des différences dans les procédés industriels de production: les émissions sur la phase industrielle, notamment à cause de l'hexane utilisé dans le procédé d'extraction, expliquent 70% du bilan oxydation photochimique du B10 de colza. Ce sont les plantes cultivées en France qui ont un bilan de photo-oxydation défavorable par rapport au diesel.

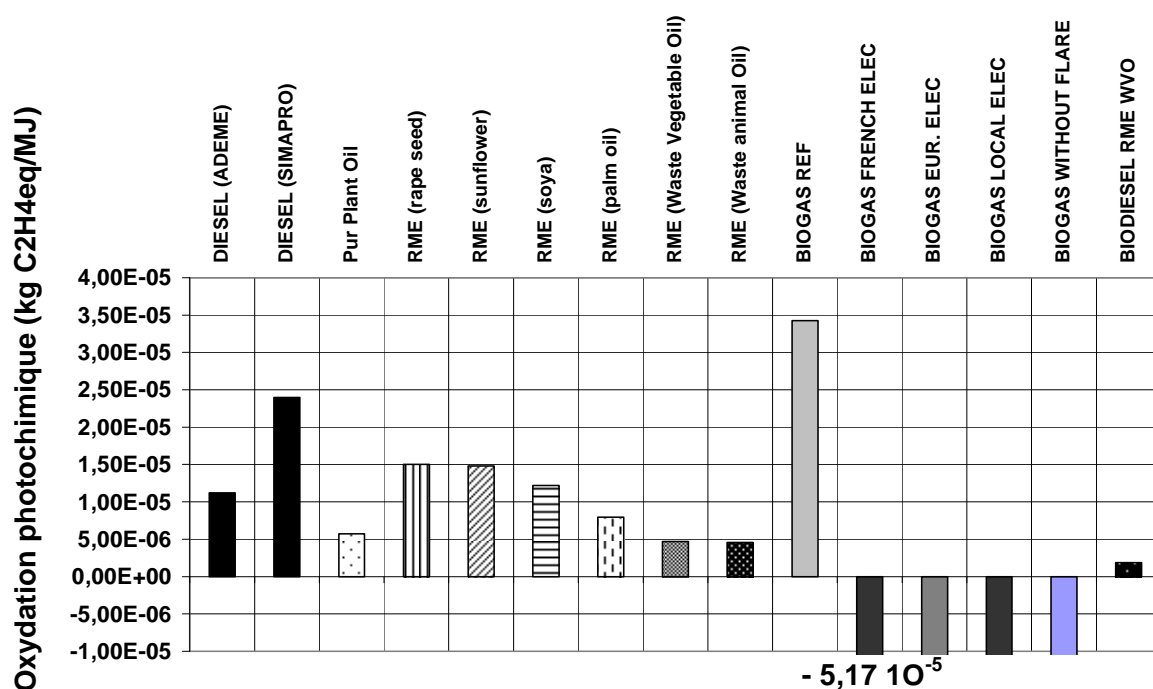


Figure 36 - Oxydation photochimique associée à différents biocarburants

Les huiles végétales, pures ou retraitées de déchets, ont un effet moins important sur la pollution photo oxydante. Pour les huiles usagées, on montre là encore la divergence des valeurs selon les études en comparant le RME-Waste vegetable oil et le biodiesel RME-WWO.

Pour le biogaz, le scénario de référence est très défavorable à ce carburant: l'incidence des imbrûlés et fuites de méthane, ainsi que la forte teneur en soufre du biogaz, explique ce résultat. Le bilan photo-oxydant est totalement modifié selon le choix d'allocation des émissions de méthane évitées: on voit ainsi l'importante contribution du méthane à cet indicateur. Le choix d'allocation est donc primordial pour déterminer l'impact du biogaz sur la pollution photochimique, devant tout autre élément de scénario.

3-3-2-4 L'effet de serre

Le potentiel de réchauffement climatique de la filière diesel est légèrement supérieur dans l'étude Ademe par rapport à la filière Simapro (voir Figure 37): l'écart vient d'une estimation plus précise des émissions sur la phase de transport/distribution des carburants. La différence de valeur nous paraît très significative des incertitudes qui peuvent peser sur les résultats des analyses en cycle de vie. Seules les tendances et les comparaisons de scénario peuvent être réalisées avec cette méthodologie.

La substitution du diesel par des biocarburants a un effet très positif sur cet indicateur d'impact. Pour le changement climatique, toutes les filières biocarburant ont un impact entre 30 et 40% inférieur à ceux des filières fossiles de référence. Les émissions de GES des filières biocarburant sont faibles car les émissions de CO₂ pendant la phase de combustion ne sont pas comptabilisées. En effet, les carburants obtenus à partir de plantes contiennent un carbone biogénique, dont la combustion émet du CO₂ pendant l'utilisation: mais ce CO₂ est en fait du CO₂ capturé dans la phase de croissance de la plante et il est considéré comme neutre.

Les facteurs de réduction de GWP¹⁶ peuvent atteindre 60% lorsqu'on tient compte des allocations aux coproduits des filières d'estérification. Pour les huiles agricoles, les phases émettrices de GES sont les phases agricoles (60%) et la phase de transformation (25%). Pour

¹⁶ GWP : *Global Warming Potential*

la phase agricole, on relève que la contribution vient surtout des énergies indirectes associées à la fabrication d'engrais. Elles viennent aussi des émissions de protoxydes d'azote au cours de la distribution de ces engrais.

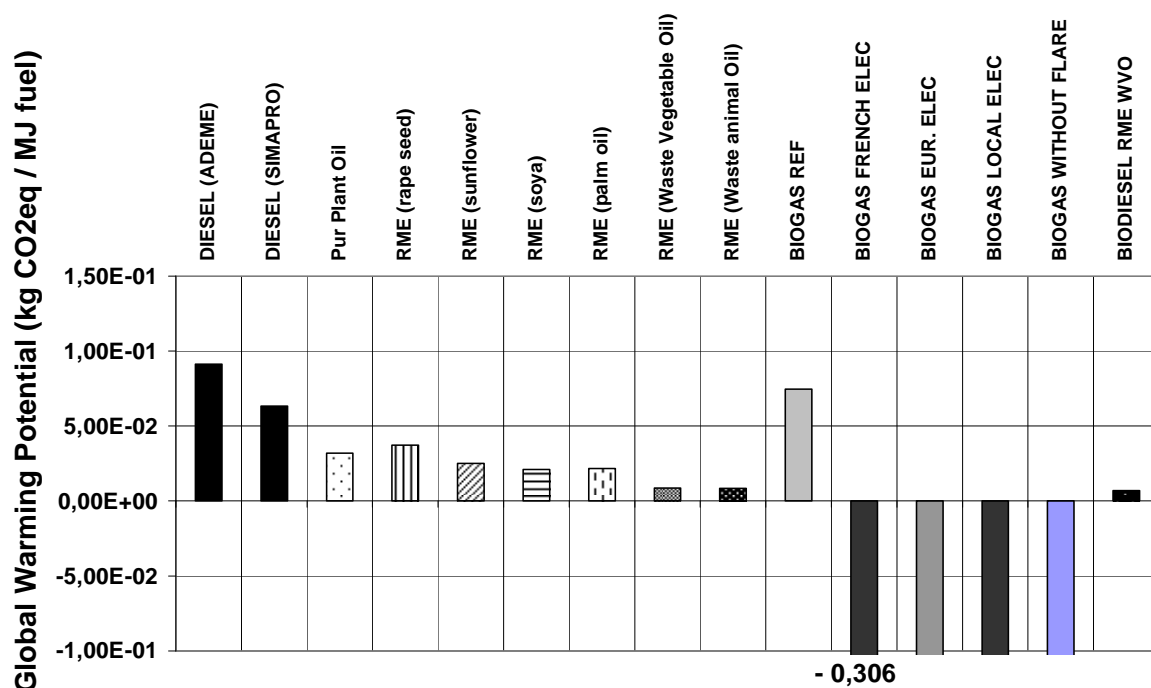


Figure 37 - Comparaison des émissions de gaz à effet de serre de différents biocarburants

Pour les esters d'huiles usagées, leur utilisation est très intéressante à cause de leur faible impact sur l'effet de serre. Mais là encore, on observe une divergence importante entre les valeurs fournies par Talens-Peiro (base biodiesel) et les valeurs de l'Ademe. Une fois encore, on constate la difficulté de ramener les résultats d'ACV de biocarburant sur une même base de référence.

Pour le biogaz, nous n'avons pas travaillé avec cette hypothèse de neutralité des émissions de carbone issues de plantes. Dans le scénario de référence, nous n'avons pas non plus considéré les émissions de méthane évitées: avec ces hypothèses très pénalisantes, nous obtenons un impact sur le changement climatique compris entre les 2 valeurs des filières diesel. On peut donc considérer que le biogaz, dans le pire des cas, a un effet sur le changement climatique identique au diesel. Le biogaz est le plus bénéfique des biocarburants dès lors qu'on lui alloue les émissions de méthane évitées ou qu'on annule les émissions de CO₂ biogénique.

3-3-2-5 Toxicité humaine

L'indicateur de toxicité humaine dans l'étude de l'ADEME présente une valeur importante qui est essentiellement liée à la prise en compte des émissions d'hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) dans la phase de combustion du diesel. Les HAP constituent en effet 99% de l'indicateur toxicité humaine. Les émissions de HAP baissent lorsqu'on utilise un biodiesel: de ce fait, tous les esters en mélange se voient attribuer un impact positif (score négatif) dans l'étude.

Par défaut, dans la filière diesel Simapro, les émissions de HAP ne sont pas spécifiées: on mesure les conséquences de cette approximation par l'écart des indicateurs de toxicité entre la filière diesel Ademe et la filière diesel Simapro. De même, la spéciation HAP est utilisée pour l'huile végétale pure, d'où un score élevée, et n'est pas utilisée par Talens-Peiro, d'où un score très faible.

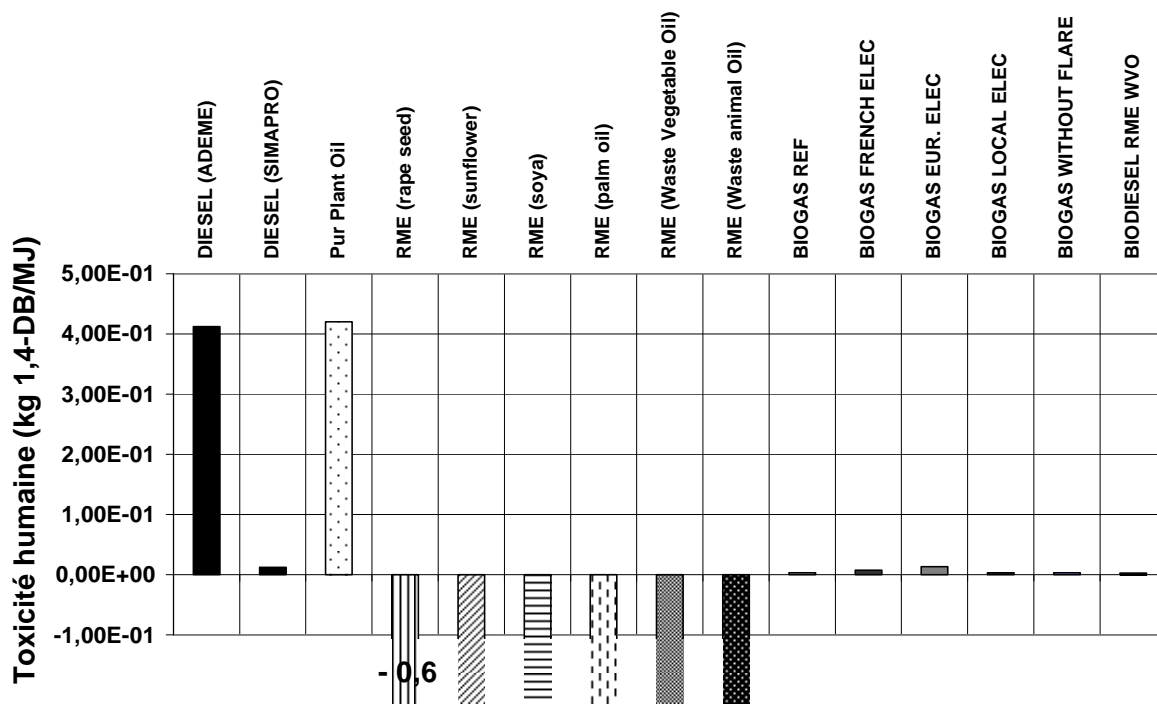


Figure 38 - Effet de différents biocarburants sur la toxicité humaine

Dans nos calculs, les émissions de HAP n'ont pas été expressément spécifiées et nous nous sommes contentés de décrire les émissions de HC totaux à l'échappement. En l'absence de description détaillée, SimaPro n'affecte pas de valeurs de spéciation des HC par défaut et considère donc que les émissions de HAP sont nulles. Ainsi, nous avons "omis" de décrire les émissions polluantes les plus pénalisantes pour la toxicité humaine de notre système.

Cependant, on peut supposer une moindre toxicité des moteurs fonctionnant au méthane, qui ont des émissions de HAP 50 fois inférieures au diesel (voir (Turrio-Baldassarri, Battistelli et al. 2006)

En ce qui concerne les biocarburants, l'étude de l'ADEME permet de conclure que l'indicateur de toxicité humaine présente une contribution prépondérante des émissions d'hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP). Leur impact sur cet indicateur masque tout les autres effets d'autres substances toxiques. Ce paramètre mis à part, l'utilisation des produits phytosanitaires est le principal élément pénalisant la filière biocarburant. La sensibilité de cet indicateur aux HAP rend toute analyse des effets sur la santé avec la méthode CML très délicate.

3-3-2-6 Conclusion

Nous avons mis en évidence tout au long de ce chapitre la difficulté de comparer des biocarburants sur la base des méthodes ACV. Outre les questions de périmètres et d'incertitudes sur les inventaires, on montre que même sur une filière comme la filière diesel, des écarts dans la spéciation des émissions peuvent entraîner des variations très significatives d'indicateurs.

C'est le cas en particulier pour l'indicateur de toxicité humaine de la méthode CML: s'agissant d'un des impacts prépondérants du secteur des transports, on ne peut que regretter le manque de robustesse de cet indicateur. Même pour un indicateur sur le pouvoir de réchauffement climatique, nous avons observé des différences significatives entre le diesel Simapro et le diesel Ademe. L'Ademe effectue une comparaison de leurs résultats aux valeurs des directives européennes: les écarts entre les différentes valeurs de l'ADEME sont bien souvent de l'ordre de 20% et semblent plutôt pénalisants à l'égard de l'ADEME. Les valeurs recommandées par (Directive 2009/28/CE 2009) constituent les valeurs de référence entachées d'une incertitude élevée.

Les écarts observés entre ces deux filières sont parfois du même ordre de grandeurs que les écarts avec les biocarburants, ce qui montre la difficulté de conclure sur les bénéfices attachés à telle ou telle substance. En ce qui concerne le biogaz-biocarburant, ses effets sur l'eutrophisation le rendent intéressant. Mais pour l'effet de serre ou la pollution photo-oxydante, la sensibilité des indicateurs est très importante. Pour ces impacts, le bénéfice environnemental associé au biogaz dépend essentiellement de valeurs d'allocation entre le traitement de déchets et la production d'énergie.

3-3-3 Indicateurs spécifiques à l'énergie

L'analyse en cycle de vie de la consommation énergétique d'une filière de production d'énergie n'est pas simple. Pour le comprendre, nous avons schématisé sur la Figure 39 le contour d'une analyse en cycle de vie pour un produit industriel, une centrale de production d'électricité et une filière de biocarburant. Pour un produit, toute la vie du produit est décrite jusqu'à ce que celui-ci arrive à l'état de déchet.

Si on s'intéresse à l'ACV d'une centrale électrique, les flux entrant dans le procédé se scindent en deux: le premier va concerner les flux de matière. Ceux-ci sont généralement associés à la fabrication de la centrale. Le second est relatif à l'énergie entrante : elle peut s'appréhender sous la forme de biomasse, de charbon, de gaz, d'uranium...L'unité typique de ce flux est le MJ. En sortie du procédé, on va distinguer l'énergie produite, qui est le service rendu, et les déchets ou coproduits (émissions, cendres...). L'énergie produite est l'énergie finale, exprimée en MJ: l'analyse s'arrête avant la partie utilisation. Le rendement énergétique est le rapport entre le flux d'énergie entrant et le flux d'énergie sortant. La dégradation de l'énergie à l'utilisation n'est pas prise en compte.

Pour les carburants, l'énergie produite à la fin du procédé est en fait une énergie intermédiaire. La phase utilisation, qui est la principale phase à l'origine des impacts environnementaux, est nécessairement intégrée à l'analyse. Par contre, la matière entrante pour construire les installations n'est pas prise en compte dès lors qu'on fait une analyse comparative (notamment avec la filière diesel classique). Pour les carburants, la matière entrante est en fait la biomasse. Mais son contenu énergétique propre ne rentre pas dans l'analyse. Seule l'énergie externe (non renouvelable la plupart du temps) est prise en compte.

De ce fait, l'efficacité énergétique de la filière n'est jamais abordée correctement: dans le cas du diesel, on compte effectivement la quantité d'hydrocarbure dépensée pour obtenir un litre de carburant (rendement énergétique). Dans le cas des biocarburants, l'énergie entrante peut être du diesel, de l'électricité... Mais on ne compte jamais le potentiel d'énergie entré sous forme de biomasse. Seules, les analyses exergétiques telles que celles de (Talens Peiro, Villalba Mendez et al. 2008) ou b(Kalinci 2009) intègrent ce potentiel.

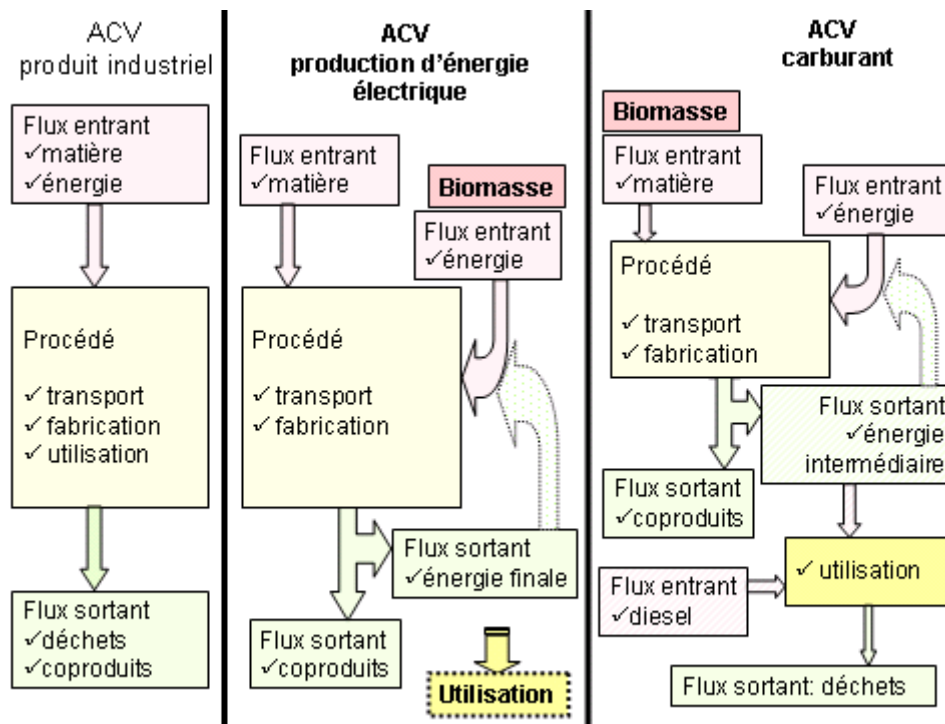


Figure 39 - Schéma fonctionnel des analyses en cycle de vie de procédés industriels, de production d'énergie électrique, de carburant

La complexité de l'analyse énergétique de la filière de production de carburant réside également dans le fait de mélanger les esters au carburant fossile. Compte tenu des taux de substitution assez faibles, l'analyse environnementale est souvent ramenée au carburant pur afin d'amplifier les écarts entre filières.

Ainsi, l'analyse comparative des biocarburants de l'Ademe aboutit aux constatations suivantes: la consommation d'énergie non renouvelable a principalement lieu lors de l'étape d'utilisation par le véhicule pour le carburant fossile: l'utilisation de 1 MJ de diesel suppose une consommation de 1,09 à 1,25 MJ d'énergie non renouvelable selon les sources.

Pour les biocarburants d'origine agricole, c'est l'étape de transformation industrielle qui représente environ 60 à 70% des consommations en moyenne: le poste énergie est le poste principal de cette étape, avec 70 à 80% de gaz naturel et 20-25% d'électricité. Le reste se répartit globalement entre l'étape agricole (15 à 25% du total) et les transports (10% du total).

Pour la partie agricole, les engrais représentent entre 50 et 60% des consommations d'énergie non renouvelable de cette étape, la mécanisation venant en second avec 20-25%. Le séchage peut représenter une part non négligeable de cette étape le cas échéant (15% pour le maïs).

Ces propos se rapportent naturellement aux esters purs, et non au mélange réellement utilisé dans les véhicules. La consommation d'énergie non renouvelable, si on inclut la phase d'utilisation, est essentiellement liée à la consommation de diesel. Elle dépend essentiellement du taux d'incorporation des esters. Avec des taux d'incorporation faibles (5-10%), les écarts de consommations de ressources non renouvelables des biocarburants sont très faibles (<10%) et vraisemblablement dans la marge d'incertitude de l'approche.

Dans les ACV de biocarburants, nous observons que le potentiel de production énergétique de la biomasse n'est pas pris en compte. Seules les énergies non renouvelables sont intégrées dans ces travaux. L'analyse ne fournit donc aucun élément pour juger de l'efficacité énergétique globale de ces filières.

Une optimisation énergétique/environnementale de ces filières consiste simplement à prélever une partie de la production "énergie renouvelable" pour assurer les besoins des phases de transports et fabrication: ainsi, la consommation d'énergies non renouvelables baisse. Cette baisse s'effectue sans réduction de rendement de la filière, puisque ce dernier n'est pas estimé en intégrant le potentiel d'énergie de la biomasse en entrée. C'est avec cette méthode que nous avons construit nos scénarios de biogaz.

Sans recourir à une analyse exergétique complète, nous avons proposé d'intégrer le potentiel énergétique de la biomasse dans l'analyse. Il est alors possible de comparer le rendement énergétique traditionnel aux indicateurs énergétiques de l'ACV. Les indicateurs "Fossil fuel depletion" et "Cumulative Energy Demand" sont calculés sous Simapro.

Le rendement énergétique et le bilan carbone sont calculées par ailleurs et l'ensemble indicateurs sont reportés sur la Figure 40. On remarque une très grande corrélation entre l'indicateur CED et l'indicateur fossil fuel ($r^2=0,97$). Ces deux indicateurs présentent un score élevé pour la filière diesel, ce qui est assez trivial.

Dans cette partie, le scénario de référence et le scénario french élec obtiennent des scores tout à fait comparables: ce résultat est normal car ils ne diffèrent que par la prise en compte du méthane évité. Les deux indicateurs traduisent donc bien le fait qu'on a un recours moindre aux énergies fossiles avec le biogaz carburant. Sur la courbe de CED, on constate même une forte baisse pour les deux derniers scénarios: cette baisse est due à ce que dans ces deux cas, l'électricité nécessaire est produite localement. Cette production locale consomme moins d'énergie non renouvelable que la production moyenne, que ce soit française ou européenne.

En observant les émissions de CO₂, on observe des tendances assez différentes de celles des autres indicateurs. La différence sensible porte sur la comparaison diesel et biogaz: la filière biogaz est favorable pour les indicateurs CED et fossil fuel alors que le bilan carbone ne l'est pas. L'explication vient des fuites de méthane sur l'installation qui ont une contribution supérieure aux émissions de CO₂ du moteur diesel pur. En effet, le méthane a un pouvoir de réchauffement climatique de 23 fois celui du CO₂. Les 2% de fuites de méthane représentent donc autant que 46% de la combustion du biogaz. L'effet des choix d'électricité est alors peu sensible face à ces termes de pertes. L'indicateur CO₂ nous paraît donc peu fiable en ce qui concerne son utilisation par rapport à une problématique énergétique dans le cas du méthane.

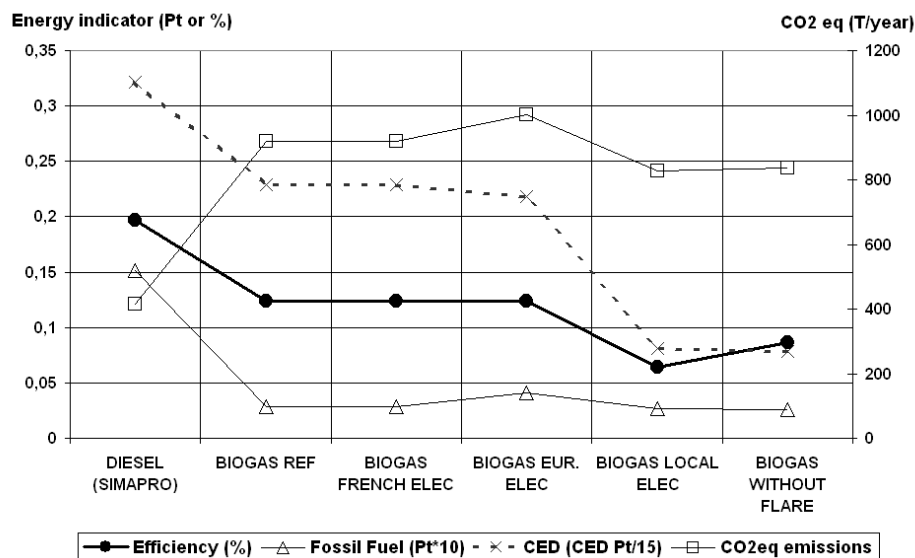


Figure 40 - Indicateurs spécifiques à l'utilisation de l'énergie dans l'ACV

Enfin, l'efficacité énergétique de la production de biogaz est inférieure à celle de la filière diesel. Il faut avouer que les rendements de cette dernière sont très intéressants. La production

de biogaz correspond à une demande énergétique élevée: chaleur pour le chauffage de la cuve, électricité pour la production.

Pour ce carburant, on voit nettement sur le rendement l'effet de la baisse de production de méthane associée à la production locale d'électricité (scénario Biogaz local elec). Dans le dernier scénario, le rendement de la filière remonte si on valorise mieux le biogaz mis initialement en torchère. L'indicateur de rendement permet de juger les scénarios défavorable sur le plan énergétique quand le bilan carbone ou les indicateurs ACV indique un résultat plutôt favorable sur le plan environnemental.

Ce rendement permet en effet de faire le lien entre le potentiel de production énergétique et la demande d'énergie associée au besoin. Il est le seul indicateur qui permette de traduire la moindre disponibilité de biogaz à l'utilisation dans les deux derniers scénarios. Il permet de montrer l'arbitrage à faire entre une production de "carburant propre" et une production maximale.

3-4 Conclusion

Ce chapitre présente une analyse de l'impact environnemental et de l'intérêt énergétique d'une station de méthanisation produisant du biogaz carburant. L'analyse repose sur une installation de méthanisation de déchets agricoles ayant les mêmes caractéristiques que les stations de méthanisation existantes en France. Les émissions polluantes et les besoins énergétiques associés sont évalués pour plusieurs scénarios de production de méthane dans l'objectif de son utilisation dans des moteurs dual-fuel. L'analyse en cycle de vie 'ACV' est utilisée pour chercher l'impact environnemental des machines agricoles fonctionnant en dual-fuel.

On montre que les principaux problèmes environnementaux relatifs aux tracteurs dual-fuel restent assez analogues à ceux d'un tracteur diesel. Il est possible d'amener le score environnemental du biogaz en dessous de la filière diesel en travaillant sur la gestion de la torchère et grâce la production locale d'électricité. On a montré ensuite que l'allocation des émissions de méthane évitée par la digestion anaérobie des déchets reste l'un des facteurs conditionnant le plus l'impact environnemental global du biogaz biocarburant.

Les résultats biogaz sont ensuite comparés ceux d'autres biocarburants. A travers l'analyse proposée, on montre la difficulté d'utiliser les ACV à des fins de comparaisons sans une étude coordonnée sur plusieurs carburants. Pour l'effet de serre, le score du biogaz comparé aux carburants est conditionné par des choix d'allocation. Pour l'oxydation photochimique, ce choix conduit à juger le méthane tantôt comme le meilleur ou comme le pire des biocarburant.

Pour l'effet sur la santé humaine, l'impact est essentiellement lié aux HAP: lorsque les émissions de HAP sont spécifiées, les biocarburants ont un effet bénéfique vis-à-vis de ce problème. Sans précision sur les HAP, toutes les filières biocarburant et diesel ont un impact équivalent sur la santé humaine.

On procède enfin à une analyse énergétique en effectuant un bilan complet des énergies entrantes et sortantes, biomasse y compris. On montre ainsi que les indicateurs ACV relatifs à l'énergie se focalisent sur la nature renouvelable ou non de l'énergie. En les utilisant, l'optimisation des filières biocarburants réside, sur le plan énergétique, à consommer une partie de la production "biocarburant" pour assurer les besoins des phases de fabrication et de transport.

Avec ces indicateurs, on montre l'intérêt d'utiliser des tracteurs agricoles fonctionnant avec des taux de substitution plus élevés que les autres modes de transport. Cependant, le prélèvement d'une partie de la production pour les besoins de la filière diminue la quantité de biocarburant disponible à l'utilisation. En raisonnant par unité de besoin final, et sans intégrer le potentiel de la biomasse, il n'est pas possible de mettre en évidence cette diminution. L'intérêt de l'approche exergétique, ou à défaut, d'une approche énergétique complète permet de mettre en évidence cet arbitrage.

Conclusion

Conclusion générale

Cette thèse de doctorat a consisté pour une large part à analyser les impacts environnementaux du cycle de vie des agrocombustibles provenant essentiellement de déchets forestiers (bois) d'une part et de déchets agricoles et animaux (biogaz) d'autre part. Ceci a permis d'éliminer les phases de culture. Le cycle de vie commence donc depuis la collecte jusqu'à l'utilisation pour produire de l'énergie électrique et thermique.

Le but a été d'identifier les points forts et les points faibles de la filière de ces agrocarburants en vue d'améliorer l'impact global sur l'environnement. On a pu ainsi identifier les principaux polluants générés à chaque étape du cycle de vie de l'agrocarburant et les étapes qui ont les plus grands impacts environnementaux.

On a également comparé, d'un point de vue énergétique et environnemental, trois scénarios de production d'énergie à partir des agrocarburants : un scénario de valorisation du méthane sous forme de carburant dans des moteurs "dual fuel" pour des engins agricoles et deux scénarios de cogénération (turbine à vapeur et ORC) pour la production d'énergie électrique et thermique à partir de la biomasse.

Ces scénarios ont été comparés à deux scénarios de production d'énergie par un moteur diesel d'une part et une centrale de production de l'électricité (également par moteur diesel) d'autre part à l'aide de deux méthodes d'analyse des dommages : Eco-indicateur 99 (E) et IMPACT2002+. On observe que la variabilité des résultats fournis par une ACV est très grande selon les hypothèses, les frontières et les méthodes retenues.

Nous avons, dans la mesure du possible identifié, selon nos critères et par rapport au contexte, le scénario énergétique le plus compatible avec le principe de développement durable.

L'utilisation énergétique du bois apporte également des résultats intéressants parce que les impacts environnementaux de l'approvisionnement des matières premières sont très faibles.

Une technologie possible pour l'avenir est la gazéification du bois. Cependant, même si ces processus sont à considérer comme des perspectives d'avenir, l'évaluation de leur importance future doit toujours être étudiée en raison de la disponibilité limitée des matières premières et les nombreuses formes alternatives concurrentes d'utilisation.

Un profil environnemental favorable pourrait aussi être atteint avec l'utilisation énergétique des coproduits agricoles. Il s'agit de la valorisation énergétique des déchets et des résidus.

On note de même qu'un poids important des impacts environnementaux des biocarburants est dû à la culture agricole et à la déforestation des forêts tropicales, ce qui a également de graves répercussions sur la biodiversité.

Bibliographie

Ademe 2005– note de cadrage sur le contenu CO2 du kWh par usage en France – 14 janvier 2005

Ademe 2009 – Le bois énergie et la qualité de l'air – note de synthèse.

Ademe (2010). Analyses en cycle de vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France. ADEME, Service bioressources: 236.

Alla, G. H. A. a. S., H. A. (2002). "Effect of injection timing on the performance of a dual fuel engine " *Energy Convers. Mgmt* 43: 269-277.

Alla, G. H. A. a. S., H. A. (2000). "Effect of pilot fuel quantity on the performance of a dual fuel engine." *Energy Convers. Mgmt* 41: 559-572.

Alain MORCHEOINE - MARCHANDISES, ENERGIE, ENVIRONNEMENT ET EFFET DE SERRE Alain MORCHEOINE Directeur de l'Air, du Bruit et de l'Efficacité Energétique]

Arrêté du 25 juillet 1997 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à déclaration sous la rubrique n° 2910 (Combustion)

Arrêté du 20/06/02 relatif aux chaudières présentes dans une installation nouvelle ou modifiée d'une puissance supérieure à 20 MWth

Bari S., 1996. Effect of carbon dioxide on the performance of biogas/diesel dual-fuel engine *Renewable Energy*, Volume 9, Issues 1-4, September-December 1996, Pages 1007-1010.

Berglund, M. and P. Borjesson (2006). "Assessment of energy performance in the life-cycle of biogas production." *Biomass & Bioenergy* 30(3): 254-266.

Borjesson, P. and M. Berglund (2006). "Environmental systems analysis of biogas systems - Part 1: Fuel-cycle emissions." *Biomass & Bioenergy* 30(5): 469-485.

Boudfar, M., Ammar, M., Guilain, S., Lahjaily, H., Toussaint, M., Descombes, G., 2008, Experimental Study of the Compressor Surge of a Diesel High Performance Engine, International Congress THIESEL 2008, Conference on Thermo-and Fluid Dynamic Processes in Diesel Engines, 10-12 September 2008, Valence, Spain.

Broz J. (2006). Etude comparative des danger et des risques liés au biogaz et au gaz naturel. Paris, INERIS.

Chevalier, M. a. M., F. (2005). "Environnemental assessment of biogas co- or tri-generation units by life cycle analysis methodology." *Applied thermal engineering* 25: 3025-3041.

Chiriac, R., 2009, Carburants alternatifs au pétrole, réduction des consommations et des émissions de polluants, rapport 235, 18.06.2009, *Program Research in Paris 2009*.

Chiriac, R., Descombes, G., Podevin, P., 2010, Dispositif d'alimentation d'un moteur en gaz enrichi en dihydrogène et dioxygène, 2010, Brevet Français déposé sous le n° 1003455 le 26/08/ 2010.

Chiriac, R., Descombes, G., 2010, An assessment on the possibilities of energy recovery process from the engine exhaust gases made by thermodynamic analysis, Congrès international EURECO, ROUMANIE, Cofret 2010, IASI 5-7 may 2010.

Christelle Périlhon et Georges Descombes 2011. Cours des énergies alternatives au pétrole, 2010-2011. www.cnam.fr.

Dabert, P., and Peu, P., (2008). "Aspects microbiologiques de la méthanisation." LA METHANISATION EN MILIEU RURAL.

Choi, Lee et (al) 2008. The effects on operation conditions of sludge retention time and carbon/nitrogen ration in an intermittently aerated membrane bioreactor (IAMBR). *Bioresource Technology, Volume 99, Issue 13, September 2008, Pages 5397-5401*

Crutzen Paul, 2007. P.J. Crutzen a reçu le prix Nobel de chimie avec J.Molina F. Sherwood Rowland pour leurs travaux sur la chimie atmosphérique et en particulier sur la formation et décomposition de l'ozone. P.J. Crutzen et al., N₂O release from fertilizer use in biofuel production. *Atmospheric chemistry and physics, 2007* .

DEGLISE Xavier et DONNOT André, Bois énergie, Techniques de l'Ingénieur, BE 8 535, 10 juil. 2004

Demand a useful Indicator for the Environmental Performance of Products?" *Environ. Sci. Technol.* 40(3): 641-648.

Deligant, M., Podevin, P., Descombes, G., 2010, Computational Fluid Dynamics Calculations of Turbocharger's Bearing Losses, International congress SAE 2010, Rio de Janeiro 3-5 may 2010.

Descombes, G., 2003, Transferts de masse et de chaleur dans les machines thermiques et récupération d'énergie, Habilitation à diriger les recherches, Université P. et M. Curie, 19 décembre 2003.

Descombes, G., Boudigues, S., 2009, Modelling of waste heat recovery for combined heat and power applications. *Appl. Therm. Eng.*, 29 (13), 2009, 2610-2616.

Descombes, G., Maroteaux, F., Feidt, M., 2003, Study of the interaction between mechanical energy and heat exchanges applied to IC engines, *Applied Thermal Engineering*, Vol. 23, issue 16, pp. 2061-2078, Nov. 2003.

Diango, A., Périlhion C., Danho, E., Descombes, G., 2009, Influence des transferts thermiques sur les performances des micro turbines à gaz, 3rd International Conference on Thermal

Engines and Environmental Engineering, June 4-6, 2009, METIME Research Center, GALATI, ROMANIA, pp. 1-21, ISBN 978-973-627-442.

Directive 2009/28/CE (2009). DIRECTIVE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, Journal officiel de l'Union européenne. 2009/28/CE: 47.

Eco guide des stations de montagne, Mountain-riders.org.
http://www.mountain-riders.org/_EcoGuideStations/index.php

EDF R&D, Revue de l'énergie, avril 2007

Frischknecht, R., Heujung R., Hofstetter P. (1998). "Einstein's Lessons for Energy accounting in L.C.A." Int. J. LCA 3(5): 266-272.

Galindo, J., Serrano, J.R., Climent, H., Tiseira, A., 2008, Experiments and modelling of surge in small centrifugal compressor for automotive engines, Experimental Thermal and Fluid Science 32 (2008), pp. 818-826

German Energy Agency. Enhancing the role of natural gas and biomethane in transport: concept for a roadmap process. Berlin, 20/10/2010

Hartmann, J. K. (2006). Life-cycle-assessment of industrial scale biogas plants. Fakultät für Agrarwissenschaften. Göttingen, Georg-August-Universität. Phd Thesis.

HENHAM, A.; MAKKAR. M. K. 1998. Combustion of simulated biogas in a dual-fuel diesel engine; Energy Conversion and Management, v. 39, p. 2001-2009, 1998.

Huijbregts, M. A. J., Rombouts L.J.A., Hellweg S., Frischknecht R., Jan Hendriks, A., van de Meen, D., Ragas, A.M.J., Reijnders, L., Struijs, J. (2006). "Is Cumulative Fossil Energy

HUYGHE R., et al, 2010. Liquéfaction du charbon (CTL). Techniques de l'ingénieur, Référence J5210 | Date de publication : 10 déc. 2010

IFEU (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH) – SGKV (Studiengesellschaft für den kombinierten Verkehr e.V.) - Consommation d'énergie et des émissions de CO2 entre le transport routier et le transport combiné rail/route -

Olivier Imberdis, 2011. L'hybridation électrique des véhicules: Processus de développement et challenges. Cycle de conférences SIA-Cnam: Utilisation rationnelle de l'énergie et environnement, Cnam, Mars 2011. www.cnam.fr/turbomachines-moteurs.

IPCC (Intergovernmental panel on climate change) 2001, Climate change rapport 2001.

http://www.lomag-man.org/tunnels_routier/anacomp_route-transpcomb/analycomprout-c...

JFC Outlook, juin 2005

Jolliet O., Saadé M., Crettaz P., Analyse du cycle de vie, presses polytechniques et universitaires romande, Lausanne 2005- 242 p - ISBN 2-88074-568-3.

Kalinci, Y., Hepbasli A., Dincer, I. (2009). "Biomass-based hydrogen production: a review and analysis." Int. J. of hydrogen energy 34: 8799-8817.

Lacour, S., Galiègue, Y., Vaitilingom G., Pradel M., Gallet P., Guiscafré P (2010). The contribution of field experiments to Life Cycle Assessment of agricultural works: application to spreading works. Int. Conference on agricultural engineering, towards environmental technologies, Clermont-Ferrand.

Lamquin, T., Gjika, K., 2009, Power losses identification on turbocharger hydrodynamic bearing systems: test and prediction. Proceedings of ASME Turbo Expo 2009. Paper GT2009-59599. June 8-12, 2009, Orlando, FL USA

Martinez, J., Guiziou, F., Gueutier, V. (1995). Emissions de méthane au cours du stockage des déjections animales. Cemagref. Rennes, Division Production et Economie Agricoles: 60.

Moras, S. (2008). "Environmental assessment of energy production by combustion of biogas provided by the anaerobic digestion of agricultural biomass." *Int. J. Environmental Technology and Management* 9(4): 413-424.

Membrez, Yves, Fruteau, H. und Dovat, J. (2007) Producing Biogas from cheese whey to contribute to the energy independency of cheese factories (Workshop on Anaerobic Digestion in Mountain Regions (and Isolated Rural Areas)). Chambéry.

Meunier Francis, domestiquer l'effet de serre – Dunod 2005

Moras, S. (2008). "Environmental assessment of energy production by combustion of biogas provided by the anaerobic digestion of agricultural biomass." *Int. J. Environmental Technology and Management* 9(4): 413-424.

NF-EN-ISO-14044 (2006). NF EN ISO 14044, AFNOR: 56.

Odysée - <http://www.ademe.fr/partenaires/odyssee/pdf/fig10.pdf>

http://www.ademe.fr/partenaires/odyssee/fran/projet/projet_frame.htm

Ooms M., D. C. B., Wenish S., Monier E. (2007). Analyse du cycle de vie des modes de valorisation énergétiques du biogaz issu de la fraction fermentescible des ordures ménagères collectées sélectivement en France. ADEME: 130.

Pagot, A., Duparchy, A., Gautrot, X., Leduc, P., Monnier G., 2006, Combustion Approach for Downsizing: the IFP Concept, *Oil & Gas Science and Technology*, Vol. 61 (2006), N°. 1, pp. 139 - 153.

Papagiannakis, R. G. a. R., C. D. (2009). "Emission characteristics of high speed, dual fuel, compression ignition engine operating in a wide range of natural gas/diesel fuel proportions." *Fuel* 89: 1397-1406.

Podevin, P., Clenci, A., Descombes, G., 2010, Influence of the lubricating oil pressure and temperature on the performances of a hard down sizing engine at low speeds, article sous presse, *Appl. Therm. Eng.*, 2010.

POITRAT, E. (2008). Elaboration d'un référentiel méthodologique pour la réalisation d'Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération en France. ADEME: 17.

POITRAT [Techniques de l'ingénieur – Biocarburants Poitrat *Ref 15 : Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*. JRC, Concawe et EUCAR, Well to tank report, Version 2c, mars 2007.]

ROGAUME Yann - Production de chaleur à partir du bois - Installations industrielles, Techniques de l'ingénieur BE 8 748, 10 avril 2005

Sahoo, B. B., Sahoo, N, U.K. Saha, U.K. (2009). "Effect of engine parameters and type of gaseous fuel on the performance of dual-fuel gas diesel engines—A critical review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13: 1151–1184.

Selim, M. (2005). "Effect of engine parameters and gaseous fuel type on the cyclic variability of dual fuel engines." *Fuel* 84(7/8): 961-971.

Sun, L., Meunier F. (2003). Adsorption. In *Génie des procédés*. Paris: Techniques de l'ingénieur. Techniques de l'ingénieur.

Talens Peiro, L., G. Villalba Mendez, et al. (2008). "Exergy analysis of integrated waste management in the recovery and recycling of used cooking oils." *Environ Sci Technol* 42(13): 4977-81.

Turrio-Baldassarri, L., C. L. Battistelli, et al. (2006). "Evaluation of emission toxicity of urban bus engines: Compressed natural gas and comparison with liquid fuels." *Science of the Total Environment* 355(1-3): 64-77.

Vijayabalan, P., and G. Nagarajan (2009). "Performance, Emmision an Combustion of LPG Diesel Dual Fuel Engine using Glow Plug." *Journal of Mechanical and Industrial Engineering* 3(2): 105-110.

Wenish S. and Monier , E. (2007). Analyse du Cycle de Vie des modes de valorisation énergétique du biogaz issu de méthanisation de la Fraction Fermentescible des Ordures Ménagères collectée sélectivement en France. R. Environnement, ADEME/GAZ de FRANCE: 130.

Zieba, A. et al., 2010. Transesterification reaction of triglycerides in the presence of Ag-doped H3PW12O40. *Journal of Molecular Catalysis A: Chemical*, 316(1-2), p.30-44.

Commission Energie et Développement Durable, Groupe de travail « biocarburants » Décembre 2007. Les biocarburants. Communication à l'Académie des Technologies 2007

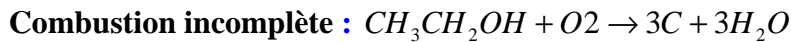
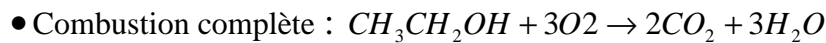
Annexes

Annexes

Annexe 1- Calcul comparé de réaction de combustion d'un carburant

On considère la combustion à pression constante de l'éthanol (C₂H₅OH) dans l'oxygène pur. La combustion est considérée comme théorique stœchiométrique et allant à son terme. Les réactifs sont dans les conditions ambiantes standards : T_a=T₀=298 K, P_a=P₀=1.013bar.

Equation de combustion totale :



- L'enthalpie standard de la réaction

$$\Delta H_R^\circ = \sum_{Produits} N_j \Delta h_{fj}^\circ - \sum_{Reactifs} N_i \Delta h_{fi}^\circ ;$$

Δh_{fi}° : Enthalpie de formation dans l'état standard.

N_i : Nombre de moles des réactifs.

N_j : Nombre total des produits.

$$\begin{aligned} \Delta H_R^\circ &= 2[\Delta h_f^\circ]_{CO_2} + 3[\Delta h_f^\circ]_{H_2O_{vap}} - [\Delta h_f^\circ]_{CH_3CH_2OH_{gaz}} - 3[\Delta h_f^\circ]_{O_2} \\ &= 2[-393.52] + 3[-241.82] - [235.31] - 3[0] \\ &= -1277.19 \text{ kJ} / \text{mol}_{C_2H_5OH} \end{aligned}$$

- 1 mole de C₂H₅OH pèse 46 g/mol
- Pouvoir Calorifique inférieur : $PCI = \frac{-\Delta H_R^\circ}{m} = 27765 \text{ KJ} / \text{kg}$
- Variation d'entropie de la réaction (à T₀) :

$$\Delta S_{reaction} = S_{produits} - S_{reactifs}$$

$$; S_{T,P} = \sum N_i (S_i)_{T,P_i} = \sum N_i \left[(S_i)^\circ_T - R \ln \frac{N_i}{N} \right]$$

N_i : Nombre de moles du gaz dans le mélange

N : Nombre totale des moles du mélange.

$$\Delta S_{T=T_0} = 2 \left[S_{CO_2}^\circ - 8.314 \ln \frac{2}{5} \right] + 3 \left[S_{H_2O}^\circ - 8.314 \ln \frac{3}{5} \right] - \left[S_{C_2H_5OH}^\circ - 8.314 \ln \frac{1}{4} \right] - \left[S_{O_2}^\circ - 8.314 \ln \frac{3}{4} \right]$$

$$= 47.175 \text{ J / mol.K}$$

Exergie de l'éthanol :

$$Ex_{1\text{reactifs}} - \cancel{Ex_{2\text{produites}}} = Ex_1 = (H_{\text{reactifs}} - H_{\text{produitifs}}) - T_0 (S_{\text{reactifs}} - S_{\text{produitifs}})$$

$$\Rightarrow Ex_{\text{ethanol}} = -\Delta H_R^\circ + T_a S_{\text{reactifs}/T_a}$$

$$= 1277.19 + 298 \times 47.175$$

$$= 1291.3 \text{ kJ / mol}_{C_2H_5OH}$$

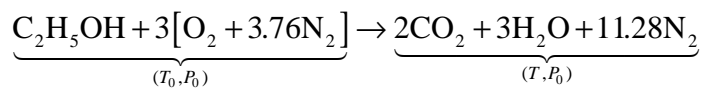
$$\Rightarrow \frac{Ex_{C_2H_5OH} - \Delta H_R^\circ}{\Delta H_R^\circ} = \frac{1291.3 - 1277.2}{1277.2} \approx 1.1\%$$

• Alors le PCI (ΔH_R°) est une bonne approximation de l'exergie du combustible.

$$\eta_{ex} = \frac{Ex_{\text{produits}}}{Ex_{\text{du combustible}}} = \frac{?}{Ex_{\text{du combustible}}}$$

$$Ex_{\text{produites}} = -\Delta H_R^\circ - T_a \underbrace{(S_{\text{produitifs}} - S_{\text{reactifs}})}_{\text{à } T_{\text{finale}}}$$

• Température de fin de combustion adiabatique :



• **1ère Principe:**

$$\cancel{W_a} + \underbrace{Q_c}_{\text{Adiabatique}} = \Delta h_R$$

$$\Rightarrow \Delta h_R = \sum N_j [\Delta h_f^\circ + h_{T\text{prod}} - h_0]_j - \sum_{\text{Reactif}} N_j [\Delta h_f^\circ + h_{T\text{reac}} - h_0]_j = 0$$

$$\Rightarrow 2[\Delta h_f^\circ + h_T - h_0]_{CO_2, T} + 3[\Delta h_f^\circ + h_T - h_0]_{H_2O, T} + 11.28[\Delta h_f^\circ + h_T - h_0]_{N_2, T}$$

$$= [\Delta h_f^\circ + h_{T\text{reac}} - h_0]_{C_2H_5OH, T_0} + 3[\Delta h_f^\circ + h_{T\text{reac}} - h_0]_{O_2, T_0} + 11.28[\Delta h_f^\circ + h_{T\text{reac}} - h_0]_{N_2, T_0} = -235.31$$

$$\Rightarrow 2[-393.52 + h_T - 9.367]_{CO_2, T} + 3[-241.82 + h_T - 9.911]_{H_2O, T} + 11.28[0 + h_T - 8.672]_{N_2, T} = -235.31$$

$$\Rightarrow 2h_{T_{CO_2}} + 3h_{T_{H_2O}} + 11.28h_{T_{N_2}} = 1227.87$$

• Hypothèse de départ: Toutes les moles sont du $N_2 = 18.16$ moles de N_2

$$\Rightarrow 16.28h_{T_{N_2}} = 1227.87 \Rightarrow h_{T_{N_2}} = 75.422 \text{ NJ / Kmol}$$

• De tableau 3 : $T = [2200-2300] \text{ K} \Rightarrow T = 2292.5 \text{ K}$

• Exergie des produits de combustion

$$Ex_f = h_f - h_r - T_a(S_f - S_r)$$

$$\Delta H_R^\circ = h_{Pro}^R - h_{React}^I$$

$$S_f - S_r = S_{Pro}^T - S_{Pro}^{T_0} = 2(S_{CO_2,T}^\circ - S_{CO_2,T_0}^\circ) + 3(S_{H_2O,T}^\circ - S_{H_2O,T_0}^\circ) + 11.28(S_{N_2,T}^\circ - S_{N_2,T_0}^\circ)$$

$$= 2(317.54 - 213.71) + 3(271.041 - 188.81) + 11.28(256.91 - 191.57)$$

$$\Rightarrow S_f - S_r = 1191.39 \text{ J / mol.K}$$

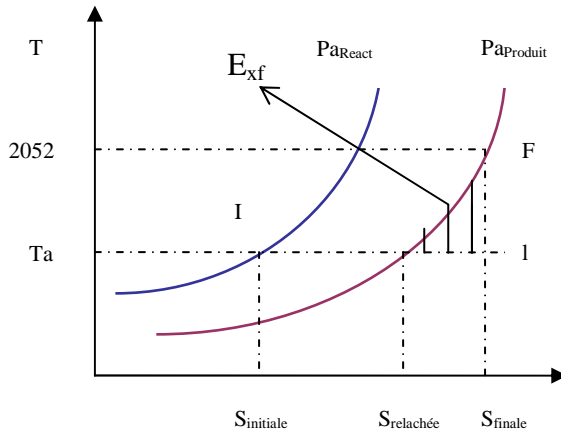


Figure 41

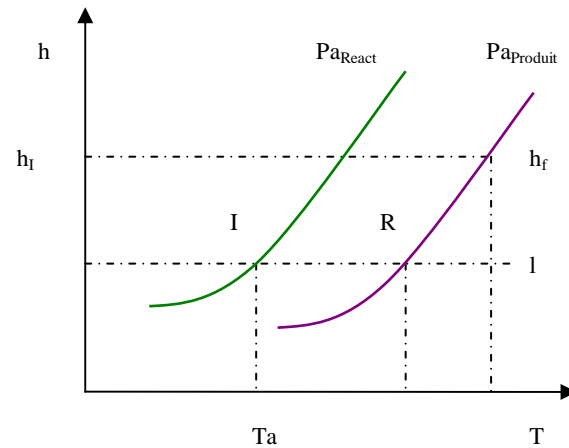


Figure 42

$$Ex_{produites} = Ex_F = -\Delta H_R^\circ - T_a(S_{prod} - S_{reac})$$

$$= 1277.19 \times 10^3 - 298.15 \times 1191.39$$

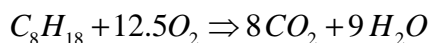
$$= 921.98 \times 10^3 \text{ J / mol}_{C_2H_5OH}$$

• Rendement exergetique :

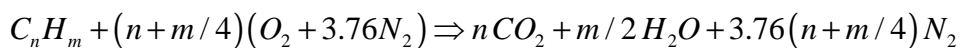
$$\eta_{ex_{C_2H_5OH}} = \frac{Ex_{Produits}}{Ex_{combustibles}} = \frac{904.05 \times 10^3}{1291.3 \times 10^3} = 0.714$$

Exergie d'une mole de C₈H₁₈)

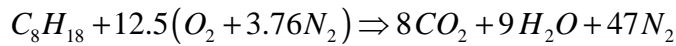
Pour la combustion complète :



Pour la combustion incomplète :



Combustion de mélange stœchiométrique :



$$\Delta H_R^\circ = \sum_{Produites} N_j \Delta h_{fj}^\circ - \sum_{Reactifs} N_i \Delta h_{fi}^\circ ;$$

Δh_{fi}° : Enthalpie de formation dans l'état standard

$$\Delta H_R^\circ = 8[\Delta h_f^\circ]_{CO_2} + 9[\Delta h_f^\circ]_{H_2O_{vap}} - [\Delta h_f^\circ]_{C_8H_{18}} - 12.5[\Delta h_f^\circ]_{O_2} = -5074.59 \text{ kJ} / \text{mol}_{C_8H_{18}}$$

1 mol de C_8H_{18} pèse 104 g/mol

$$\text{Pouvoir Calorifique inférieur} : PCI_{C_8H_{18}} = \frac{-\Delta H_R^\circ}{m} = 48.79 \times 10^3 \text{ KJ} / \text{kg}$$

Variation d'entropie de la réaction (à T_0) :

$$\Delta S_{reaction} = S_{produits} - S_{reactifs}$$

$$; S_{T,P} = \sum N_i (S_i)_{T,P_i} = \sum N_i \left[(S_i^\circ)_T - R \ln \frac{N_i}{N} \right]$$

$$\Delta S_{reaction} = 552.01 \text{ J} / \text{mol} \cdot \text{K}$$

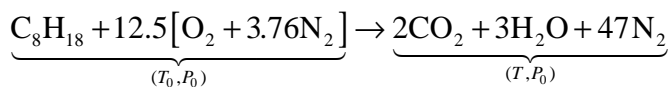
$$\Rightarrow Ex_{essence} = -\Delta H_R^\circ + T_a S_{reactifs/T_a} = 5239.14 \text{ kJ} / \text{mol}_{C_8H_{18}}$$

$$\Rightarrow \frac{Ex_{C_8H_{18}} - \Delta H_R^\circ}{\Delta H_R^\circ} \approx 3.24\%$$

$$\eta_{ex} = \frac{Ex_{produits}}{Ex_{du\text{combustible}}} = \frac{?}{Ex_{du\text{combustible}}}$$

$$Ex_{produites} = -\Delta H_R^\circ - T_a (S_{productifs} - S_{reactifs})$$

Température de fin de combustion adiabatique :



$$w_a + Q_c = \Delta h_R$$

$$\Delta h_R = \sum N_j [\Delta h_f^\circ + h_{T_{prod}} - h_0]_j - \sum_{Reactif} N_j [\Delta h_f^\circ + h_{T_{reac}} - h_0]_j = 0$$

1ère Principe:

$$\Rightarrow 8h_{T_{CO_2}} + 9h_{T_{H_2O}} + 47h_{T_{N_2}} = 5646.35$$

$$\Rightarrow h_{T_{N_2}} = 88.22 \text{ MJ} / \text{Kmol}$$

De tableau : $T = [2600-27300] \text{ K} \Rightarrow T = 2642.2 \text{ K}$

Exergie des produits de combustion :

$$Ex_f = h_f - h_r - T_a(S_f - S_r)$$

$$\Delta H_R^\circ = h_{\text{Pr}o}^R - h_{\text{Re}act}^I$$

$$S_f - S_r = S_{\text{Pr}o}^T - S_{\text{Pr}o}^{T_0} = 8(S_{CO_2,T}^\circ - S_{CO_2,T_0}^\circ) + 9(S_{H_2O,T}^\circ - S_{H_2O,T_0}^\circ) + 47(S_{N_2,T}^\circ - S_{N_2,T_0}^\circ)$$

$$S_f - S_r = 5036.49 \text{ J / mol.K}$$

$$Ex_{\text{produites}} = 3572.96 \times 10^3 \text{ J / mol}_{C_8H_{18}}$$

Rendement exergetique :

$$\eta_{ex_{C_8H_{18}}} = \frac{Ex_{\text{Produits}}}{Ex_{\text{combustibles}}} = 0.682 = 68.2 \%$$

Calcul pour le méthane

• Combustion complète : $CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$

• L'enthalpie standard de la réaction

$$\Delta H_R^\circ = \sum_{\text{Produites}} N_j \Delta h_{fj}^\circ - \sum_{\text{Reactifs}} N_i \Delta h_{fi}^\circ ;$$

$$\begin{aligned} \Delta H_R^\circ &= [\Delta h_f^\circ]_{CO_2} + 2[\Delta h_f^\circ]_{H_2O_{\text{vap}}} - [\Delta h_f^\circ]_{CH_4_{\text{gaz}}} - 2[\Delta h_f^\circ]_{O_2} \\ &= [-393.52] + 2[-241.82] - [-74.85] - 2[0] \\ &= -802.31 \text{ kJ / mol}_{CH_4} \end{aligned}$$

• 1 mol de CH_4 pèse 16 g/mol

• Pouvoir Calorifique inférieur : $PCI = \frac{-\Delta H_R^\circ}{m} = 50144 \text{ KJ / kg}$

• Variation d'entropie de la réaction (à T_0) :

$$\Delta S_{\text{reaction}} = S_{\text{produits}} - S_{\text{reactifs}}$$

$$; S_{T,P} = \sum N_i (S_i)_{T,Pi} = \sum N_i \left[(S_i)^\circ_T - R \ln \frac{N_i}{N} \right]$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{T=T_0} &= \left[S_{CO_2}^\circ - 8.314 \ln \frac{1}{3} \right] + 2 \left[S_{H_2O}^\circ - 8.314 \ln \frac{2}{3} \right] - \left[S_{CH_4}^\circ - 8.314 \ln \frac{1}{3} \right] - 2 \left[S_{O_2}^\circ - 8.314 \ln \frac{2}{3} \right] \\ &= \left[213.64 - 8.314 \ln \frac{1}{3} \right] + 2 \left[188.72 - 8.314 \ln \frac{2}{3} \right] - \left[186.16 - 8.314 \ln \frac{1}{3} \right] - 2 \left[205.03 - 8.314 \ln \frac{2}{3} \right] \\ &= -5.14 \text{ J / mol.K} \end{aligned}$$

Exergie de Méthane :

$$Ex_{1\text{reactifs}} - Ex_{2\text{produites}} = Ex_1 = (H_{\text{reactifs}} - H_{\text{productifs}}) - T_0(S_{\text{reactifs}} - S_{\text{productifs}})$$

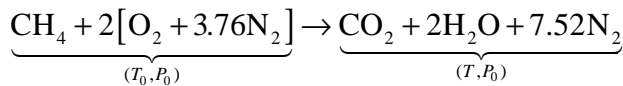
$$\begin{aligned} \Rightarrow Ex_{\text{Méthane}} &= -\Delta H_R^\circ + T_a S_{\text{reactifs}/T_a} \\ &= 802.31 \times 10^3 + 298 \times -5.14 \\ &= 800.778 \text{ kJ / mol}_{CH_4} \end{aligned}$$

$$\Rightarrow \left| \frac{Ex_{CH_4} - \Delta H_R^\circ}{\Delta H_R^\circ} \right| = \left| \frac{800.778 - 802.31}{802.31} \right| \approx 0.2\%$$

- Alors le PCI (ΔH_R°) est une bonne approximation de l'exergie du combustible.

$$Ex_{\text{produites}} = -\Delta H_R^\circ - T_a \underbrace{(S_{\text{productifs}} - S_{\text{reactifs}})}_{\text{à } T_{\text{finale}}}$$

- Température de fin de combustion adiabatique :



• 1ère Principe:

$$\cancel{W_a} + \underbrace{Q_c}_{\text{Adiabatique}} = \Delta h_R$$

$$\Rightarrow \Delta h_R = \sum N_j [\Delta h_f^\circ + h_{T_{\text{prod}}} - h_0]_j - \sum_{\text{Reactif}} N_j [\Delta h_f^\circ + h_{T_{\text{reac}}} - h_0]_j = 0$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow & [\Delta h_f^\circ + h_T - h_0]_{CO_2, T} + 2[\Delta h_f^\circ + h_T - h_0]_{H_2O, T} + 7.52[\Delta h_f^\circ + h_T - h_0]_{N_2, T} \\ & = [\Delta h_f^\circ + h_{T_{\text{reac}}} - h_0]_{CH_4, T_0} + 2[\Delta h_f^\circ + h_{T_{\text{reac}}} - h_0]_{O_2, T_0} + 7.52[\Delta h_f^\circ + h_{T_{\text{reac}}} - h_0]_{N_2, T_0} = -74.35 \end{aligned}$$

$$\Rightarrow [-393.52 + h_T - 9.367]_{CO_2, T} + 2[-241.82 + h_T - 9.911]_{H_2O, T} + 7.52[0 + h_T - 8.672]_{N_2, T} = -74.35$$

$$\Rightarrow h_{T_{CO_2}} + 2h_{T_{H_2O}} + 7.52h_{T_{N_2}} = 897.212$$

- Hypothèse de départ: Toutes les moles sont du $N_2 = 10.52$ moles de N_2

$$\Rightarrow 10.52h_{T_{N_2}} = 897.212 \Rightarrow h_{T_{N_2}} = 85.29 \text{ NJ / Kmol}$$

- De tableau 3 : $T = [2500-2600] \text{ K} \Rightarrow T = 2562.4 \text{ K}$

- Exergie des produits de combustion :

$$Ex_f = h_f - h_r - T_a(S_f - S_r)$$

$$\Delta H_R^\circ = h_{\text{Pro}}^R - h_{\text{React}}^I$$

$$\begin{aligned} S_f - S_r &= S_{\text{Pro}}^T - S_{\text{Pro}}^{T_0} = (S_{CO_2, T}^\circ - S_{CO_2, T_0}^\circ) + 2(S_{H_2O, T}^\circ - S_{H_2O, T_0}^\circ) + 7.52(S_{N_2, T}^\circ - S_{N_2, T_0}^\circ) \\ &= (324.6 - 213.71) + 2(276.92 - 188.81) + 7.52(261.1 - 191.57) \end{aligned}$$

$$\Rightarrow S_f - S_r = 809.976 \text{ J / mol.K}$$

$$\begin{aligned}
 Ex_{produites} = Ex_F &= -\Delta H_R^\circ - T_a(S_{prod} - S_{reac}) \\
 &= 802.31 \times 10^3 - 298.15 \times 809.976 \\
 &= 560.816 \times 10^3 \text{ J / mol}_{CH_4}
 \end{aligned}$$

• Rendement exergetique :

$$\eta_{exCH_4} = \frac{Ex_{Produits}}{Ex_{combustibles}} = \frac{560.816 \times 10^3}{800.778 \times 10^3} = 0.7$$

Tableau récapitulatif

Carburant	m [gr/mol]	PCI [MJ/kg]	Ex _{comb} [kJ/mol]	Ex _{comb} [MJ/kg]	T _{finale} [K]	Ex _{produit} [kJ/mo]	Ex _{pro} [MJ/k g]	$\eta_{ex} \%$
Butane C ₄ H ₁₀	58	56	2711.34	46.75	2400	1914.39	33	70.61
Ethanol C ₂ H ₅ OH	46	28	1291.25	28.07	2292.5	921.98	20.04	71.4
Essence C ₈ H ₁₈	104	48.8	5239.14	50.38	2642	3572	34.35	68.2
Méthane CH ₄	16	50.14	800.778	50.05	2562.4	560.82	35.05	70

Annexe 2 - Comparaison de centrales de cogénération 2MWe et 10MWe-Données de base Enertime

I. Données sur les centrales

Nous comparons 2 centrales de cogénération fonctionnant à partir de biomasse. Le consommateur d'énergie thermique considéré est un réseau de chaleur utilisant de l'eau chaude à 90°C. Pour le module ORC, la puissance thermique est totalement consommée par le réseau de chaleur. Pour la centrale vapeur, la puissance thermique consommée par le réseau de chaleur est dimensionnée pour atteindre le rendement total critique de 50% demandé par la Commission de Régulation de l'Energie.

		Centrale ORC 2MWe	Centrale vapeur 10MWe
Caractéristiques générales			
Puissance électrique brute	kWe	2000	10 000
Puissance thermique disponible	kWth	7800	17 000
Rendement électrique brut	%	16,2%	19,0%
Puissance électrique auxiliaires	% de la puissance brute	15%	12%
Production électrique annuelle nette	GWh	13,6	70,4
Consommation horaire biomasse ¹	T/h	4,9	21,1
Nombre de camions par jour		8	32
Consommation annuelle de biomasse	T/an	39 250	168 400
Nombre de camions par an		1 785	7 650
Pertes			
Pertes eau	m ³ /an	0	8 000
Pertes OMTS ²	kg/an	50	0
Pertes huile thermique ³	kg/an	200	0
Cendres	T/an	1,2	4,5
Emissions de la chaudière		Arrêté du 25 Juillet 1997	Arrêté du 20 Juin 2002
Poussières	mg/Nm ³	100	50
CO	mg/Nm ³	250	200
NO _x	mg/Nm ³	500	400
SO ₂	mg/Nm ³	200	200
COV	mg/Nm ³	50	110

¹ En considérant un PCI moyen de 2,5MWh/T pour la biomasse

² Octaméthyltrisiloxane, fluide utilisé dans le module ORC. Son GWP est considéré comme négligeable. Voir fiche de sécurité en Annexe.

³ Huile synthétique type Therminol 66, voir fiche de sécurité en Annexe

II. Données sur la biomasse

1. Composition moyenne du bois sec

Carbone	49%
Oxygène	45%
Hydrogène	5,5%
Azote	0,5%

2. Quantité de biomasse disponible

Nous avons choisi 2 régions types pour l'étude : une fortement boisée, l'Auvergne, et une moins boisée, la Bretagne.

		Auvergne	Bretagne
Surface	km ²	26 000	27 200
Bois énergie potentiellement récupérable	kT/an	570	300
Densité de bois énergie potentiellement récupérable	kT/km ² /an	21	11

3. Rayon de collecte

Il est raisonnable de penser que l'implantation d'une centrale pourra capter environ 20% de la quantité de biomasse supplémentaire disponible. Avec cette hypothèse, les rayons de collecte pour les camions pour les 2 régions sont :

Rayon de collecte (km)	Centrale ORC 2MWe	Centrale vapeur 10MWe
Région Auvergne	55	113
Région Bretagne	76	157

Annexe 3 - Calculs des émissions pour le moteur Diesel

1. Bilan énergétique

Pour les calculs détaillés ci-dessous nous prendrons un rendement de 35% pour le moteur Diesel de 2 MWe. Le rendement de cogénération sera choisi égal à celui de la centrale bois de même puissance, soit 80%.

La consommation de cette centrale est $2 \times 3\,600 / 0,35 = 20\,571$ MJ/h de fioul. Or comme le PCI est de 42,6 MJ/kg, ceci correspond à 482,9 kg/h de carburant (ou $0,4829 \times 8\,000 = 3\,863$ t/an).

La production d'électricité par cette centrale est de $2 \times 3\,600 \times 8\,000 = 57,6 \cdot 10^6$ MJ/an

Le rendement de cogénération étant défini par :

$$\eta_{\text{cogé}} = \frac{\text{Electricité} + \text{Chaleur}}{\text{Fioul}} = \frac{7200 + C}{20571} = 0,8$$

On en déduit la production de chaleur $C = 9\,256,8$ MJ/h (soit $74 \cdot 10^6$ MJ/an)

La production d'électricité représente donc 43,75% de l'énergie utile produite :

$$\frac{E}{E + C} = \frac{7200}{7200 + 9256,8} = 0,4375$$

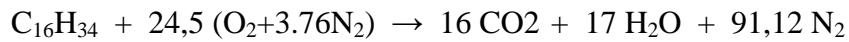
Et la production de chaleur 56,25%.

Les émissions seront donc réparties au prorata de ces valeurs.

2. Consommation du moteur diesel et émissions de CO2

La formule équivalente du carburant diesel considéré est $C_{16}H_{34}$

Les émissions de CO2 lors de la phase de combustion sont obtenues à partir des équations de combustion. L'équation théorique stœchiométrique de combustion du carburant diesel s'écrit alors :



1 mole de $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$ pèse 226 g et produit 704g de CO_2 , donc 1 kg de carburant produit 3,115 kg de CO_2 .

Comme la consommation de carburant est de 3 863 t/an, l'émission de CO_2 associée est donc de 12 034 t/an (valeur d'entrée du logiciel).

Emission de CO_2 en t/MJ élect

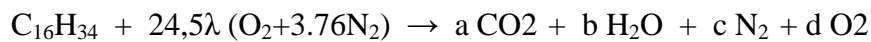
$12\,034 \cdot 10^3 / 57,6 \cdot 10^6 = 0,209$ kg/MJ élec sans tenir compte de la chaleur cogénérée.

Et en répartissant au prorata des énergies produites en cogénération :

$209 \times 43,75\% = 91,4$ g de CO_2 / MJ d'électricité, ce qui est bien la valeur donnée par le logiciel.

3. Autres émissions produites lors de la combustion

L'équation théorique de combustion du fioul avec 5% d'oxygène dans les fumées sèches s'écrit :



On a :

$$\frac{d}{a + c + d} = 0,05 \quad \text{5\% d'oxygène en volume dans les fumées sèches.}$$

Un bilan des espèces permet de déterminer les inconnues :

$$\text{C} \quad 16 = a$$

$$\text{H} \quad 34 = 2b$$

$$\text{O} \quad 2 \times 24,5 \lambda = 2a + b + 2d$$

$$\text{N} \quad 24,5 \times 2 \times 3,76 \lambda = 2c$$

Soit encore :

C a = 16
H b = 17
O d = 24,5 (λ - 1)
N c = 92,12 λ

Et
$$\frac{d}{a+c+d} = \frac{24,5(\lambda-1)}{16+92,12\lambda+24,5(\lambda-1)} = 0,05$$

Finalemment :

$\lambda = 1,2895 \quad d = 7,09 \quad c = 118,79$

L'équation de combustion du fioul avec excès d'air s'écrit donc :



Le volume des fumées sèches dans les conditions normales (p = 1,013 bar et T = 273 K), correspondant à la combustion de 226g de fioul est donc :

$V_{fs} = (16 + 118,79 + 7,09) \times 22,4 = 3\ 178\ l$

Soit 14,06 Nm³/kg de fioul.

Ceci nous permet de calculer les émissions de polluants associés au fonctionnement de la centrale pendant une année. Puisque la consommation de fioul sur cette période est de 3 863 t/an la conversion se fait de la manière suivante :

$[polluant\ (t/an)] = [polluant\ (g/m^3)] \cdot 10^{-6} \times 3\ 863 \cdot 10^3\ (kg\ de\ fioul/an) \times 14,06\ (m^3\ fumées/ kg\ de\ fioul)$

Les résultats sont les suivants (valeurs d'entrée du logiciel) :

	CO	NO2	poussières	COV	SO2
Réglementation g/m ³	0,650	1,500	0,100	0,150	0,160
Centrale diesel t/an	35,3	81,47	5,43	8,147	8,69

On peut aussi convertir les valeurs de polluants exprimées en g/m³ en g/MJ de la façon suivante :

[polluant en mg/an] x 43,75 % / 57,6.10⁶ MJ/an = [polluant en mg/MJ élec]

	CO g/MJ	NO2 g/MJ	Poussières g/MJ	COV (équiv CH4) g/MJ	SO2 g/MJ
Centrale Diesel en mg/MJ élec	268	619	41	62	66

Ce qui sont bien les valeurs retrouvées grâce au logiciel.

Annexe 4 - Recensement des installations de méthanisation en France

Le tableau fournit recense les installations de méthanisation agricole existantes en France et précise la nature des déchets utilisés ainsi que la production annuelle de biogaz.

Tableau 46 - Recensement des installations de méthanisation en France

Nom	Lieu	Type de substrat	Quantité/an	Nm ³ biogaz/an
GAEC Forget	Viver-au-Court (08)	Fumier bovin mou	1600 t	300000
		Fumier bovin	880 t	
		Pelouse	330 t	
		Issus des Céréales	190 t	
		Maïs	580 t	
		Herbe	770 t	
GAEC Oudet	Clavy-Warby (Les Ardennes)	Lisier	1300 t	190000
		Fumier	500 t	
		Tonte de pelouse	50 t	
		Maïs	18 t	
		Issus des Céréales	210 t	
GAEC château	du Etrépigny (Les Ardennes)	Lisier et Fumier	1800 m3	330000
		Ensilage de maïs	4 ha	
		Déchets céréales	100 t	
		Pelouse	400-500 t	
Plélo	Côtes (Bretagne)	d'Armor		510000
		Ensilage	800 t	
		Lisier porc	2800 m3	
		Graisse de flottation	1000 t	
AGPM	Montardon	Fumier bovin	500 t	32850
		Lisier de Porc	4380 m3	

EARL-Mercier	Essert Bloy (73)	Lactoserum	4000 t	362000
		Petit lait	200 t	
		Lisier bovin	2500 t	
		Fumier bovin	1500 t	
GAEC	des			
Chatelets	Gruffy (74)	Lisier bovin	2000 t	265600
		Fumier bovin	300 t	
		Pelouse	400 t	
		Déchets IAA	540 t	
		Huiles usagées	24 t	
		Pain vieux	82 t	
GAEC	Bois			
Jolie	Vendée (La Verrie 85)	Fumier bovin et lapin		124465
		Invendu fruit et légumes		
		Fumier volaille et bovin		
		Déchets céréales	tot= 1400 t MB	
EARL	Mignéville - Meurthe-			
Brimbelles	et-Moselle	Lisier	955 t	784000
		Fumier	255 t	
		Ensilage de plantes énergétiques	900 t	
		Graisses animales ou de flottation	350 t	
		Issus de céréales au co-produits agro-alimentaires	800 t	
Ferme de l'oie	Coulaures (Dordogne)	Lisier ferme	500 m3	64000
		Fumier palmipèdes et ovins	120 t	
		Graisses animales	25 t	
		Réfus des céréales	150 t	
		Tot	800 t	
LEBBE	Villefranque (Hautes	Fumier bovin	400-500 m3	36500

Pyrénées)				
		Eaux verts et blanches	100 m3	
		tot. fumier vache	1000 t	
SAS Ener'Buiss	Dampierre (10)	Lisier de porc	10000 m3	42048
		Déchets céréales		
		Déchets andives		
Saint Germain des Prés				
GAEC Beets	(45)	Lisier bovin	4400 t	517000
		Lisier porcin	3000 t	
		Fumier bovin	1130 t	
		EVB	300 t	
		Enilage d'herbe	550 t	
		Ensilage de Sorgho	310 t	
		Issus de céréales	200 t	
		Déchets de légumes	400 t	

CV Scientifique

Dareen ALKADEE

CNAM-Paris

292 Rue Saint Martin

75003 Paris, France

Tél.: 01.40.27.21.77

Tél.: 06.26.49.36.79

Email: dareen-alkadee@hotmail.com

◆ EXPERIENCE PROFESSIONELLE:

2008-2011: Doctorante au LGP2ES (CNAM-Paris), EA21, Ecole doctorale 390, UPMC.

Depuis juillet 2005: Assistante à la Faculté de Génie Mécanique, Université d'Alep, Syrie et détachée pendant la durée de thèse depuis 2008 à juin 2011.

2003 à 2005: chargée des TP ; Université de Tichrine, Faculté de Génie Mécanique et Electrique, Lattaquié, Syrie.

◆ FORMATION:

2008 : *Depuis janvier 2008 en thèse* au CNAM-Paris (Conservatoire national des arts et métiers), Laboratoire du Génie des Procédés pour l'Environnement, l'Énergie et la Santé (LGP2ES), EA21.

La thématique de thèse est centrée sur les techniques de réduction et de traitement des émissions de polluants dans une machine thermique, sous la direction de monsieur DESCOMBES Georges « professeur des universités au CNAM-Paris », madame LACOUR Stéphanie chargée de recherche au Cemagref-Antony et membre de l'EA21 et madame PERILHON Christelle, maître de conférences au Cnam.

Cette thèse est financée par le gouvernement syrien via une convention franco-syrienne dans le cadre d'un accord international avec le ministère de l'éducation. (ministry of high education)

2007 : *Bac+6 & Master Recherche MEGA* (LaMCoS Institut National des Sciences Appliquées, INSA-LYON) <http://lamcosnet.insa-lyon.fr/>, Mention Génie Mécanique.

2004 : *Diplôme d'Etudes Supérieures en Génie Mécanique*, spécialisation en Génie des *Machines Thermiques*, mention **Excellent**, Université Tishrine, Faculté de Génie Mécanique et Electrique, Lattaquié, Syrie.

1998 à 2003: *Diplôme en Génie Mécanique*, section des Forces Mécaniques, mention **TB**, Université Tishrine, Faculté de Génie Mécanique et Electrique, Lattaquié, Syrie.

1998 : Baccalauréat scientifique, mention **Très Bien**, Lattaquié - Syrie

◆ LANGUE:

Français : Lu, écrit et parlé.

Anglais: Niveau Bien.

Arabe : langue maternelle

◆ INFORMATIQUE:

SimaPro

Matlab.

Autocad

Thermoptim.

Visual Basique

ACTIVITES

Mars à juillet 2010: Encadrement d'un stagiaire en Master 2 mention recherche de l'UPMC M. Tancredi CHINESE au Cemagref Antony sur l'ACV du biogaz.

Au cours de la thèse : Cours et TD devant les élèves ingénieurs du Cnam dans les UE ENM103 « Polluants, gaz à effet de serre et véhicules hybrides » et ENM104 « Energies alternatives au pétrole » et téléenseignement par enregistrement en studio de cours.

Participation à plusieurs colloques et conférences sur le sujet de l'énergie et l'environnement, l'exergie et les biocarburants dans le cadre de ma thèse.

COMMUNICATIONS ET ARTICLES :

Octobre 2009 : Communication en Echotech 2009

D. Alkadee, G. Descombes, C. Perilhon, S. Lacour, R. Chiriach. Intérêt comparé d'une approche « analyse en cycle de vie » et « analyse exergétique » des biocarburants pour les agroéquipements. ECOTECHS'09 – Maîtrise de l'énergie à l'échelle de l'exploitation agricole : quelles perspectives technologiques ?

Octobre 2010 : 1^{ière} Conférence franco-Syrienne à Damas

Dareen ALKADEE, Stephanie LACOUR, Georges DESCOMBES. Réduction des consommations de carburant et production d'énergie propre dans les moteurs thermiques. 1ère Conférence Franco-Syrienne sur les énergies renouvelables, 12 pages, Damas, 24-28 Octobre 2010.

Juin 2011 : Communication au congrès international de Bucarest du 23-25 juin, workshop sur la biomasse, Université polytechnique de Bucarest.

S. Lacour, T. Chinese, D. Alkadee, G. Descombes. Biogas from agricultural waste for dual fuelled non road mobile engine ». The 33rd international Symposium of Section IV of

CIGR. Bioenergy and other renewable energy technologies and systems - Brets 2011.
Bucharest, Romania, June 23-25 2011.