



HAL
open science

La production de carburants liquides par thermoconversion de biomasse lignocellulosique : évaluation pour le système énergétique français futur

Carole Hohwiller

► **To cite this version:**

Carole Hohwiller. La production de carburants liquides par thermoconversion de biomasse lignocellulosique : évaluation pour le système énergétique français futur. Génie des procédés. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2011. Français. NNT : 2011ENMP0021 . pastel-00620639

HAL Id: pastel-00620639

<https://pastel.hal.science/pastel-00620639>

Submitted on 8 Sep 2011

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.

Ecole doctorale n°432 : “ Sciences des Métiers de l’Ingénieur ”

Doctorat ParisTech

T H È S E

pour obtenir le grade de docteur délivré par

l’École nationale supérieure des mines de Paris

Spécialité “ Energétique ”

présentée et soutenue publiquement par

Carole HOHWILLER

le 11 février 2011

**La production de carburants liquides
par thermoconversion de biomasse lignocellulosique :
évaluation pour le système énergétique français futur**

Directeur de thèse : **Denis CLODIC**
Co-directeur de thèse : **Patrick CRIQUI**

Jury :

M. Daniel FAVRAT, Professeur, EPFL
M. Pierre NEVEU, Professeur des Universités, UPR 8521, Université de Perpignan
M. Denis CLODIC, Directeur de Recherche, CEP, MINES ParisTech
M. Patrick CRIQUI, Directeur de Recherche, LEPII, Université de Grenoble
Mme Dominique DRON, Directrice générale déléguée, IFREMER
M. Jean-Marie SEILER, Directeur de Recherche, LTB, CEA

Rapporteur
Rapporteur
Examinateur
Examinateur
Examinatrice
Examinateur

Remerciements

SOMMAIRE

INTRODUCTION	13
<u>CHAPITRE 1 : DEMARCHE D’EVALUATION POUR LES PROCEDES DE BIOCARBURANTS DE DEUXIEME GENERATION ET LEUR INSERTION DANS LE SYSTEME ENERGETIQUE</u>	17
-1 LE PROBLEME DE L’EVALUATION DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DES BIO/AGRO-CARBURANTS	17
-1.1 UNE FORTE SENSIBILITE AUX HYPOTHESES TECHNIQUES	17
-1.2 UNE TRES FORTE SENSIBILITE AUX FRONTIERES DU SYSTEME	19
-1.3 PRISE EN COMPTE DES LIMITES DU POTENTIEL DE BIOMASSE MOBILISABLE : NECESSITE D’UNE APPROCHE SYSTEMIQUE	21
-2 DEMARCHE D’EVALUATION A L’ECHELLE DES PROCEDES	22
-2.1 DELIMITATION DE LA FAMILLE DE PROCEDES EXPLORÉE (SUPERSTRUCTURE) : LA THERMOCONVERSION DE LA BIOMASSE LIGNOCELLULOSIQUE EN CARBURANTS LIQUIDES	22
-2.2 CHOIX DE LA METHODE D’EVALUATION A L’ECHELLE DES PROCEDES	24
-2.2.1 La monétarisation des externalités	24
-2.2.2 L’optimisation technico-économique à objectifs multiples dans une famille de technologies	26
-2.2.3 Evaluation à l’échelle des procédés : critères utilisés et méthode de détermination des meilleures technologies	28
-3 DEMARCHE D’EVALUATION SYSTEMIQUE A L’ECHELLE DE LA FRANCE	29
-3.1 CRITERES UTILISES	29
-3.2 METHODE D’EVALUATION DES USAGES DE LA BIOMASSE LIGNOCELLULOSIQUE	29

-1 DESCRIPTION DES PROCEDES EXPLORES	31
-1.1 OPTIONS TECHNIQUES POUR CHAQUE PROCEDE ELEMENTAIRE GENERIQUE	31
-1.1.1 La synthèse	31
-1.1.2 L'ajustement en H ₂	32
-1.1.3 Le nettoyage du gaz	33
-1.1.4 Le refroidissement du gaz	33
-1.1.5 La gazéification	34
-1.1.6 La préparation	35
-1.1.7 Le séchage	35
-1.2 OPTIONS TECHNIQUES CONSIDEREES POUR L'ENCHAINEMENT DE PROCEDES ELEMENTAIRES	36
-2 EVALUATION TECHNIQUE ET ENVIRONNEMENTALE – RECHERCHE D'OPTIMA	37
-2.1 CALCUL DES PERFORMANCES PHYSIQUES ET DETERMINATION DE PROCEDES THERMOCHIMIQUES DE REFERENCE	37
-2.1.1 Modélisation physique des éléments de la superstructure	37
-2.1.2 Intégration : modélisation physique d'enchaînements d'éléments de procédé – recherche d'optima	40
-2.2 ANALYSE SOMMAIRE DU CYCLE DE VIE D'UN BIOCARBURANT FISCHER-TROPSCH	53
-2.2.1 Flux à impact environnemental associés au cycle de vie d'un biocarburant Fischer-Tropsch	53
-2.2.2 Limitation des émissions de composés organiques volatils lors du séchage de la biomasse	53
-2.3 COMPARAISON AVEC D'AUTRES BIO/AGRO-CARBURANTS	54
-3 EVALUATION MICROECONOMIQUE – RECHERCHE D'OPTIMA	55
-3.1 CALCUL DU COUT DE PRODUCTION POUR LES PROCEDES THERMOCHIMIQUES DE REFERENCE	55
-3.1.1 Evaluation du coût de production actualisé par unité de produit	55
-3.1.2 Sensibilité du coût de production au prix des intrants – recherche d'optima	58
-3.2 CALCUL DE L'IMPACT ECONOMIQUE DU CO ₂ POUR LES PROCEDES THERMOCHIMIQUES DE REFERENCE	64
-3.2.1 Impact économique du CO ₂ émis sur le cycle de vie du biocarburant	64
-3.2.2 Impact économique de la capture et du stockage géologique du CO ₂	70
-3.3 COMPARAISON AVEC D'AUTRES BIO/AGRO-CARBURANTS	78

CHAPITRE 3 : EVALUATION SYSTEMIQUE A L'ECHELLE DE LA FRANCE

-1 SCENARIOS PROSPECTIFS POUR LE SYSTEME ENERGETIQUE FRANÇAIS : DES ETATS CONTRASTES	84
-1.1 CONSTRUCTION DE SCENARIOS PROSPECTIFS POUR LE SYSTEME ENERGETIQUE MONDIAL : LE MODELE POLES	84
-1.2 REPRESENTATION D'UN ETAT POSSIBLE DU SYSTEME ENERGETIQUE FRANÇAIS A UN HORIZON DE TEMPS FIXE	85
-1.3 SELECTION DE SCENARIOS MONDIAUX CONTRASTES ET CARACTERISATION D'ETATS DE BASE CORRESPONDANTS POUR LE SYSTEME ENERGETIQUE FRANÇAIS	94
-2 IMPACT DE L'USAGE DE LA BIOMASSE LIGNOCELLULOSIQUE DANS LES DIFFERENTS SCENARIOS : CONSTRUCTION ET ANALYSE DE VARIANTES POUR LE SYSTEME ENERGETIQUE FRANÇAIS	106
-2.1 METHODE DE CONSTRUCTION D'UNE VARIANTE A PARTIR D'UN ETAT DE BASE DU SYSTEME	106
-2.1.1 Construction d'une variante simple	107
-2.1.2 Construction d'une variante élaborée	110
-2.2 ANALYSE DES VARIANTES D'USAGE DE LA BIOMASSE LIGNOCELLULOSIQUE SELON L'ETAT DE BASE DU SYSTEME	115
-2.2.1 Scénario 1 (scénario de référence), en 2030 : 30 Mtep de biomasse	118
-2.2.2 Scénario 1 (scénario de référence), en 2050 : 59 Mtep de biomasse	120
-2.2.3 Scénario 2 (très contraint en CO ₂ , avec stockage du CO ₂), en 2050 : 75 Mtep de biomasse	122
-2.2.4 Scénario 3 (très contraint en CO ₂ , sans stockage du CO ₂), en 2050 : 75 Mtep de biomasse	125
-2.2.5 Scénario 4 (idem scénario 3, avec véhicule électrique favorisé), en 2050 : 66 Mtep de biomasse	128

<u>ANNEXE : EXEMPLE DE MODELISATION PHYSIQUE</u> <u>DES PROCEDES ELEMENTAIRES DE LA SUPERSTRUCTURE EXPLOREE</u>	139
--	------------

<u>BIBLIOGRAPHIE PRINCIPALE</u>	147
--	------------

Liste des tableaux

Tableau 1 : Equivalences techniques biomasse - énergie fossile (ordres de grandeur)	21
Tableau 2 : Définition progressive de nouveaux systèmes visant à optimiser le rendement masse	43
Tableau 3 : Performances physiques et recherche d'enchaînements d'éléments de procédé optimaux	44
Tableau 4 : Etapes de transformation chimique de la biomasse	48
Tableau 5 : Performances comparées de différents bio/agro-carburants	54
Tableau 6 : Encadrement du coût d'investissement des différents procédés élémentaires considérés	56
Tableau 7 : Production annuelle, coût d'investissement et coût actualisé de production par litre équivalent de gazole produit, pour les procédés de référence	57
Tableau 8 : Bilan carbone des procédés de référence	70
Tableau 9 : Coûts de production comparés de différents bio/agro-carburants	78
Tableau 10 : Performances de l'équirépartition de la biomasse entre biocarburants, électricité et matériau comparées aux performances de l'état de base dans le scénario 2 en 2050	122
Tableau 11 : Performances de la répartition de la biomasse entre biocarburants, chaleur par réseau et matériau comparées aux performances de l'état de base dans le scénario 3 en 2050	125
Tableau 12 : Synthèse des performances des principaux usages de la biomasse dans les 4 scénarios considérés	130

Liste des figures

Figure 1 : Dispersion des hypothèses sur les émissions de N ₂ O pour différentes cultures dédiées aux agrocarburants _____	18
Figure 2 : Dispersion des performances évaluées pour différents bio/agro-carburants _____	18
Figure 3 : Impacts comparés des bio/agro-carburants et du changement d'affectation des sols en termes d'émissions de gaz à effet de serre cumulées sur 30 ans _____	20
Figure 4 : Superstructure explorée _____	23
Figure 5 : Exemple de construction par algorithme génétique de l'ensemble des optima dans l'espace d'objectifs pour une famille de technologies de production de gaz de synthèse et d'électricité à partir de biomasse _____	27
Figure 6 : Grille de modélisation d'un élément de procédé _____	38
Figure 7 : Intégration énergétique pour un enchaînement type _____	41
Figure 8 : Consommations énergétiques secondaires des meilleurs enchaînements d'éléments de procédé en termes de rendement masse _____	45
Figure 9 : Performances physiques des meilleurs enchaînements d'éléments de procédé en termes de rendement masse _____	46
Figure 10 : Performances physiques d'enchaînements incluant une pyrolyse rapide et sensibilité au PCI du slurry obtenu _____	51
Figure 11 : Impacts du passage d'un refroidissement par trempé à l'eau à un refroidissement par échangeur haute température _____	52
Figure 12 : Sensibilité du coût de production au prix des intrants _____	59
Figure 13 : Mode de lecture d'un diagramme de minimisation du coût unitaire _____	60
Figure 14 : Mode de lecture d'un diagramme de maximisation du ratio bénéfice / investissement _____	61
Figure 15 : Minimisation du coût de production unitaire (1 : hors options à plasma) _____	62
Figure 16 : Minimisation du coût de production unitaire (2 : avec options à plasma) _____	63
Figure 17 : Impact économique du CO ₂ émis sur le cycle de vie du carburant _____	65
Figure 18 : Minimisation du coût de production unitaire, taxe CO ₂ comprise variant de 0 à 500 €/t (1) _____	66
Figure 19 : Minimisation du coût de production unitaire, taxe CO ₂ comprise variant de 0 à 500 €/t (2) _____	67
Figure 20 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement selon la taxation du CO ₂ fossile (1) _____	68
Figure 21 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement selon la taxation du CO ₂ fossile (2) _____	69
Figure 22 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement avec taxation / stockage du CO ₂ fossile (1) _____	72
Figure 23 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement avec taxation / stockage du CO ₂ fossile (2) _____	73
Figure 24 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement avec stockage du CO ₂ total émis <i>in situ</i> (1) _____	74
Figure 25 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement avec stockage du CO ₂ total émis <i>in situ</i> (2) _____	75
Figure 26 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement selon la taxation des émissions de CO ₂ fossile et la rémunération au même niveau du stockage de CO ₂ renouvelable (1) _____	76
Figure 27 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement selon la taxation des émissions de CO ₂ fossile et la rémunération au même niveau du stockage de CO ₂ renouvelable (2) _____	77

Figure 28 : Schéma de la problématique d'optimisation de l'usage de la biomasse _____	83
Figure 29 : Schéma de structure du modèle POLES _____	85
Figure 30 : Matrice bilan pour la France en 2007 des services énergétiques de consommation finale et des énergies finales consommées directement pour leur production (consommations finales domestiques)_	88
Figure 31 : Consommations totales d'énergies finales en France en 2007 pour la production de services énergétiques de consommation finale et énergies finales produites en France en 2007 (consommations finales domestiques et productions domestiques) _____	89
Figure 32 : Matrice bilan pour la France en 2007 des productions d'énergies finales par technologie (productions domestiques) _____	90
Figure 33 : Matrice des performances du parc de technologies de production d'énergies finales en termes de consommations unitaires d'énergies primaires et en termes de consommations unitaires prises sur les mix d'énergie finale _____	91
Figure 34 : Consommations totales d'énergies primaires calculées pour la France en 2007 pour la consommation finale domestique de services énergétiques et émissions de CO ₂ fossile associées _____	93
Figure 35 : Profil des émissions globales de CO ₂ pour les 4 scénarios _____	94
Figure 36 : Profil de production française de CO ₂ pour les 4 scénarios _____	94
Figure 37 : Profil de taxe mondiale sur les émissions de CO ₂ pour les 4 scénarios _____	95
Figure 38 : Profil du prix mondial hors taxe CO ₂ des énergies fossiles pour les 4 scénarios _____	95
Figure 39 : Profil pour les 4 scénarios du prix français hors taxe CO ₂ des énergies entrant dans les procédés de thermoconversion de la biomasse en carburant _____	96
Figure 40 : Profil pour les 4 scénarios de la quantité de biomasse énergie en France _____	96
Figure 41 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation finale de service chaleur et distribution par énergies finales _____	98
Figure 42 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation finale de services électriques spécifiques (tous usages hors chaleur et transport) _____	98
Figure 43 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation électrique totale _____	99
Figure 44 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : production électrique par technologie _____	100
Figure 45 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : capacité de production électrique par technologie _____	101
Figure 46 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation finale de transport en véhicule particulier et distribution par types de véhicule _____	102
Figure 47 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation finale de transport collectif de personnes et distribution par moyens de transport _____	102
Figure 48 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation finale de transport de marchandises et distribution par moyens de transport _____	103
Figure 49 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation d'énergies finales pour les transports _____	103
Figure 50 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation totale d'énergies primaires _____	104
Figure 51 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : affectation de la biomasse énergie primaire _____	105

Figure 52 : Schéma de calcul d'un état de base (à gauche) et d'une variante physique de cet état de base (à droite) ____	107
Figure 53 : Modélisation simplifiée de la gestion du parc électronucléaire dans l'état de base _____	111
Figure 54 : Modélisation simplifiée de la gestion du parc électronucléaire et intermittent dans la variante _____	112
Figure 55 : Mode de lecture de la représentation graphique des performances relatives des variantes d'usages de la biomasse à partir d'un état de base donné _____	117
Figure 56 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes simples) par rapport à l'état de base du scénario 1 (référence) en 2030 _____	118
Figure 57 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes élaborées) par rapport à l'état de base du scénario 1 (référence) en 2030 _____	118
Figure 58 : Performances relatives (figure) et absolues (tableau) des usages de la biomasse les plus performants par rapport à l'état de base du scénario 1 (référence) en 2030 _____	119
Figure 59 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes simples) par rapport à l'état de base du scénario 1 (référence) en 2050 _____	120
Figure 60 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes élaborées) par rapport à l'état de base du scénario 1 (référence) en 2050 _____	120
Figure 61 : Performances relatives (figure) et absolues (tableau) des usages de la biomasse les plus performants par rapport à l'état de base du scénario 1 (référence) en 2050 _____	121
Figure 62 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes simples) par rapport à l'état de base du scénario 2 en 2050 _____	123
Figure 63 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes élaborées) par rapport à l'état de base du scénario 2 en 2050 _____	123
Figure 64 : Performances relatives (figure) et absolues (tableau) des usages de la biomasse les plus performants par rapport à l'état de base du scénario 2 en 2050 _____	124
Figure 65 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes simples) par rapport à l'état de base du scénario 3 en 2050 _____	126
Figure 66 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes élaborées) par rapport à l'état de base du scénario 3 en 2050 _____	126
Figure 67 : Performances relatives (figure) et absolues (tableau) des usages de la biomasse les plus performants par rapport à l'état de base du scénario 3 en 2050 _____	127
Figure 68 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes simples) par rapport à l'état de base du scénario 4 en 2050 _____	128
Figure 69 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes élaborées) par rapport à l'état de base du scénario 4 en 2050 _____	128
Figure 70 : Performances relatives (figure) et absolues (tableau) des usages de la biomasse les plus performants par rapport à l'état de base du scénario 4 en 2050 _____	129

INTRODUCTION

Les procédés de production de carburants à partir de biomasse sont des propositions de solutions pour répondre à l'épuisement programmé du pétrole et à la nécessité de réduire fortement les émissions anthropiques de CO₂. Les volumes de production envisageables impliquent une augmentation massive de la mobilisation de biomasse et posent la question de son potentiel, avec des différences importantes selon que l'on considère :

- les procédés de première génération qui utilisent une biomasse d'origine agricole et de type alimentaire,
- les procédés de deuxième génération qui utilisent une biomasse lignocellulosique (plante entière), comprenant des sous-produits agricoles non comestibles et les produits forestiers,
- les procédés de troisième génération qui utilisent une biomasse d'origine aquacole.

Ces différents potentiels ne peuvent être évalués qu'en ordre de grandeur compte tenu des incertitudes fortes qui pèsent sur les conditions physiques et technico-économiques de leur production et de leur mobilisation. Cependant, les estimations permettent de conclure que le potentiel énergétique primaire de la biomasse est :

- significatif par rapport à la consommation énergétique mondiale,
- mais insuffisant par rapport à la demande potentielle de biomasse comme énergie primaire.

Pour le montrer, on présente rapidement des éléments d'évaluation du potentiel de biomasse lignocellulosique qui est aujourd'hui de loin la première ressource en biomasse pour l'énergie, dans les faits comme en potentiel - raison qui motive la recherche et le développement de procédés de biocarburants de deuxième génération : la production d'éthanol par voie biochimique et de naphta, kérosène et gazole par voie thermochimique visent à gagner un ordre de grandeur en volume de production par rapport aux procédés de première génération. Le potentiel de la biomasse de première génération est en effet faible devant celui de la deuxième génération et ce d'autant plus que la pression sur les sols cultivables s'accroît avec les besoins alimentaires [1]. Le potentiel de la biomasse de troisième génération est quant à lui plus prometteur, mais encore assez incertain, puisqu'il dépend à la fois de la recherche sur les algues et micro-organismes susceptibles d'être mobilisés et de la faisabilité technico-économique de leur mise en culture et de leur valorisation énergétique. La quantité de biomasse énergie qu'on peut en attendre est significative par rapport à la première génération en raison de rendements jusqu'à 100 fois plus élevés en termes de production rapportée à l'unité de sol mobilisé, mais, compte tenu des contraintes techniques et économiques, il est vraisemblable que seuls les pays riches pourront viser des objectifs aussi ambitieux que ceux des Etats-Unis, à savoir, dans le meilleur des cas, substituer le pétrole qu'ils consomment pour les transports [2]. A l'échelle mondiale, l'ordre de grandeur du potentiel de la biomasse de troisième génération serait de quelques milliards de tonnes équivalent pétrole, inférieur à l'ampleur de la plage dans laquelle se situe le potentiel de la deuxième génération, évalué ci-après.

On présente d'abord des éléments sommaires d'évaluation du potentiel mondial de biomasse lignocellulosique, puis des éléments plus précis pour le potentiel français, afin de les confronter à la demande potentielle.

Le stock mondial actuel de biomasse lignocellulosique est de l'ordre de 1800 Gt de matière sèche (GtMS) et la production primaire nette de biomasse lignocellulosique de l'ordre de 170 GtMS/an, soit ~ 70 Gtep/an [3]. Les processus biologiques naturels combinés aux destructions par le feu en dégradent cependant plus de 95 % et la part qui peut leur être soustraite pour les besoins humains, de manière soutenable, est assez mal connue [4]. La faisabilité technico-économique des prélèvements soutenables réduit encore les volumes mobilisables et les ordres de grandeur avancés vont de 4 à plus de 10 Gtep/an [4], pour 1 à 2 Gtep/an mobilisées aujourd'hui.

Ces valeurs sont à comparer à la consommation mondiale annuelle d'énergie primaire : ~ 10 Gtep en 2000, peut-être plus du double d'ici à la moitié du 21^e siècle, selon les scénarios.

S'agissant du potentiel français de la ressource en biomasse lignocellulosique, il résulte de 3 sources :

- la forêt : ~ 15 Mha aujourd'hui,
- les résidus agricoles,
- les cultures dédiées.

La forêt représente un accroissement biologique de ~ 100 Mm³/an de bois fort et de ~ 25 Mm³/an de menu bois. La récolte actuelle est de ~ 60 Mm³/an de bois fort, soit ~ 33 MtMS/an, utilisée de la façon suivante [5-7] :

- industrie du sciage : ~ 11 MtMS/an, d'où sont récupérés ~ 6MtMS/an de produits connexes,
- industrie papetière : ~ 4 MtMS/an + ~ 2 MtMS/an de produits connexes de scierie,
- industrie des panneaux : ~ 2 MtMS/an + ~ 2 MtMS/an de produits connexes de scierie,
- énergie : ~ 15 MtMS/an, dont ~ 3 MtMS/an passent par des circuits commerciaux.

Une exploitation forestière plus dynamique permettrait de dégager ~ +13 MtMS/an [8] :

- extension surfacique de l'exploitation forestière: ~ +10 Mm³/an, soit ~ +5 MtMS/an,
- récolte du menu bois : ~ +15 Mm³/an, soit ~ +8 MtMS/an.

Les résidus agricoles qui ne sont pas retournés au sol, surtout la paille des céréales, représentent ~ 13 MtMS/an, qui sont presque intégralement utilisés par l'élevage et, marginalement, par des bioindustries [5, 6]. Le potentiel résiduel est négligé devant les incertitudes qui pèsent sur les autres gisements.

Par contre, des cultures dédiées à la production de biomasse représentent un potentiel tout à fait significatif :

- cultures annuelles : sorgho, triticale, luzerne, fétuque,
- cultures pérennes herbacées : miscanthus, panic érigé,
- cultures pérennes ligneuses : taillis à (très) courte rotation de peuplier, saule, eucalyptus ...

Les cultures annuelles sont bien adaptées à la production d'éthanol de deuxième génération (humidité, cendres), tandis que les cultures pérennes sont bien adaptées à la production de biocarburants par voie thermochimique. Les rendements de production variant de 10 à 15 tMS/ha.an, le potentiel dépend des surfaces mobilisées : les terres agricoles marginales étant évaluées à ~ 0,5 Mha [9] et la surface agricole utile étant de 30 Mha, de 0,5 à 2 Mha mobilisés paraît une fourchette réaliste, conduisant à +5 à +30 MtMS/an.

Au total, le potentiel de la ressource française en biomasse lignocellulosique, hors résidus agricoles, se situe entre 50 et 75 MtMS/an, dont 15 à 20 MtMS/an ne seraient pas utilisés pour les usages énergétiques, leur laissant donc de 30 à 60 MtMS/an, soit de 13 à 25 Mtep/an. Actuellement, ~ 7 à 9 Mtep/an sont mobilisées (le bois énergie échappant largement aux circuits commerciaux, les quantités consommées sont mal connues).

Ces valeurs sont à situer par rapport au potentiel de la biomasse en Europe, évalué à ~ 200 Mtep/an [10], et, surtout, elles sont à comparer à la consommation française d'énergie primaire : ~ 270 Mtep actuellement.

Ainsi, la ressource potentielle en biomasse, aux niveaux mondial et *a fortiori* français, est significative, mais assez nettement en-deçà des besoins en énergie primaire et donc de la demande potentielle en biomasse, puisque, sur le plan technologique, la biomasse permet de produire tous les vecteurs énergétiques (combustibles solides, liquides et gazeux pour la chaleur, carburants pour le transport, hydrogène et électricité), mais également des biomatériaux et des bioproduits (bois, béton de chanvre, laine de chanvre ou lin, composites, bioplastiques, papier, carton, tensioactifs, solvants, lubrifiants, intermédiaires de synthèse ...).

Il découle aussi de cette analyse que le marché mondial de la biomasse est appelé à se développer massivement et que l'Europe en général et la France en particulier peuvent devenir fortement importatrices de biomasse.

Une telle évolution peut faire craindre une nouvelle forme d'exploitation des pays en voie de développement, mais elle peut aussi être une opportunité de garantir un mode de sylviculture durable des forêts du Sud, si le prix de la biomasse rémunère les services environnementaux associés à sa production soutenable ; c'est une des approches explorées par les négociations internationales en cours sur les changements climatiques.

Du point de vue des pays importateurs, l'importation massive de biomasse est certes une nouvelle dépendance, mais elle apporte une diversification géographique des approvisionnements énergétiques.

Il semble donc que le développement maîtrisé de la mobilisation de la biomasse, notamment lignocellulosique, et de ses échanges mondiaux est possible et doit être encouragé.

Ainsi, on prend comme point de départ que la biomasse est appelée à représenter une part tout à fait significative de la consommation mondiale d'énergie primaire, qui pourrait dépasser le quart, y compris pour la France. La recherche de l'optimisation de l'usage d'une telle ressource, abondante mais pas pléthorique, s'impose donc.

Dans cette perspective, on pose ici la question de la place à donner aux biocarburants de deuxième génération, en se focalisant sur la voie thermochimique, et plus particulièrement sur la synthèse de carburants liquides par le procédé Fischer-Tropsch qui permet d'obtenir des hydrocarbures du type naphta, kérosène et gazole.

Le premier chapitre expose la construction de la démarche mise en œuvre pour leur évaluation. Elle comporte :

- une évaluation à l'échelle des procédés, mise en œuvre au deuxième chapitre,
- et une approche systémique pour évaluer l'insertion des procédés dans le système énergétique français : la méthode appliquée ayant été développée dans le cadre du travail exposé ici, elle est décrite en détail, puis mise en œuvre, au troisième chapitre.

Les principaux apports de ce travail sont ainsi :

- l'évaluation organisée d'une famille de procédés comportant au départ une centaine d'options,
- la construction d'une méthode d'évaluation de l'insertion massive des meilleurs de ces procédés, appliquée à l'échelle du système énergétique français : cette méthode présente des limites, mais elle permet de montrer que la réponse à la question de l'optimisation de l'usage de la biomasse dépend fortement de l'évolution globale du système énergétique et de la faisabilité du stockage du CO₂, ce qui implique que les choix technologiques doivent s'inscrire dans une vision globale et cohérente de la transition énergétique à conduire, en favorisant des trajectoires robustes vis-à-vis des incertitudes.

Chapitre 1 :

Démarche d'évaluation pour les procédés de biocarburants de deuxième génération et leur insertion dans le système énergétique

Les enjeux auxquels s'adressent les biocarburants impliquent que leur évaluation comporte nécessairement, outre des critères technico-économiques, des critères environnementaux, lesquels s'avèrent problématiques (§1). Ils conduisent à proposer une démarche d'évaluation à l'échelle des procédés (§2) et à l'échelle systémique (§3).

-1 Le problème de l'évaluation des impacts environnementaux des bio/agro-carburants

Les impacts environnementaux des bio/agro-carburants sont locaux (pollution du sol et de l'eau notamment) et globaux (atteintes à la biodiversité, émissions de gaz à effet de serre). S'agissant des impacts globaux, les dommages sont difficiles à déterminer et l'évaluation se limite généralement à l'estimation des flux nocifs, mais elle rencontre encore plusieurs difficultés, qu'on examine ici en se concentrant sur les gaz à effet de serre.

De nombreuses évaluations ont été menées sur les émissions de gaz à effet de serre liées aux bio/agro-carburants en analysant leur cycle de vie afin de connaître les bénéfices qu'ils procurent par rapport aux carburants fossiles. Ces évaluations sont caractérisées par l'importante dispersion de leurs résultats, qui s'explique par :

- une grande variabilité des hypothèses techniques, notamment sur les itinéraires agronomiques (§1.1),
- des difficultés méthodologiques liées à la définition de la frontière du système analysé (§1.2).

-1.1 Une forte sensibilité aux hypothèses techniques

La comparaison des analyses de cycle de vie des bio/agro-carburants montre une forte sensibilité des résultats aux hypothèses techniques, notamment pour les émissions de gaz à effet de serre [11].

- Le véhicule de référence utilisé pour évaluer les émissions par kilomètre est évidemment déterminant, de même que ses conditions d'utilisation. On ne peut cependant pas s'affranchir de ces hypothèses si l'on veut comparer des carburants pour moteur à essence et des carburants pour moteur diesel car ces moteurs ont des performances sensiblement différentes à puissance égale. Ceci se résout cependant en harmonisant les choix des véhicules et des cycles d'utilisation de référence.
- Les caractéristiques des sols et des itinéraires agricoles utilisés pour la production de la biomasse constituent une source d'incertitude plus difficile à lever car elles correspondent à une diversité réelle des sols, des cultures et des rendements. En particulier, les émissions de N_2O varient significativement selon le climat, le sol, le type de culture, le mode de labour et de fertilisation minérale et organique. Or N_2O est un puissant gaz à effet de serre : 1 kg de N_2O équivaut sur 100 ans à ~ 300 kg de CO_2 . Il en résulte de fortes disparités dans les résultats des analyses de cycle d'un même bio/agro-carburant, au point qu'il est parfois impossible de savoir si le bilan du carburant est positif ou négatif. L'étude européenne de référence en la matière (étude JRC-EUCAR-CONCAWE) s'est attachée à resserrer les incertitudes sur le N_2O , mais les résultats restent dispersés [12] (cf. [Figure 1](#), [Figure 2](#)). Cependant, pour les biocarburants de deuxième génération qui sont seuls évalués ici, ces hypothèses techniques jouent moins car la biomasse de départ nécessite en général peu d'intrants, voire pas du tout dans le cas de la biomasse forestière.

	g N ₂ O / kg		
	ADEME	Concawe/Eucar	GM
Blé	0.162	0.278 (+/- 0.185)	
Betterave	0.533	0.046 (+/- 0.014)	0.11 [-0.02, 0.12]
Colza	0.405	1.030 (+/- 0.407)	0.947 (+/- 0.683)
Tournesol	0.210	0.625 (+/- 0.186)	

Figure 1 : Dispersion des hypothèses sur les émissions de N₂O pour différentes cultures dédiées aux agrocarburants (source : [13]) :
 la colonne « ADEME » renvoie à l'étude ADEME/DIREM menée en 2002 ([14]) ;
 la colonne « Concawe/Eucar » renvoie à l'étude JRC-EUCAR-CONCAWE ([12]) ;
 la colonne « GM » renvoie à l'étude General Motors menée en 2002 ([15]).

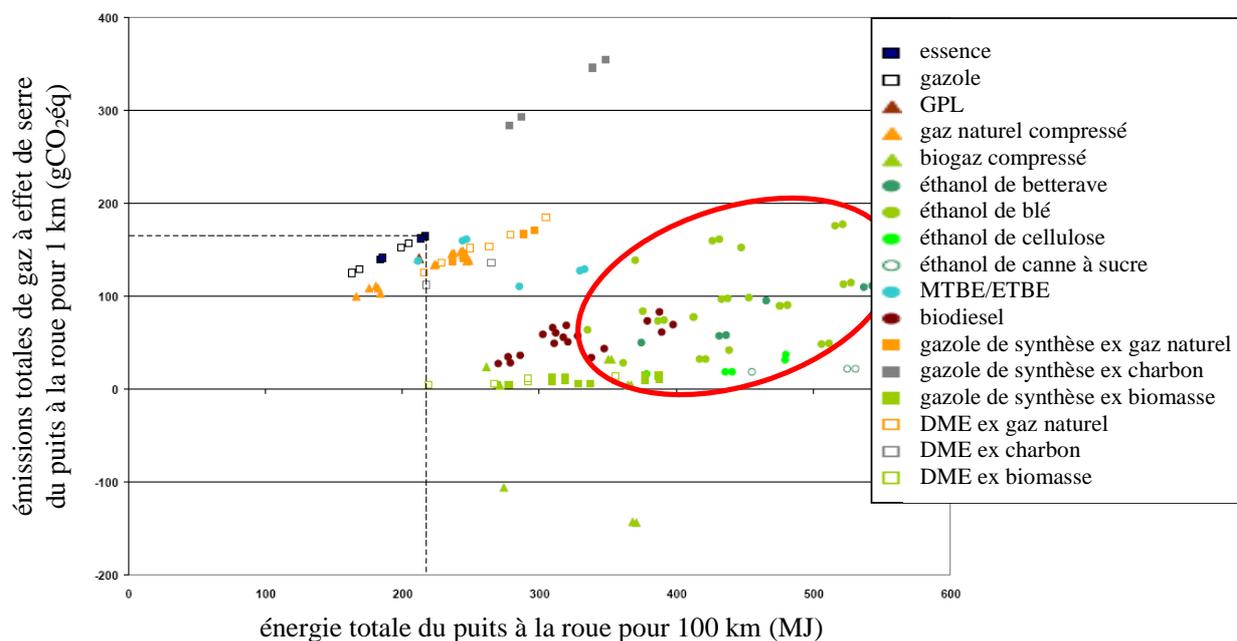


Figure 2 : Dispersion des performances évaluées pour différents bio/agro-carburants (véhicules 2010+) (source : [12]) :
 on remarque notamment la dispersion des performances de l'éthanol de blé.

-1.2 Une très forte sensibilité aux frontières du système

L'analyse du cycle de vie d'un produit en général et d'un carburant en particulier suppose de définir les frontières du système analysé, afin d'identifier clairement les flux physiques entrants et sortants du système. Dans le cas des bio/agro-carburants, la définition de la frontière du système rencontre deux difficultés.

- La première difficulté liée aux frontières du système concerne les procédés à produits multiples : il est en général impossible de séparer les flux physiques entrants et sortants en fonction des produits. Deux méthodes sont utilisées pour lever cette difficulté, mais elles ne sont pas sans inconvénients [16].
 - Le partage des flux entre les différents produits, au prorata de leur masse ou du contenu énergétique, a le mérite de la simplicité, mais n'a pas de justification théorique.
 - La déduction des flux évités par les coproduits est très cohérente, mais peut s'avérer inapplicable : il s'agit de faire l'analyse des flux associés à la production des substituts de référence des coproduits et de considérer que ces flux sont évités par la production du produit principal et de ses coproduits, ce qui suppose que les substituts de référence sont bien équivalents et effectivement substitués.

Le cas du biodiesel de colza et de son coproduit, des tourteaux valorisables en alimentation animale, montre bien les difficultés posées par l'allocation des flux aux produits.

- D'un côté, l'allocation des flux au biodiesel et aux tourteaux de colza au prorata de leur masse conduit à des résultats très différents de ceux de la méthode de déduction des impacts évités : une analyse menée en partageant les flux au prorata de la masse des produits (étude ADEME/DIREM) estime l'énergie fossile consommée à 0,33 MJ/MJ de biodiesel et les émissions à 24 gCO₂/MJ [14], tandis qu'une analyse déduisant les flux évités par les coproduits (étude JRC-EUCAR-CONCAWE) estime l'énergie fossile consommée à 0,48 MJ/MJ de biodiesel et les émissions à 43 gCO₂/MJ [12].
- D'un autre côté, l'utilisation du tourteau de soja comme substitut de référence du tourteau de colza pose problème car, d'une part, les valeurs nutritives des deux tourteaux ne sont pas équivalentes et, d'autre part, la production massive de biodiesel de colza sature les besoins en tourteaux, ce qui a pour conséquence que l'excédent de tourteaux n'est plus un coproduit mais un déchet. L'analyse est encore compliquée par le fait que le tourteau de soja est également un coproduit, de produits alimentaires à base de soja, mais aussi du biodiesel de soja.

Cependant, pour les biocarburants de deuxième génération, la méthode de déduction des flux évités est applicable sans trop de difficultés car les coproduits sont uniquement des produits énergétiques, pour lesquels les substituts de référence sont relativement faciles à manipuler.

- La deuxième difficulté liée aux frontières du système concerne le changement d'affectation des sols : la conversion d'une surface forestière en surface agricole entraîne la libération rapide du carbone du sol sous forme d'émissions de CO₂, particulièrement importantes dans le cas de la forêt tropicale. En conséquence, l'analyse de cycle de vie d'un bio/agro-carburant doit tenir compte de l'histoire du sol, qui est très pénalisante s'il s'agit de sol forestier tropical converti à l'agriculture [17] (cf. [Figure 3](#)). De plus, un problème de frontière spatiale du système analysé se pose car l'usage des sols est un tout dont on ne peut pas isoler *a priori* une surface de production en particulier, ni une culture particulière. Par exemple, on observe que le développement de la canne à sucre pour la production d'éthanol s'effectue au Brésil sur de bonnes terres agricoles, donc sur un sol dont l'usage était déjà agricole, mais on observe aussi que la canne à sucre repousse ainsi les cultures alimentaires sur d'autres terres et, *in fine*, sur de nouvelles terres agricoles prises à la forêt. L'affectation globale est donc changée. Pour les biocarburants de deuxième génération, la biomasse peut être d'origine forestière ou agricole et on fera l'hypothèse qu'elle ne supporte pas de flux de CO₂ dû à un changement global d'usage du sol.

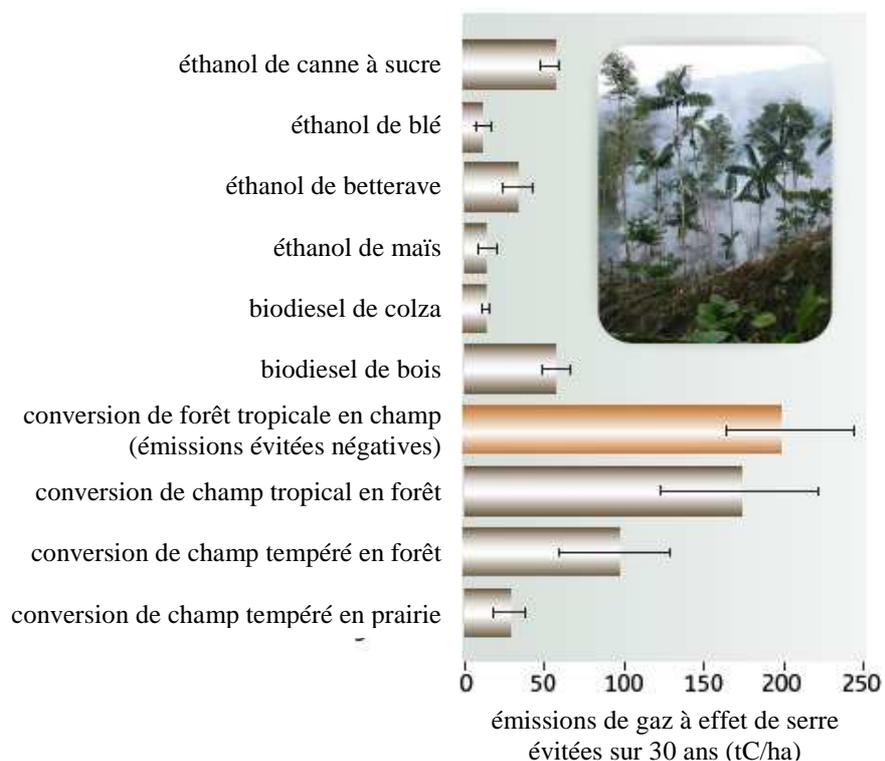


Figure 3 : Impacts comparés des bio/agro-carburants et du changement d'affectation des sols en termes d'émissions de gaz à effet de serre cumulées sur 30 ans (source : [17])

Les questions de définition des frontières soulevées par l'évaluation environnementale des bio/agro-carburants suggèrent que l'analyse de cycle de vie n'est pas un outil bien adapté pour appréhender les effets de système. Elle repose en effet sur l'hypothèse que le système analysé perturbe très peu le monde dans lequel il est plongé : les flux qu'il y prélève sont supposés toujours disponibles et les produits qu'il y injecte toujours absorbables, n'opérant de substitution qu'à la marge, pour des produits de référence dont la domination n'est pas entamée. Cette hypothèse n'est pas cohérente avec la perspective de mutation profonde du système énergétique mondial, d'autant que cette mutation sera pour partie commandée par les contraintes de disponibilité des ressources. Celles-ci imposent une approche systémique de l'évaluation environnementale (cf. §1.3).

-1.3 Prise en compte des limites du potentiel de biomasse mobilisable : nécessité d'une approche systémique

Les enseignements retirés des évaluations environnementales de bio/agro-carburants conduisent à définir le cadre d'évaluation environnementale suivant pour la deuxième génération.

- Il existe une ressource significative en biomasse lignocellulosique qui peut être produite et récoltée sans nécessiter un apport d'intrants significatif en termes de bilan d'émissions de gaz à effet de serre et sans nécessiter un changement d'affectation des sols de nature à libérer beaucoup de CO₂.
- Cette ressource est limitée au regard de l'ensemble de ses usages techniquement envisageables, mais elle peut contribuer à reconfigurer le système énergétique mondial en profondeur.
- Il est donc nécessaire de prendre en compte dans l'évaluation d'un usage de cette ressource en biomasse l'ensemble des substitutions qu'il implique en amont *i.e.* la compensation par d'autres ressources de la biomasse consommée par l'usage considéré et qui ne pourra pas être utilisée ailleurs.
- Symétriquement, il est nécessaire de prendre en compte l'ensemble des substitutions en aval d'un usage *i.e.* les économies d'autres ressources réalisées par l'affectation de biomasse à l'usage considéré. Or, si une unité de biomasse peut rendre le même service qu'une quantité donnée d'énergie fossile, cela ne signifie pas que, dans le système énergétique réel, l'affectation de la biomasse à cet usage substitue effectivement toute l'énergie fossile à laquelle elle équivaut d'un point de vue technique, le service considéré n'étant pas nécessairement produit uniquement à partir d'énergie fossile. Ainsi, les équivalences techniques entre biomasse et énergie fossile, indiquées ci-dessous (Tableau 1), sont intéressantes mais trompeuses quant aux performances relatives des usages de la biomasse.

Tableau 1 : Equivalences techniques biomasse - énergie fossile (ordres de grandeur) [12]

vecteur énergétique	rendement de la biomasse (J vecteur / J PCI)	taux d'équivalence biomasse - fossile
chaleur	jusqu'à 100%	~ 100%
combustibles liquides	jusqu'à 90%	~ 90%
combustibles / carburants gazeux	~ 75%	~ 75%
carburants liquides	~ 40%	~ 40%
hydrogène pour pile à combustible	~ 65%	~ 90%
	(avec ~ 1 kg H ₂ = 120 MJ pour 100 km)	(avec ~ 4 kg gazole = 170 MJ pour 100 km)
électricité	~ 35%	~ 60%
		(pour une turbine à gaz de rendement 60%)
électricité pour véhicule électrique	~ 35%	~ 65%
	(avec ~ 25 KWh = 90 MJ pour 100 km)	(avec ~ 4 kg gazole = 170 MJ pour 100 km)

- La prise en compte lisible des substitutions en amont et en aval d'un usage de ressource en biomasse impose de décrire et analyser le système énergétique dans sa globalité, avec des variables extensives, plutôt que de tenter de décrire les interactions entre l'usage considéré et le reste du système énergétique avec des variables intensives du type taux de substitution, qui dépendent en fait de l'état du système. *A priori*, on s'attend ainsi à ce que les performances globales d'un usage donné de biomasse dépendent fortement du système dans lequel il s'insère, alors même que celui-ci est en transition vers un futur encore largement ouvert.

Ainsi, si l'évaluation environnementale d'une technologie nécessite comme préalable incontournable de calculer ses performances absolues par unité de produit via les flux physiques entrants / sortants (chapitre 2), elle exige aussi de quantifier son impact sur les performances du système dans lequel elle s'insère (chapitre 3). On précise ci-après les méthodes et les critères d'évaluation adoptés pour chacune de ces échelles (cf. §2 et §3).

-2 Démarche d'évaluation à l'échelle des procédés

Le champ de l'évaluation (§2.1) conditionne en partie la construction de la démarche à y appliquer (§2.2).

-2.1 Délimitation de la famille de procédés explorée (superstructure) : la thermoconversion de la biomasse lignocellulosique en carburants liquides

Le champ d'évaluation couvre la famille des procédés de thermoconversion de la biomasse lignocellulosique en carburant liquide Fischer-Tropsch : mélange de gazole, kérosène et naphtha, et éventuellement de gaz liquéfiés. Il s'agit de transformer par voie thermochimique les composés complexes constitutifs de la biomasse brute :

- cellulose : polymère de 5 000 à 10 000 monomères $C_6H_{10}O_5$,
- hémicelluloses : polymères de 50 à 300 unités de sucres en C_5 ou C_6 ,
- et lignines : polymères très complexes d'unités phénoliques,

en hydrocarbures liquides (avec éventuellement des gaz liquéfiés : chaînes carbonées en C_2 - C_4) :

- naphtha : coupe de raffinage correspondant majoritairement à des chaînes carbonées en C_5 - C_9 ,
- kérosène : coupe de raffinage correspondant majoritairement à des chaînes carbonées en C_{10} - C_{14} ,
- gazole : coupe de raffinage correspondant majoritairement à des chaînes carbonées en C_{15} - C_{20} .

Cette transformation repose sur deux étapes principales :

- la gazéification : au sens large, elle consiste à transformer la biomasse par l'action de la chaleur en présence de réactifs oxydants (air, oxygène, vapeur d'eau), mais en maintenant ces réactifs en défaut pour ne pas réaliser une oxydation équivalente à la combustion : ainsi, au terme de la gazéification, on retrouve, aux pertes près, l'énergie chimique de la biomasse de départ dans un mélange de CO et H_2 , avec plus ou moins de CH_4 ; le gaz contient également CO_2 et H_2O ;
- la synthèse : elle consiste à faire réagir CO et H_2 ensemble pour obtenir un carburant Fischer-Tropsch ; la production d'autres carburants liquides, notamment méthanol ou diméthyléther, est possible avec d'autres options de synthèse chimique en queue de procédé, mais celles-ci ne sont pas traitées ici.

En amont de la gazéification, il est nécessaire de préparer la biomasse en la faisant passer par deux étapes :

- le séchage : il consiste à réduire plus ou moins la quantité d'eau présente dans la biomasse à traiter (la teneur en eau du bois va de 40 à 50 % de sa masse humide (66 à 100 % de sa masse sèche)) : le séchage de la biomasse est nécessaire pour maîtriser la quantité d'eau introduite dans le procédé, et d'autre part pour faciliter la suite de la préparation mécanique ou thermique ;
- la préparation mécanique et/ou thermique : elle consiste en une première transformation de la biomasse, simplement mécanique ou déjà thermochimique, pour fournir au procédé de gazéification retenu une biomasse entrante conforme mécaniquement et chimiquement à ses exigences techniques.

A l'interface entre la gazéification et la synthèse, il est nécessaire de traiter le gaz en trois étapes pour le rendre conforme aux exigences du procédé de synthèse, en termes de composition et de propreté :

- le refroidissement du gaz : pour les procédés de gazéification à très haute température (> 1200 °C), il s'agit de faire retomber très rapidement la température du gaz afin d'en figer la composition chimique en bloquant la cinétique des réactions qui feraient évoluer le gaz vers une composition moins favorable ; ce refroidissement permet aussi de condenser en partie les composés inorganiques présents dans le gaz ;
- le nettoyage du gaz : il s'agit de traiter les polluants présents dans le gaz (goudrons, suies, composés alcalins (Na, K), halogénés (Cl, F), soufrés (H_2S , COS, CS_2) et nitrés (HCN, NH_3)), ainsi que les diluants (CO_2), avant d'envoyer le gaz vers la synthèse chimique catalysée, dont certains de ces polluants sont des poisons ;
- l'ajustement en H_2 : il est généralement nécessaire d'ajuster le rapport H_2/CO du gaz de synthèse.

Pour chacune de ces sept étapes, ou procédés élémentaires génériques, plusieurs options sont envisagées, ce qui conduit à représenter l'ensemble des procédés explorés de manière modulaire, par une « superstructure », afin de visualiser les nombreuses combinaisons possibles (cf. Figure 4).

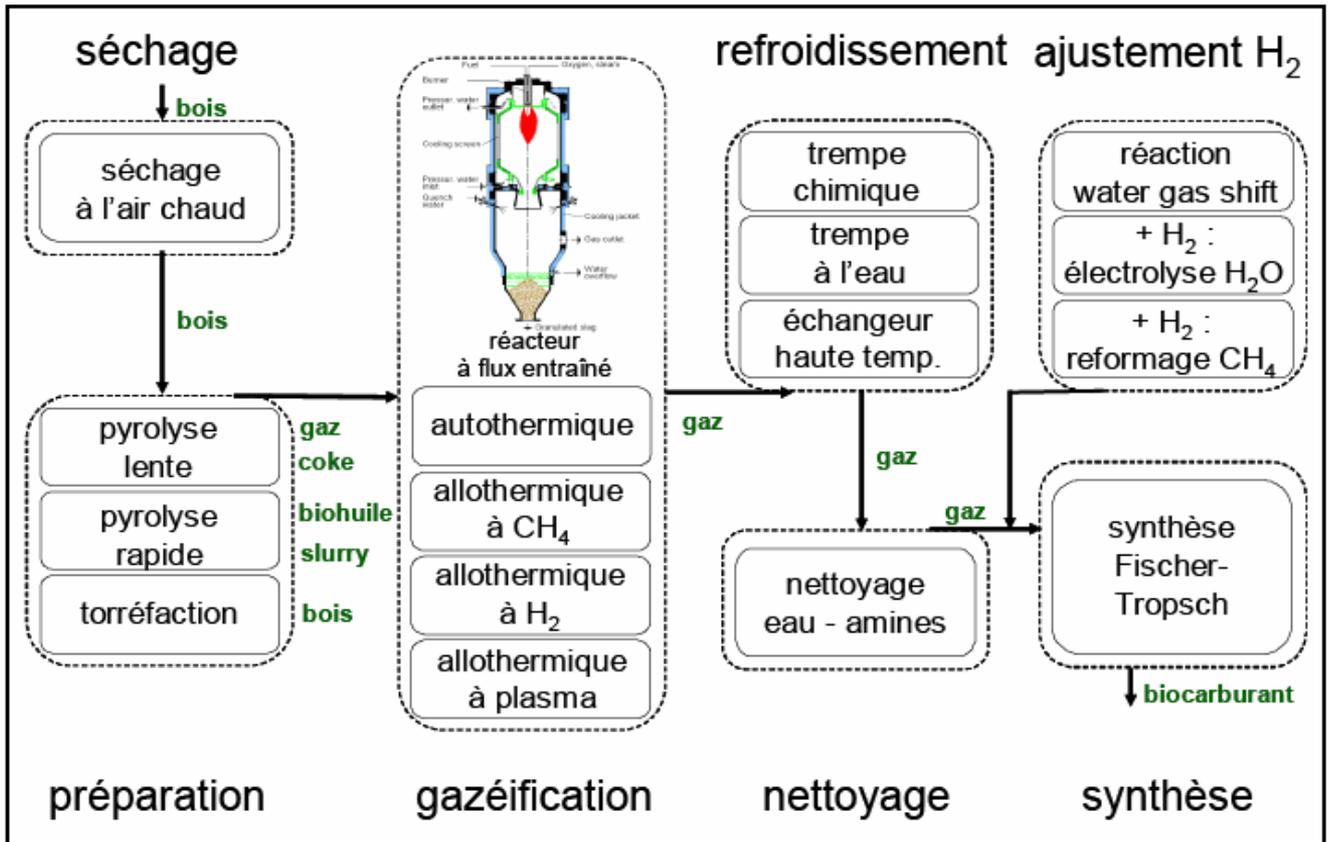


Figure 4 : Superstructure explorée

S'agissant de la biomasse traitée, on se concentre sur le bois.

Les options techniques envisagées pour chacun des procédés élémentaires génériques sont détaillées plus loin, ainsi que les combinaisons considérées entre ces options (cf. chapitre 2 §1), qu'il s'agit d'évaluer.

Cependant, il apparaît d'emblée que ces combinaisons sont en nombre important, ce qui conduit à rechercher une méthode d'évaluation qui permette de les classer aisément (cf. §2.2)

-2.2 Choix de la méthode d'évaluation à l'échelle des procédés

Définir un critère unique de classement, en agrégeant divers types de performances, serait le plus confortable : on explore donc la monétarisation des externalités qui permet de calculer un coût environnemental et d'obtenir, par addition au coût économique privé, un coût complet des biocarburants produits (§2.2.1).

Cependant, les difficultés d'une telle méthode renvoient aux évaluations multicritères, pour lesquelles l'optimisation à objectifs multiples est bien adaptée au traitement d'un grand nombre d'options (§2.2.2). C'est donc sur cette base qu'on construit la démarche d'évaluation retenue à l'échelle des procédés (§2.2.3).

-2.2.1 La monétarisation des externalités

La théorie économique classique incorpore l'impact environnemental d'une technologie en le monétarisant : un coût environnemental non directement supporté par le producteur ou le consommateur est une « externalité », à laquelle il faut donner un équivalent monétaire pour la répercuter dans le système des prix (l'« internaliser »). L'objectif de cette monétarisation est ainsi de rétablir l'optimalité sociale de l'équilibre entre offre et demande, obtenu lorsque la disposition à payer marginale des consommateurs égalise le coût marginal de production, en ajoutant au coût privé du bien produit une taxe correspondant aux coûts environnementaux associés : on parle de taxe « pigouvienne », du nom de l'économiste à l'origine de cette théorie, A. Pigou, vers 1930.

En pratique, indépendamment des difficultés propres à l'évaluation des coûts environnementaux (cf. ci-après), le niveau de taxation optimal est difficile à connaître et à appliquer.

- La théorie économique classique montre que le coût environnemental à considérer de façon optimale est, pour une quantité produite donnée, le coût environnemental résiduel après mesures de dépollution, le niveau de dépollution étant tel que son coût marginal égalise le coût environnemental marginal. Fixer le niveau de taxation optimal nécessite donc un niveau d'information du régulateur très élevé, qui n'est jamais atteint en pratique.
- Le bon niveau d'information est d'autant moins accessible que cette information est en partie détenue par les acteurs concernés par la taxation, qui participent généralement à la négociation de la décision et qui ne manquent pas de faire valoir des arguments de compétitivité ou d'équité fiscale.

Néanmoins, au-delà de l'objectif de taxe pigouvienne difficilement applicable, la monétarisation des externalités conserve tout son intérêt dans l'aide à la décision publique intégrant des préoccupations environnementales. Elle permet en effet d'arbitrer entre différentes technologies en tenant compte de leur impact environnemental. En particulier, elle permet de comparer des impacts environnementaux de nature différente.

La monétarisation des impacts environnementaux repose sur l'évaluation des préférences individuelles en termes de consentement à payer / recevoir pour voir améliorer / dégrader la qualité environnementale. En pratique, deux types de méthode sont utilisés pour mesurer ce consentement à payer ou recevoir [18].

- La méthode des marchés de substitution mesure le consentement à payer pour un bien non marchand à partir des prix observés sur des marchés de biens marchands qui sont liés au bien non marchand. Par exemple, la demande observée de véhicules diesel équipés d'un filtre à particules malgré le surcoût donne une mesure du consentement à payer pour éviter la pollution de l'air par rejet de particules. Cette mesure par les dépenses de réduction dépend cependant du coût des techniques disponibles. La mesure, dite des prix hédonistes, par l'écart de prix entre deux biens, typiquement deux logements, identiques en tous points sauf pour la jouissance d'un bien non marchand, semble a priori plus neutre. La mesure, dite des coûts de déplacement, par les dépenses de transport ou d'équipements de loisir est, elle, utilisée pour estimer la valeur d'un patrimoine naturel, en tenant compte du temps d'accès.
- La méthode directe, dite d'évaluation contingente, consiste à interroger un échantillon d'individus sur leur consentement à payer pour un bien non marchand dans des conditions fictives bien définies.

S'agissant des impacts environnementaux d'une technologie, le recours aux fonctions de dommage s'est imposé selon la méthodologie suivante.

- Les flux physiques à impact environnemental, déchets, effluents liquides et effluents gazeux, sont quantifiés, typiquement par des analyses de cycle de vie.
- Leur incidence sur la qualité de l'environnement est obtenue par le calcul de fonctions de transfert qui reposent sur la modélisation physique de la dispersion des polluants.
- L'impact sur les récepteurs (homme, faune, flore, biens) s'obtient en croisant l'exposition des récepteurs et les fonctions dose-réponse établies par des études, notamment d'écotoxicité et épidémiologiques.
- L'ensemble détermine la fonction de dommage de la technologie, les dommages étant alors monétarisés par les méthodes exposées ci-dessus, ou directement pour les biens marchands endommagés.

L'ensemble de cette méthodologie a été appliqué de façon particulièrement rigoureuse à partir des années 1990 pour l'évaluation des coûts environnementaux des différentes technologies de production d'électricité, d'une part par la Commission européenne (étude ExternE) et d'autre part aux Etats-Unis (étude ORNL/RFF). Cette démarche a été poursuivie en Europe pour d'autres technologies, dont les transports (étude NEEDS). En dépit de toute la rigueur scientifique apportée à ces études, la fiabilité de leurs résultats reste problématique en raison des critiques difficilement surmontables qui sont portées sur la méthode employée [19, 20].

- Les dommages différés dans le temps, dans le cas d'effets toxiques chroniques ou pour la radioactivité, ou pour les changements climatiques progressivement induits par les émissions de gaz à effet de serre, impliquent d'utiliser un taux d'actualisation qui minore les dommages futurs devant les coûts présents. Mais le choix de ce taux d'actualisation ne fait pas consensus et varie en pratique de 0 à environ 10 %, selon que l'on valorise l'avenir et notamment les générations futures de manière identique au présent ou que l'on se réfère au coût d'opportunité de l'utilisation du capital.
- La monétarisation des dommages aux biens non marchands par les méthodes exposées ci-dessus présente plusieurs limites : prise en compte du seul usage immédiat pour la méthode indirecte, biais stratégiques et psychologiques pour la méthode directe. En particulier, la détermination d'une valeur statistique de la vie humaine s'avère très délicate. Les résultats de la mesure du consentement à payer pour éviter un certain nombre de décès prématurés varient en effet de 1 à plus de 100. Même ramené à 4, ce facteur de divergence sur le prix de la vie suffit pour que l'évaluation du coût environnemental global ne présente plus une fiabilité satisfaisante.
- La détermination de la fonction de dommage paraît inaccessible dans le cas des gaz à effet de serre : même si l'impact d'une émission en termes de concentration atmosphérique et de forçage incrémental était parfaitement connu grâce à la modélisation physique du système constitué par la planète Terre, les fortes incertitudes qui pèsent sur les scénarios climatiques globaux et toutes leurs conséquences empêchent d'associer un coût aux émissions de gaz à effet de serre d'une technologie donnée. Là aussi, les divergences sur la valeur à attribuer aux émissions de CO₂ obèrent la fiabilité des résultats.

L'ensemble des incertitudes qui pèsent sur la mise en œuvre de cette méthodologie ont conduit à imposer l'explicitation des hypothèses utilisées à chaque étape de l'évaluation pour assurer la transparence des résultats, ce qui permet également de faire une étude de sensibilité des résultats aux différentes hypothèses.

Cette exigence suggère de renoncer à la monétarisation des impacts environnementaux, trop peu lisible, et de ne conserver que des évaluations multicritères, sans chercher à agréger des critères incommensurables. Ces évaluations conservent ainsi davantage d'informations et imposent d'explicitier les critères de décision, ce qui semble une meilleure garantie d'un processus de décision démocratique.

La multiplicité des critères envisageables, pas nécessairement physiquement indépendants les uns des autres, combinée à la multiplicité des options, conduit à articuler les méthodes d'évaluation des différents critères dans une démarche d'optimisation à objectifs multiples.

-2.2.2 L'optimisation technico-économique à objectifs multiples dans une famille de technologies

Une famille de technologies peut comprendre un nombre d'options technologiques particulièrement grand du fait d'une part des choix de procédés et d'autre part des multiples paramètres de fonctionnement à explorer. Il apparaît donc nécessaire de mettre en œuvre des outils adaptés pour y rechercher les meilleures options, *i.e.* celles qui ne sont pas dominées par une autre sur tous les critères d'évaluation (strictement sur au moins un) (il s'agit d'optima au sens de Pareto : un critère ne peut pas être amélioré sans dégrader un autre critère).

-2.2.2.1 Simplification du problème d'optimisation des performances recherchées

Soit une famille de technologies à comparer entre elles pour rendre des arbitrages à l'échelle locale ou globale. Les critères d'évaluation sont d'abord leurs performances, obtenues par simulation, dans trois domaines :

- les performances techniques pures sont de précieux indicateurs pour l'ingénieur de développement : il s'agit typiquement de rendements énergétiques ou de rendements par unité de facteurs limitants (par exemple, la quantité de sol cultivable disponible pour les agrocarburants) ;
- les performances économiques sont indispensables à la décision d'investissement public ou privé : il s'agit généralement des coûts d'investissement, d'opération et de production ;
- les performances environnementales sont une composante évidente de l'évaluation environnementale : pour les technologies de carburant, les émissions de gaz à effet de serre sont un critère dominant, mais l'incorporation éventuellement massive d'électricité implique de considérer d'autres critères, dont notamment les impacts de la production d'électricité nucléaire.

L'optimisation à objectifs multiples propose de simplifier le problème d'optimisation multicritère en fixant une base réduite de variables, dites variables d'objectifs, qui déterminent tous les critères d'évaluation. Typiquement, pour les technologies énergétiques, les critères d'évaluation s'expriment raisonnablement bien en fonction de la quantité nette des produits et des intrants énergétiques pertinents, par unité d'intrant limitant, et en fonction du coût d'investissement : $critère_i = f_i(flux_1, \dots, flux_M, investissement)$, avec $M = 2$ ou 3 .

L'intérêt de cette simplification réside dans le fait que l'ensemble des meilleures options technologiques est inclus, sous certaines conditions qui sont généralement vérifiées, dans l'ensemble des options optimales dans l'espace des variables d'objectifs. Il suffit donc de déterminer les options optimales dans cet espace.

Les conditions suffisantes sont les suivantes, en notant x_1 à x_p les variables des critères f_1 à f_N ($P < N$) :

- $\forall i = 1, \dots, N$ et $\forall k = 1, \dots, P$, f_i doit être monotone par rapport à x_k : $\frac{\partial f_i}{\partial x_k}$ est de signe constant,
- $\forall k = 1, \dots, P$, le signe de $\frac{\partial f_i}{\partial x_k}$ est le même pour tous les i / f_i est un critère à maximiser (s'il est positif (respectivement négatif), on cherchera à maximiser (respectivement minimiser) x_k)
et $\frac{\partial f_i}{\partial x_k}$ est de signe contraire pour tous les i / f_i est un critère à minimiser.

En effet, soit T une option optimale dans l'espace des critères et (F_1, \dots, F_N) l'optimum qu'elle y réalise : $\forall (G_1, \dots, G_N) \neq (F_1, \dots, F_N)$ réalisé par une autre option T' dans l'espace des critères, $\exists j / F_j > G_j$

(pour simplifier, on se ramène à des critères et variables qui sont tous à maximiser, quitte à changer leur signe).

T réalise un optimum (X_1, \dots, X_p) dans l'espace d'objectifs, avec $(F_1, \dots, F_N) = (f_1, \dots, f_N)(X_1, \dots, X_p)$:

supposons en effet le contraire *i.e.* $\exists T'$ réalisant (Y_1, \dots, Y_p) avec $\forall k = 1, \dots, P$ $Y_k \geq X_k$ et $\exists l / Y_l > X_l$,

alors $\frac{\partial f_i}{\partial x_k} \geq 0 \forall i, k$ et $\exists j / \frac{\partial f_j}{\partial x_l} > 0 \Rightarrow T'$ réalise $(G_1, \dots, G_N) = (f_1, \dots, f_N)(Y_1, \dots, Y_p) > (F_1, \dots, F_N)$,

ce qui contredit le fait que le point (F_1, \dots, F_N) réalisé par T est optimum dans l'espace des critères.

-2.2.2.2 Résolution du problème d'optimisation

Le nombre d'options technologiques qui sont théoriquement à explorer pour dégager les options optimales demande un temps de calcul qui serait rapidement rédhibitoire s'il fallait simuler toutes les options possibles, même en se restreignant comme précédemment à l'optimisation dans un espace d'objectifs de faible dimension. (La réduction de dimension vise davantage à améliorer la lisibilité des résultats qu'à réduire le temps de calcul.)

Pour réduire le temps de calcul, en l'absence, sauf cas particulier, de méthode d'optimisation déterministe, la résolution du problème d'optimisation s'effectue efficacement par un algorithme « génétique » [21, 22]. Les algorithmes de type génétique fonctionnent selon les principes suivants.

- Une première « population » d'options technologiques est sélectionnée de manière aléatoire, chaque option étant caractérisée par un choix de procédés et de paramètres de fonctionnement. Cette population est positionnée dans l'espace d'objectifs.
- Une population d'options « filles » est ensuite générée en croisant des éléments de la population initiale, *i.e.* chacun des caractères d'une option fille résulte d'un choix aléatoire entre les caractères homologues de deux options « parentes ». Les options filles sont également positionnées dans l'espace d'objectifs.
- De nouvelles « générations » d'options sont produites en recommençant le processus de « filiation » et en opérant progressivement une sélection « naturelle » au profit des options les plus performantes, en veillant toutefois à ne pas réduire trop vite la diversité des caractères présents dans la population, voire à réintroduire régulièrement des options aléatoires.
- Au bout d'un certain nombre d'itérations, la population converge vers l'ensemble des options optimales, qui est généralement un espace dont la dimension est celle de l'espace d'objectifs - 1 (cf. [Figure 5](#)).

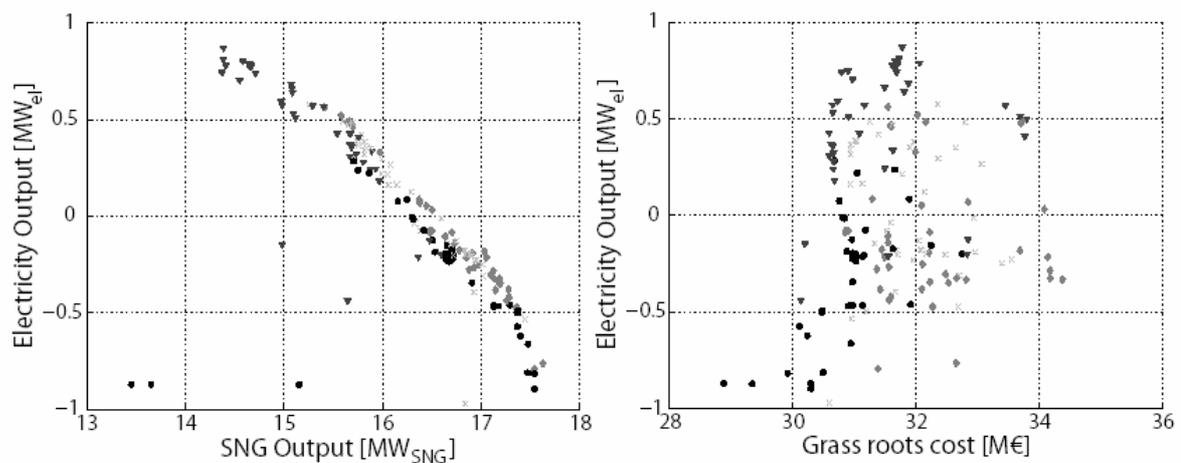


Figure 5 : Exemple de construction par algorithme génétique de l'ensemble des optima dans l'espace d'objectifs pour une famille de technologies de production de gaz de synthèse et d'électricité à partir de biomasse (source : [23]) : les variables d'objectifs sont ici au nombre de 3 : production de gaz, d'électricité et coût d'investissement, pour une quantité fixée de biomasse entrante.

Dans l'exemple présenté partiellement ci-dessus, les performances environnementales n'apparaissent pas car il s'agit principalement des émissions de CO₂ évitées, lesquelles sont une fonction des variables d'objectifs.

-2.2.3 Evaluation à l'échelle des procédés : critères utilisés et méthode de détermination des meilleures technologies

-2.2.3.1 Critères utilisés

A l'échelle des procédés, les options explorées (cf. chapitre 2 §1) sont évaluées dans un premier temps sur les plans technique et environnemental (cf. chapitre 2 §2), selon les critères suivants (cf. chapitre 2 §2.1) :

- le détail des consommations énergétiques secondaires (biomasse, électricité, gaz naturel, carburant) rapportées à 1 kWh de produit Fischer-Tropsch liquide,
- le rendement masse : masse de produit Fischer-Tropsch liquide pour 1 kg de biomasse anhydre,
- le rendement énergétique secondaire :
pouvoir calorifique inférieur (PCI) du produit Fischer-Tropsch liquide rapporté aux énergies consommées prises en limite de système,
- le rendement énergétique primaire :
PCI du produit Fischer-Tropsch liquide rapporté aux énergies primaires consommées par le système, la biomasse étant comptée pour son PCI sec sur pied, le pétrole et le gaz pour leur PCI en terre, l'électricité pour l'énergie thermique nécessaire à sa production
(~ 3 J thermiques pour 1 J électrique pour l'électricité d'origine nucléaire qui domine le mix français),
- la masse de CO₂ d'origine fossile émise (hors émissions liées à la production d'électricité) pour produire 1 kWh de produit Fischer-Tropsch liquide.

Les impacts environnementaux autres que les émissions de gaz à effet de serre sont examinés sommairement, de manière relative aux agrocarburants de première génération (cf. chapitre 2 §2.2 et §2.3).

Dans un deuxième temps, les options sont évaluées selon les critères économiques suivants (cf. chapitre 2 §3) :

- le coût d'investissement pour une unité transformant 100 t/h de biomasse sèche (~ 0,34 Mtep/an),
- le coût de production par unité de produit i.e. par litre équivalent gazole.

-2.2.3.2 Méthode de détermination des meilleures technologies

Les fortes incertitudes qui pèsent sur les coûts, des investissements mais surtout des intrants de production, conduisent à adopter une démarche d'optimisation à objectifs multiples uniquement sur les critères physiques. Cette optimisation est réalisée de manière limitée : on explore un grand nombre d'options technologiques, mais sans jouer sur tous les paramètres de fonctionnement de chacun des éléments de procédé mobilisé. Cette limitation tient au choix de ne pas automatiser l'exploration mais de la conduire « à la main », ce qui permet de bien comprendre l'influence des différents facteurs techniques (cf. chapitre 2 §2.1.2).

Les options physiquement intéressantes sont ensuite évaluées en termes économiques, en étudiant la sensibilité des coûts de production et des rentabilités au prix des intrants, des produits et du CO₂ (cf. chapitre 2 §3).

-3 Démarche d'évaluation systémique à l'échelle de la France

La démarche construite pour l'échelle systémique est exposée ici dans son principe et développée au chapitre 3.

-3.1 Critères utilisés

Pour évaluer les performances des différents usages possibles de la biomasse, à ressource donnée, en termes d'impact sur les performances du système énergétique global, on utilise des critères physiques :

- les émissions totales de CO₂ du système énergétique français,
- les quantités d'énergies fossiles carbonées consommées : charbon, pétrole et gaz,
- la puissance du parc électronucléaire.

Ces critères physiques rendent compte d'impacts et de risques environnementaux liés au système énergétique, ainsi que de la dépendance énergétique de la France. La puissance électronucléaire, qui cumule ces aspects, est un critère actif parce que les biocarburants Fischer-Tropsch peuvent incorporer beaucoup d'électricité et que, de façon générale, l'énergie nucléaire intervient dans nombre de substitutions entre énergies primaires.

Les critères économiques sont laissés de côté dans l'évaluation systémique des différents usages de la biomasse pour plusieurs raisons qui tiennent à la méthode d'évaluation construite (cf. §3.2).

-3.2 Méthode d'évaluation des usages de la biomasse lignocellulosique

Pour mettre en évidence la dépendance à l'état du système global de l'optimisation de l'usage de la biomasse, on s'appuie sur différents scénarios pour le système énergétique français, d'aujourd'hui jusqu'à 2050, basés sur une même simulation économique, mais différenciés par les hypothèses économiques et techniques en matière de lutte contre les émissions de CO₂ et conduisant ainsi à des états possibles du système contrastés. Chaque état est une photographie du système énergétique à l'horizon de temps donné (typiquement 2050), que l'on caractérise par les services énergétiques rendus (chaleur, transport, électricité spécifique) d'une part et par les moyens mobilisés à cette fin (technologies et énergies primaires) d'autre part (cf. chapitre 3 §1). Les scénarios et les états utilisés ici sont issus du modèle de prospective énergétique mondiale POLES [24] ; des scénarios issus d'autres modèles, comme le modèle MARKAL [25], auraient pu être utilisés également.

Puis, à partir de chacun des états possibles, on construit des variantes en réaffectant la biomasse dans le système et en ajustant les autres énergies et technologies mobilisées pour compenser ce déplacement de la biomasse de manière à garder physiquement inchangés les services énergétiques rendus aux consommateurs finals. On peut alors comparer les performances physiques des différentes variantes d'usage de la biomasse obtenues à partir d'un même état de départ *i.e.* correspondant à un même scénario (cf. chapitre 3 §2).

La définition de critères économiques pertinents n'est par contre pas évidente dans cette démarche basée sur des variantes construites hors modèle économique, en modifiant de force un état statique du système :

- les variantes respectent les équilibres physiques du système, mais ignorent sa dynamique économique ;
- les critères de coût d'investissement et de fonctionnement prennent tout leur sens sur un scénario envisagé de manière dynamique, mais leur application à un état statique a nettement moins de sens, d'autant qu'un pseudo régime permanent est illusoire dans un système en transition longue.

Remarque : cette méthode d'évaluation multicritère des usages de la biomasse pourrait être systématisée selon une démarche d'optimisation à objectifs multiples appliquée à l'échelle du système énergétique français, mais les quelques variantes construites pour chaque scénario n'en constituent qu'une esquisse.

Chapitre 2 :

Evaluation à l'échelle des procédés

Les procédés sont décrits (§1) et évalués sur les plans technico-environnemental (§2) et microéconomique (§3). L'évaluation est construite en explorant la famille des procédés considérés, à la recherche d'optima.

-1 Description des procédés explorés

Un procédé complet s'articule en sept procédés élémentaires génériques offrant plusieurs options techniques. Les options envisagées sont détaillées (§1.1), puis les combinaisons considérées (§1.2).

-1.1 Options techniques pour chaque procédé élémentaire générique

Sont décrites ici les options techniques envisageables pour chacun des sept procédés élémentaires génériques, en partant du but, la synthèse de carburant liquide, et en remontant jusqu'au séchage de la biomasse. L'objectif de cet inventaire est de lister les procédés élémentaires mobilisables en justifiant les choix effectués, par exemple lorsqu'on est amené à écarter certaines options techniques *a priori* envisageables, conçues pour des applications voisines, mais aux performances ou exigences finalement divergentes. Une description détaillée de chacun des procédés élémentaires mobilisés par les enchaînements évalués a été réalisée, incluant les données et hypothèses de modélisation utilisées (cf. §2 et exemple en annexe).

Par ailleurs, un enchaînement de procédés complet à partir des sept procédés élémentaires génériques mobilise différentes utilités (production d'oxygène, de vapeur, traitement de déchets solides, d'effluents liquides, gazeux) et l'ensemble doit faire l'objet d'une intégration énergétique (échangeurs thermiques, valorisation de chaleur). Ces éléments sont considérés comme disponibles et connus (« procédés sur étagère ») et ne sont pas décrits ici.

-1.1.1 La synthèse

Pour la production de carburant Fischer-Tropsch, deux types de synthèse à partir de syngas sont envisageables :

- la synthèse Fischer-Tropsch catalysée au cobalt :
 - procédé maîtrisé industriellement : Sasol, Shell, Exxon Mobil,
 - réaction générique $\text{CO} + 2 \text{H}_2 \rightarrow -(\text{CH}_2)- + \text{H}_2\text{O}$ exothermique, rapport optimum $\text{H}_2/\text{CO}=2$,
 - produits : gaz de tête ($\text{C}_1\text{-C}_4$), naphtha ($\text{C}_5\text{-C}_9$), kérosène ($\text{C}_{10}\text{-C}_{14}$), gazole ($\text{C}_{15}\text{-C}_{20}$) et cires ($\text{C}_{>20}$) qui font ensuite l'objet d'un hydrocraquage catalytique permettant de maximiser la production de carburant liquide,
 - température de procédé de l'ordre de 200 °C, pression de l'ordre de 25 bar,
 - réaction catalysée par des catalyseurs à base de Co, sensibles aux impuretés ;

- la synthèse Fischer-Tropsch catalysée au fer :
 - procédé maîtrisé industriellement, mais délaissé,
 - réaction $a \text{CO} + b \text{H}_2 + (2a-b)/3 \text{H}_2\text{O} \rightarrow (a+b)/3 -(\text{CH}_2)- + (2a-b)/3 \text{CO}_2 + (a+b)/3 \text{H}_2\text{O}$ exothermique,
 - produits similaires à ceux de la synthèse au Co, toutefois moins saturés,
 - température de procédé de l'ordre de 200 °C, pression de l'ordre de 25 bar,
 - réaction catalysée par des catalyseurs à base de Fe, moins sensibles aux impuretés.

-1.1.2 L'ajustement en H₂

L'ajustement en H₂ consiste à modifier le gaz de synthèse issu de la gazéification de la biomasse pour obtenir une composition proche de 2 H₂ pour 1 CO, ce qui nécessite d'augmenter la proportion de H₂ par rapport à CO. Trois procédés sont envisageables :

- la réaction de water gas shift (ou réaction du gaz à l'eau) :
il s'agit de transférer l'énergie chimique d'une partie du CO issu de la gazéification de la biomasse dans une molécule de H₂, en faisant réagir CO sur H₂O :
 - procédé maîtrisé industriellement,
 - réaction $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ faiblement exothermique,
 - température de procédé entre 350 et 450 °C, réaction peu influencée par la pression,
 - réaction catalysée par des catalyseurs à base de Fe et d'oxyde de Cr, selon le degré de propreté du gaz ; l'inconvénient de ce procédé est de consommer une partie significative du carbone de la biomasse et donc de réduire d'autant la quantité de biocarburant produite par unité de biomasse transformée ;

- le reformage de gaz naturel :
il s'agit d'un moyen d'apporter de l'hydrogène non issu de la biomasse :
 - procédé maîtrisé industriellement,
 - réaction générique $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3 \text{H}_2$ endothermique suivie d'une réaction de water gas shift, de sorte que le bilan final est $\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4 \text{H}_2$,
 - température de procédé autour de 800 °C, pression autour de 20 bar,
 - réaction catalysée par des catalyseurs à base de Ni ;

- l'électrolyse de H₂O :
il s'agit d'un autre moyen d'apporter de l'hydrogène non issu de la biomasse :
 - procédé maîtrisé industriellement,
 - réaction d'oxydoréduction $2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2 \text{H}_2 + \text{O}_2$ très endothermique (consommation électrique).

Par la suite, l'hydrogène produit par reformage de gaz naturel ou par électrolyse de l'eau est désigné par « allohydrogène », le préfixe « allo » indiquant que l'énergie contenue dans le vecteur hydrogène ne provient pas de la biomasse, mais d'une autre énergie primaire.

-1.1.3 Le nettoyage du gaz

Pour amener le gaz aux spécifications du procédé de synthèse, il faut d'une part bloquer les réactions chimiques, ce qui est obtenu en descendant au-dessous de 800 °C (cf. étape de refroidissement du gaz examinée ci-après), et d'autre part nettoyer le gaz. Le nettoyage comporte plusieurs étapes :

- une trempe directe (injection d'un matériau froid) : elle élimine une partie des impuretés solides, organiques (suies) ou inorganiques (composés de Na, K, Cl, F) ;
- une filtration à chaud (> 150 °C) : elle supprime les particules solides résiduelles ;
- l'élimination de H₂S, COS, CS₂, HCN, NH₃ et CO₂ : deux options techniques sont possibles :
 - le nettoyage à température positive : lavages à l'eau et aux amines :
 - le procédé est maîtrisé industriellement mais pour d'autres applications,
 - le lavage à l'eau permet notamment d'éliminer NH₃ et HCN qui détruiraient le solvant aux amines,
 - le lavage aux amines élimine en partie les composés soufrés et surtout le CO₂ par absorption chimique,
 - la température requise par le procédé est de l'ordre de 50 °C ;
 - le nettoyage à température négative : procédé type Rectisol :
 - le procédé est maîtrisé industriellement,
 - il s'agit d'un lavage au méthanol pur qui permet d'éliminer les composés soufrés, le CO₂ et également NH₃ et HCN, ainsi que d'autres impuretés éventuelles (hydrocarbures ...),
 - la température requise par le procédé est de l'ordre de -50 °C, le solvant étant régénéré à 100 °C ;
- un affinage par chimisorption : il est nécessaire pour atteindre les spécifications du procédé de synthèse.

-1.1.4 Le refroidissement du gaz

L'objectif est de refroidir rapidement le gaz à moins de 800 °C pour bloquer les réactions chimiques.

Le plus simple est de recourir à une trempe directe (injection de matériau froid) pour faire chuter la température. La composition du gaz est alors modifiée et on choisit donc des matériaux favorables pour la suite du procédé.

Les différentes options sont les suivantes :

- la trempe chimique avec un matériau carboné :
 - le procédé est maîtrisé industriellement pour l'injection de poudre de coke (l'injection d'une huile organique conduit à la formation de goudrons, ce qui est rédhibitoire, tandis que l'injection de gaz de synthèse froid est possible mais conduit à resaler du gaz nettoyé),
 - le matériau carboné subit une gazéification endothermique qui contribue à refroidir le gaz et permet d'enrichir son contenu énergétique,
 - cette réaction n'est pas complète et rend nécessaire un recyclage des particules carbonées formées, précédé de leur traitement en raison de la condensation des matières inorganiques sur celles-ci,
 - de plus, une filtration efficace des particules résiduelles est nécessaire en aval ;
- la trempe à l'eau :
 - le procédé est simple et maîtrisé industriellement,
 - la plupart des réacteurs de gazéification fonctionnent en excès d'eau car cela permet de convertir presque tout le carbone solide, mais aussi d'éviter la formation de suies : la trempe à l'eau est donc admissible et elle est cohérente avec les étapes de lavage du gaz qui suivent,
 - cependant, l'excès d'eau favorise la réaction de water gas shift, ce qui n'est pas toujours recherché ;
- le refroidissement par une série d'échangeurs thermiques :
 - le procédé est envisageable pour limiter le water gas shift, mais n'est pas maîtrisé industriellement,
 - pour ne pas encrasser ni corroder les échangeurs, il faut nettoyer le gaz en amont à haute température.

-1.1.5 La gazéification

Pour la gazéification, les options techniques envisageables découlent d'une part du choix du type de réacteur et d'autre part du mode d'apport de l'énergie nécessaire à cette réaction endothermique. Il existe trois familles de réacteurs envisageables : les réacteurs à lit fixe, les réacteurs à lit fluidisé et les réacteurs à flux entraîné. Quant à l'énergie, elle est fournie soit par combustion d'une part de la biomasse (procédés « autothermiques »), soit par apport extérieur (procédés « allothermiques »).

- Les réacteurs à lit fixe ne conviennent pas aux applications recherchées :
 - les réacteurs de type contre-courant (biomasse et réactifs injectés de part et d'autre de la sortie du gaz) conduisent à un gaz trop sale pour les conditions de synthèse en aval ;
 - les réacteurs de type co-courant conduisent à un gaz suffisamment propre pour la synthèse en aval, mais leur lit ne reste pas homogène (points chauds, fusion des cendres et agglomération du lit) et cela pose des problèmes d'extrapolation en taille.

- Les réacteurs à lit fluidisé peuvent convenir aux applications recherchées :
 - ils fonctionnent toujours en mode autothermique (apport d'énergie externe problématique) : la combustion partielle fournissant l'énergie de gazéification peut avoir lieu dans le réacteur - auquel cas le réactif de gazéification et de combustion est O_2 -, mais cette combustion peut aussi avoir lieu dans une chambre séparée (réacteur à lit fluidisé recirculant), ce qui permet de séparer les gaz de combustion du syngas et donc d'effectuer la combustion soit à l'air, soit encore à l'oxygène pour ne pas chauffer l'azote en vain, mais alors avec un oxygène moins pur - le réactif de gazéification est dans ce cas H_2O ;
 - les réacteurs à lit fluidisé fonctionnent entre 800 et 1100 °C car au-delà le matériau du lit s'agglomère, d'où une teneur non optimale du gaz en CO et H_2 en sortie de réacteur, mais elle peut être améliorée : l'ajout d'un étage haute température entre 1200 et 1500 °C, autothermique ou allothermique, modifie favorablement le rendement en CO et en H_2 (conversion de tout le carbone et du méthane) et permet de plus de craquer les goudrons (un étage catalytique serait aussi envisageable, mais les catalyseurs connus sont sensibles au coking et laissent encore trop de goudrons, d'où une incompatibilité avec les applications de synthèse) ;
 - les réacteurs à lit fluidisé fonctionnent généralement à basse pression mais la pression peut *a priori* monter jusqu'à environ 30 bar pour atteindre les conditions de synthèse.

- Les réacteurs à flux entraîné peuvent fonctionner d'entrée entre 1200 et 1500 °C (absence de lit), mais exigent par contre une biomasse finement broyée car son temps de séjour y est très court (3 à 5 s) :
 - ils peuvent fonctionner *a priori* en mode autothermique ou allothermique [26] : en mode allothermique, l'énergie peut être apportée soit par combustion de gaz naturel ou d'hydrogène, soit par création d'une torche plasma par passage d'un gaz plasmagène dans un arc électrique ; les réactifs de gazéification sont O_2 et/ou H_2O ;
 - la haute température entraîne la formation d'un film de cendres fondues sur la paroi du réacteur, favorable pour les parois refroidies, mais qui attaque les parois épaisses en matériau réfractaire : les réacteurs avec ce dernier type de paroi n'admettent donc qu'une biomasse à faible teneur en cendres, tandis qu'ils permettent en contrepartie un (faible) gain énergétique lié à l'absence de refroidissement ;
 - il est souhaitable de faire fonctionner les réacteurs en pression pour réduire le volume et donc le coût, et également pour se rapprocher des conditions opératoires des procédés de synthèse (environ 30 bar) : il est alors nécessaire d'injecter la biomasse en pression (solide finement broyé ou liquide pulvérisé, gaz propre comprimé ou gaz sale produit directement sous pression).

-1.1.6 La préparation

La préparation est mécanique et/ou thermique, l'objectif principal étant toujours de diviser la biomasse pour augmenter la surface développée de réaction et favoriser la cinétique de la thermoconversion. Or le broyage de la biomasse à des tailles inférieures au millimètre, même si elle est séchée à 10 % d'humidité, devient très énergivore en raison du caractère fibreux et élastique de la biomasse lignocellulosique. Lorsque le procédé de gazéification requiert des particules de biomasse de taille inférieure au millimètre, une préparation thermique s'impose. Différentes pyrolyses sont possibles, caractérisées par la vitesse de chauffe. A plus basse température, la torréfaction est également intéressante pour faciliter le broyage fin de la biomasse.

- La pyrolyse lente :
 - le procédé est maîtrisé industriellement, mais à des fins de cogénération : les réacteurs à lit fixe généralement utilisés génèrent un gaz de mauvaise qualité pour la synthèse ; toutefois, la société CHOREN a retenu une étape de pyrolyse lente dans un procédé de gazéification à des fins de synthèse en recourant à un four autothermique (réaction avec un agent de gazéification) à brassage interne fonctionnant à basse pression (l'alimentation en pression restant problématique) ;
 - la pyrolyse lente est un traitement thermique entre 350 et 500 °C, quasiment sans réactifs oxydants, avec une vitesse de chauffage faible (< 1 K/s), pour un temps de séjour de l'ordre d'une demi-heure ;
 - elle génère un gaz pour deux tiers de la masse, dont la moitié de condensats à température abaissée, et un solide pour le tiers restant.

- La pyrolyse rapide :
 - plusieurs procédés sont envisageables, mais leur meilleure adaptation aux applications de gazéification est en cours de développement ;
 - la pyrolyse rapide est un traitement thermique à environ 500 °C en quasi absence de réactifs oxydants, avec une vitesse de chauffage élevée (> 100 K/s), pour un temps de séjour de l'ordre de la seconde ;
 - elle génère majoritairement un gaz en grande partie condensable dans une phase liquide (huiles), les résidus solides peuvent être broyés et mélangés à la phase liquide (slurry), mais ils concentrent les cendres qui doivent alors être tolérées par la suite du procédé.

- La torréfaction :
 - le procédé est en cours de développement pour les applications énergétiques de la biomasse ;
 - la torréfaction est un traitement thermique à moins de 300 °C en absence de réactifs oxydants, pour un temps de séjour de l'ordre de l'heure ;
 - la composition chimique de la biomasse est faiblement modifiée ;
 - le broyage à des tailles de l'ordre de 100 µm devient possible sans dépense énergétique rédhibitoire.

-1.1.7 Le séchage

- Le séchage naturel :

il permet de ramener le taux d'humidité de la biomasse autour de 25 % en masse de la matière humide pour du bois, moins pour de la paille, sans apport énergétique (à part l'énergie portée par l'air ambiant).

- Le séchage forcé :

le séchage forcé au moyen d'un gaz chaud (air, vapeur...) permet de faire baisser le taux d'humidité autour de quelques pourcents en masse.

-1.2 Options techniques considérées pour l'enchaînement de procédés élémentaires

Pour construire les options techniques considérées par la suite, les procédés élémentaires suivants sont retenus :

- 1 séchage : séchage forcé à l'air chaud,
- 3 préparations : pyrolyse lente, pyrolyse rapide ou torréfaction,
- 4 gazéifications : en réacteur à flux entraîné à paroi refroidie fonctionnant sous pression, en mode autothermique ou allothermique, avec ajout de gaz naturel, d'hydrogène ou d'électricité,
- 3 refroidissements de 1500 à 800 °C : trempe chimique, trempe à l'eau ou échangeur haute température,
- 1 nettoyage du gaz : nettoyage à l'eau et aux amines,
- 3 ajustements en H₂ : water gas shift ou ajout d'hydrogène par reformage de gaz naturel ou électrolyse,
- 2 synthèses : synthèse Fischer-Tropsch au cobalt, avec 2 valorisations des gaz en sortie de synthèse : production d'électricité par combustion dans une turbine à gaz à cycle combiné ou recyclage après reformage *i.e.* transformation en CO et H₂ pour réinjection en entrée de synthèse.

La combinaison de ces procédés élémentaires conduit en principe à

1 séchage x 3 préparations x 4 gazéifications x 3 refroidissements x 1 nettoyage x 3 ajustements x 2 synthèses
= 216 options.

Cependant, tous ces enchaînements ne sont pas possibles ou pertinents : on considère de manière séparée ceux qui incluent une préparation par pyrolyse lente car elle est incompatible avec une gazéification à 30 bar. En effet, un four de pyrolyse lente peut difficilement être alimenté en pression par de la biomasse peu divisée, de sorte que le gaz majoritairement produit par la pyrolyse lente est envoyé à basse pression vers la gazéification et il n'est pas assez propre pour être comprimé à 30 bar avant cette étape (encrassement des compresseurs). On limite donc l'étude des enchaînements avec préparation par pyrolyse lente aux procédés de type CHOREN, c'est-à-dire aux procédés dont le cœur est identique à celui développé par la société CHOREN, à savoir : préparation par pyrolyse lente, gazéification dans un réacteur à flux entraîné autothermique à environ 5 bar et refroidissement par trempe chimique avec le coke issu de la pyrolyse lente et réduit en poudre par broyage. L'étude de la trempe chimique est également limitée à ces cas.

Le nombre d'enchaînements finalement considérés devient donc

1 séchage x 1 pyrolyse lente x 1 gazéification x 1 trempe chimique x 1 nettoyage x 3 ajustements x 2 synthèses
+ 1 séchage x 2 préparations x 4 gazéifications x 2 refroidissements x 1 nettoyage x 3 ajustements x 2 synthèses
= 102 options.

C'est à ces 102 enchaînements possibles qu'est appliquée la démarche d'évaluation construite au chapitre 1.

-2 Evaluation technique et environnementale – recherche d’optima

-2.1 Calcul des performances physiques et détermination de procédés thermochimiques de référence

La représentation modulaire des options techniques conduit à calculer leurs performances physiques à partir de la modélisation physique de chacun des procédés élémentaires de la superstructure explorée (§2.1.1), puis de leurs enchaînements (§2.1.2).

Compte tenu de l’objectif d’évaluation des performances d’un grand nombre d’options techniques dont la plupart ne correspondent actuellement à aucune application industrielle ni même préindustrielle, on utilise une modélisation relativement simplifiée qui s’attache à suivre tous les flux physiques et énergétiques, mais en négligeant ceux dont l’impact physique, économique ou environnemental n’est pas significatif.

-2.1.1 Modélisation physique des éléments de la superstructure

La grille de modélisation appliquée à chacun des éléments de la superstructure est décrite ci-après (cf. [Figure 6](#)).

La modélisation effective de chaque élément a été réalisée sous la forme d’une fiche (voir exemple en annexe) où sont explicités les sources bibliographiques, ainsi que les hypothèses, les approximations et les flux négligés.

Parmi les hypothèses utilisées, trois ont un impact assez significatif sur l’évaluation des performances :

- le pouvoir calorifique inférieur (PCI) d’un slurry issu de la pyrolyse rapide du bois n’est connu qu’avec une incertitude importante (+/-15 %), liée à l’essence considérée et aux conditions de pyrolyse : on prend une valeur moyenne de 19 MJ/kg pour le slurry en entier, c’est-à-dire avec l’eau de pyrolyse, et l’impact d’un PCI bas de 16 MJ/kg est étudié également (cf. §2.1.2) ;
- le taux de water gas shift partiel induit par la trempe à l’eau du gaz en sortie de gazéifieur est mal connu car il dépend des conditions de trempe et notamment de sa rapidité : il est supposé égal à 20 % du CO et la sensibilité à ce taux est étudiée (cf. §2.1.2) ;
- les performances de la synthèse Fischer-Tropsch dépendent beaucoup du procédé industriel réel : les hypothèses utilisées sont relativement pessimistes.

Les données et hypothèses de modélisation sont généralement des éléments issus de la littérature. Cependant, l’étape de gazéification occupe une place à part :

- elle est au cœur des questions de recherche et développement visant à transposer à la biomasse des procédés maîtrisés industriellement pour le charbon ;
- l’objectif original d’explorer des modes de gazéification allothermiques nécessite de les simuler, faute de données disponibles dans la littérature.

La méthode utilisée pour modéliser l’étape de gazéification est donc précisée ci-dessous (détails en annexe) :

- les réactifs injectés dans le gazéifieur (biomasse préparée, éventuel autre combustible CH₄ ou H₂, O₂) sont connus dans leur composition chimique (C, H, O) et leur contenu énergétique (PCI) ;
- la réaction de gazéification a lieu à haute température (1500 °C), ce qui autorise l’hypothèse que la réaction atteint rapidement l’équilibre thermodynamique, lequel est obtenu par minimisation de l’enthalpie libre, la température et la pression étant fixées : la composition des produits majoritaires de la réaction (CO, H₂, CO₂ et H₂O) est ainsi connue, ainsi que leur contenu énergétique (PCI) ;
- il en découle le bilan énergétique de l’injection des réactifs dans le réacteur et de leur gazéification :
$$\Delta H = PCI(\text{produits}) + \text{chaleur sensible}(\text{produits de } 25^\circ\text{C à } T_{\text{réacteur}}) - PCI(\text{réactifs}) ;$$
la gazéification de la biomasse étant endothermique, l’étape de gazéification est simulée en déterminant les réactifs autres que la biomasse ou l’apport d’énergie qui permettent de réaliser l’équilibre $\Delta H = 0$:
 - soit par apport d’O₂ seul, conduisant à la combustion exothermique d’une partie de la biomasse,
 - soit par apport d’O₂ avec un combustible, CH₄ ou H₂, pour conserver plus de carbone sous forme CO,
 - soit par apport direct d’énergie extérieure (torche à plasma).

Cette modélisation de l'étape de gazéification met en évidence la façon dont l'incertitude sur le PCI des réactifs pèse sur l'évaluation des performances des différentes options de procédé, comme l'illustre l'exemple qui suit.

- Pour une gazéification autothermique, lorsque le PCI de la biomasse introduite dans le réacteur diminue, l'équilibre énergétique de l'opération n'est atteint qu'avec une injection plus importante d'oxygène et la combustion d'une plus grande part de biomasse pour dégager l'énergie de gazéification du reste, d'où une perte de rendement matière par perte de carbone sous forme de CO₂ (au lieu de CO) : la gazéification autothermique d'un slurry de PCI 19 MJ/kg s'équilibre en effet selon la réaction $(C_6H_8O_{2,9} + 1,7 H_2O) + 2,1 O_2 \rightarrow 5,3 CO + 3,7 H_2 + 2,0 H_2O + 0,7 CO_2$ (aux arrondis près), alors que le même slurry, si son PCI n'est que de 16 MJ/kg, soit moindre de $1 - 16/19 = 16 \%$, donne $(C_6H_8O_{2,9} + 1,7 H_2O) + 3,0 O_2 \rightarrow 4,5 CO + 2,6 H_2 + 3,1 H_2O + 1,5 CO_2$ (aux arrondis près), soit, en fin de procédé, un abattement du rendement matière de l'ordre de $1 - 4,5/5,3 = 15 \%$ (dans le cas d'options où le rendement final est proportionnel à la teneur en CO du gaz de synthèse, ce qui est le cas lorsqu'il y a apport d'allohydrogène).
- Pour une gazéification allothermique, lorsque le PCI de la biomasse introduite dans le réacteur diminue, l'équilibre énergétique de l'opération n'est atteint qu'avec une injection plus importante d'énergie, directement ou par combustion de davantage de combustible pour dégager l'énergie de gazéification, ce qui permet de préserver le rendement matière : la gazéification allothermique au gaz naturel d'un slurry de PCI 19 MJ/kg donne ainsi la réaction $(C_6H_8O_{2,9} + 1,7 H_2O) + 0,8 CH_4 + 2,7 O_2 \rightarrow 6,0 CO + 4,9 H_2 + 2,4 H_2O + 0,8 CO_2$ (aux arrondis près), et la gazéification du même slurry, si son PCI n'est que de 16 MJ/kg, donne la réaction $(C_6H_8O_{2,9} + 1,7 H_2O) + 1,4 CH_4 + 4,0 O_2 \rightarrow 6,0 CO + 4,5 H_2 + 3,9 H_2O + 1,4 CO_2$ (aux arrondis près), soit, en fin de procédé, un rendement matière identique (dans le cas d'options avec allohydrogène). (En fait, l'ajout de CH₄ et d'O₂ dans la réaction comporte un degré de liberté qui permet d'obtenir 6 CO, c'est-à-dire d'injecter autant de carbone dans la réaction de synthèse qu'il y a de carbone dans le slurry. Au-delà de ce seuil, cela équivaldrait dans certains cas à ajouter du carbone fossile dans le carburant, ce qui trace la limite avec la production de carburant par procédé « gaz to liquid » (GtL).)

L'impact de l'incertitude du PCI du slurry sur l'évaluation des performances est davantage exploré plus loin (cf. §2.1.2).

1. Frontières et étapes du procédé

1.1. *Flux entrant principal*

1.2. *Flux sortant principal*

1.3. *Etapes de transformation et hypothèses associées*

2. Nature des flux du procédé

2.1. *Flux entrants*

2.1.1. Flux entrants comptabilisés

2.1.2. Flux entrants négligés

2.2. *Flux sortants*

2.2.1. Flux sortants comptabilisés

2.2.2. Flux sortants négligés

Figure 6 : Grille de modélisation d'un élément de procédé

3. Bilans massique et énergétique

3.1. Bilan massique pour 1 kg de flux sortant principal

flux sortants (kg)	flux sortant principal	autre flux sortant	
flux entrant principal			$m_{\text{flux entrant}}$
autre flux entrant			$m_{\text{flux } i}$
	1	$m_{\text{flux } j}$	totaux

Des calculs simplifiés sont conduits ici pour déterminer la masse et certaines caractéristiques des différents flux pris en compte dans la représentation du procédé.

L'ensemble des données est calculé pour 1 kg de flux sortant principal.

Les calculs sont conduits de manière semi-numérique, les constantes mobilisées étant récapitulées dans la fiche des constantes.

Les unités des grandeurs sont donc précisées à chaque fois : masses en kg et énergies en MJ.

3.2. Bilan énergétique pour 1 kg de flux sortant principal

3.2.1. Flux énergétiques comptabilisés dans le rendement

- Flux entrant principal : $PCI_{\text{entrée}}$ en MJ
- Flux sortant principal : PCI_{sortie} en MJ
- Autres flux énergétiques entrants en MJ
dont éventuellement entrée d'électricité :
comptabilisation de l'énergie électrique finale, mais dans le calcul de rendement énergétique on distingue le « rendement énergétique poste » où est comptabilisée l'énergie électrique finale apportée au procédé et le « rendement énergétique globalisé » où est comptabilisée l'énergie primaire correspondant à l'électricité, soit environ 3 fois l'énergie électrique finale compte tenu des modes de production dominants de l'électricité.
- Autres flux énergétiques sortants en MJ.

$$\text{rendement}_{\text{énergétique poste}} = \frac{PCI_{\text{sortie}} + \text{autres sorties}}{PCI_{\text{entrée}} + \text{autres entrées} + \text{électricité finale}}$$

$$\text{rendement}_{\text{énergétique globalisé}} = \frac{PCI_{\text{sortie}} + \text{autres sorties}}{PCI_{\text{entrée}} + \text{autres entrées} + 3 * \text{électricité finale}}$$

3.2.2. Pertes énergétiques

On vérifie que le bilan énergétique est bouclé : $PCI_{\text{entrée}} + \text{énergie fournie} = PCI_{\text{sortie}} + \sum \text{perte}_i$ en MJ.

3.2.3. Flux énergétiques négligés

3.3. Récapitulatif des résultats numériques

4. Conclusions partielles

5. Sources bibliographiques

-2.1.2 Intégration : modélisation physique d'enchaînements d'éléments de procédé – recherche d'optima

Un enchaînement d'éléments de procédé (appelé aussi « système » dans ce chapitre) est modélisé physiquement en assemblant les modèles physiques des différents éléments de procédé mobilisés par le système. Les liens entre les modèles élémentaires ou « briques » sont des flux physiques et/ou énergétiques. Ainsi, un flux entrant d'une brique est soit un flux sortant d'une autre brique, soit un flux entrant du système. De même, un flux sortant d'une brique est soit une entrée d'une autre brique, soit un flux sortant du système, c'est-à-dire un produit ou un déchet (gazeux, liquide ou solide).

Chaque système considéré est construit à l'échelle de la filière, de la ressource sur pied au réservoir industriel. Il regroupe :

- sept éléments de procédés caractéristiques de la famille de procédés explorée : séchage, préparation, gazéification, refroidissement, nettoyage, ajustement en H₂, synthèse,
- des utilités techniques : transport de biomasse (70 km en moyenne, correspondant à un rayon de collecte du même ordre : c'est l'ordre de grandeur large correspondant à une installation traitant 100 t/h de biomasse sèche, si l'on vise la transformation de 15 Mtep de biomasse produite sur le territoire français (550 000 km²)), production de chaleur, production d'oxygène, stockages de produits,
- des approvisionnements en flux primaires conditionnés : bois récolté et conditionné en plaquettes, pétrole transformé en carburant liquide, gaz naturel, eau, électricité (à l'échelle microéconomique, l'électricité est traitée comme un flux primaire : la prise en compte de son mode de production est traitée à l'échelle systémique (cf. chapitre 3)).

La modélisation d'un système est réalisée à l'aide de l'outil E3Database [27] qui fournit un cadre formel et une base de données de modèles élémentaires standardisés pour des procédés disponibles « sur étagère » ou pour des approvisionnements types.

Les briques, créées pour les procédés élémentaires ou issues de la base de données pour les éléments standard, sont assemblées en un enchaînement complet à travers :

- le suivi du flux physique principal constitué par le bois puis le gaz de synthèse,
- lorsqu'il y a électrolyse de l'eau, l'utilisation éventuelle pour la gazéification de l'oxygène coproduit (l'éventuel excédent d'oxygène est un coproduit commercialisable),
- des flux de chaleur récupérée lors des étapes exothermiques pour certaines étapes endothermiques, ce qui réalise l'intégration énergétique de chaque système pour les principaux flux de chaleur fatals :
 - récupération de la chaleur de réaction de synthèse Fischer-Tropsch à 200 °C pour le séchage du bois et éventuellement pour certaines opérations de nettoyage du gaz,
 - lors d'un refroidissement par échangeur haute température, récupération en sortie de gazéifieur de la chaleur du gaz au-dessus de 800 °C pour le reformage des gaz de tête,
 - le conditionnement du gaz pour la synthèse impliquant des opérations de nettoyage « à froid » (50 °C), récupération et utilisation pour celles-ci de la chaleur du gaz au-dessous de 800 °C,
 - perte des éventuels excédents de chaleur à basse température (inférieure à 200 °C) (ils peuvent faire l'objet d'une valorisation si une demande de chaleur adaptée existe à proximité).

Les données d'intégration énergétique figurent plus loin pour tous les procédés présentés (cf. [Tableau 4](#)). A titre d'exemple, l'intégration énergétique est représentée ci-après pour un enchaînement type (cf. [Figure 7](#)) :

- séchage : l'air doit être chauffé de 20 à 180 °C, à hauteur de ~ 610 kJ par mol de C₆H₅O₄ ;
- pyrolyse rapide : l'énergie de cette opération endothermique est fournie par combustion de gaz naturel ;
- gazéification autothermique : l'énergie de cette opération endothermique provient de la biomasse ;
- refroidissement du gaz par échangeur haute température : ~ 150 kJ sont récupérés entre 1500 et 800 °C ;
- nettoyage du gaz : cette opération conduit à refroidir le gaz sale de 800 à 50 °C, émettant ~ 330 kJ, mais aussi à absorber le CO₂ à l'aide d'un solvant, à régénérer après à 120 °C en consommant ~ 100 kJ ; le gaz propre est ensuite réchauffé à la température de synthèse, soit 200 °C, ce qui consomme ~ 40 kJ ;
- synthèse Fischer-Tropsch avec recyclage des gaz de tête : cette opération émet ~ 965 kJ à 200 °C, mais le recyclage des gaz de tête requiert de chauffer les réactifs de 20 à 800 °C, consommant ~ 140 kJ, dont ~ 75 kJ sont récupérés lors du refroidissement des produits du recyclage de 800 à 200 °C, tandis que la réaction de reformage proprement dite consomme ~ 310 kJ à 800 °C.

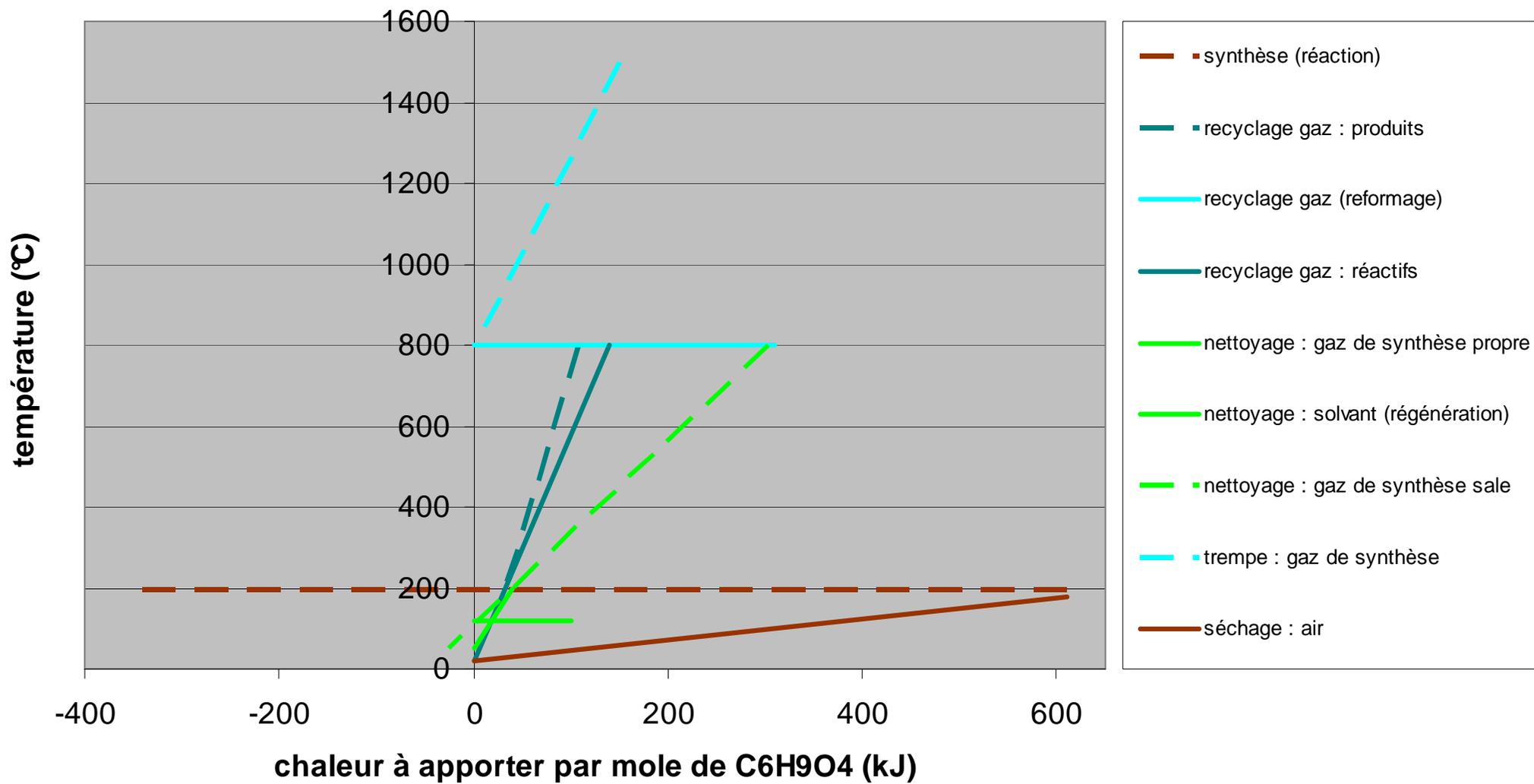


Figure 7 : Intégration énergétique pour un enchaînement type :
 (séchage + pyrolyse rapide + gazéification autothermique + échangeur HT + nettoyage + synthèse avec recyclage des gaz de tête)

A partir de la modélisation physique d'un système, le bilan des flux physiques et énergétiques permet de calculer les indicateurs de performances physiques retenus à l'échelle microéconomique :

- le rendement masse : masse de produit Fischer-Tropsch liquide pour 1 kg de biomasse anhydre,
- le rendement masse corrigé des différences de PCI :
masse de produit Fischer-Tropsch liquide en équivalent pétrole pour 1 kg de biomasse anhydre,
- le rendement énergétique secondaire :
PCI du produit Fischer-Tropsch liquide rapporté aux énergies consommées prises en limite de système,
- le rendement énergétique primaire :
PCI du produit Fischer-Tropsch liquide rapporté aux énergies primaires consommées par le système, la biomasse étant comptée pour son PCI sec sur pied, le pétrole et le gaz pour leur PCI en terre, l'électricité pour l'énergie thermique nécessaire à sa production (~ 3 J thermiques pour 1 J électrique),
- le détail des consommations énergétiques secondaires rapportées à 1 kWh de produit Fischer-Tropsch liquide,
- la masse de CO₂ d'origine fossile émise (hors émissions liées à la production d'électricité) pour produire 1 kWh de produit Fischer-Tropsch liquide.

Pour déterminer les procédés thermochimiques les plus intéressants, on progresse selon la démarche suivante : on part d'un premier système relativement simple au sens où il consomme principalement de la biomasse et où sa faisabilité technique ne fait pas de doute :

- approvisionnement d'un site centralisé en plaquettes forestières directement après récolte,
- séchage à l'air chaud,
- pyrolyse rapide et production d'un slurry (avec un PCI de 19 MJ/kg),
- gazéification dans un réacteur à flux entraîné autothermique (production d'O₂ par séparation de l'air),
- refroidissement du gaz par trempe à l'eau (avec un taux de water gas shift supposé à 20 % du CO),
- nettoyage du gaz par lavage à l'eau et aux amines,
- ajustement en H₂ par water gas shift,
- synthèse Fischer-Tropsch avec combustion des gaz dans une turbine à gaz pour produire de l'électricité.

A partir de l'analyse des performances physiques de ce système, on cherche à améliorer le rendement masse, *i.e.* à maximiser la production de carburant liquide par unité de biomasse, considérée comme le facteur limitant. Pour cela, on modifie des éléments du système en procédant pas à pas pour évaluer l'impact de chaque pas et en priorisant les modifications selon leur efficacité en termes de rendement masse :

1. modification de l'ajustement en H₂ : ajout de H₂ ex¹ électrolyse de l'eau ou ex reformage de gaz naturel,
2. modification de la synthèse Fischer-Tropsch : recyclage des gaz par reformage,
3. modification du refroidissement : refroidissement par échangeur haute température,
4. modification de la gazéification : réacteurs à flux entraîné allothermiques,
5. modification de la préparation : torréfaction.

18 nouveaux systèmes (cf. [Tableau 2](#)), définis progressivement à partir du premier système, sont ainsi obtenus par modifications successives, en introduisant des bifurcations si une modification comporte plusieurs options, c'est-à-dire :

- pour l'ajout d'hydrogène : 2 options (électrolyse ou reformage de gaz naturel),
- pour le passage à une gazéification allothermique : 3 options (hydrogène, gaz naturel ou électricité) (cependant, les performances décevantes de l'ajout d'hydrogène dans le réacteur de gazéification conduisent à abandonner rapidement cette option de gazéification allothermique).

¹ Par commodité, on utilise la préposition « ex » au sens de « issu de ».

Tableau 2 : Définition progressive de nouveaux systèmes visant à optimiser le rendement masse

	Ajout H ₂	Utilisation des gaz de tête	Refroidissement	Gazéification	Préparation
0 : système simple	non	électricité	trempe à l'eau	autothermique	slurry
1	oui : électrolyse	électricité	trempe à l'eau	autothermique	slurry
2	oui : gaz naturel				
3	non	recyclage	trempe à l'eau	autothermique	slurry
4	oui : électrolyse				
5	oui : gaz naturel				
6	oui : électrolyse	recyclage	échangeur HT	autothermique	slurry
7	oui : gaz naturel				
8	oui : électrolyse	recyclage	échangeur HT	allothermique H₂	slurry
9	oui : électrolyse			allothermique CH₄	
10	oui : gaz naturel			allothermique élec.	
11	oui : électrolyse				
12	oui : gaz naturel				
13	oui : électrolyse	recyclage	échangeur HT	autothermique	torréfaction
14	oui : gaz naturel				
15	oui : électrolyse			allothermique CH₄	
16	oui : gaz naturel				
17	oui : électrolyse			allothermique élec.	
18	oui : gaz naturel				

De plus, à titre de référence, un système de type CHOREN est également évalué. Il se distingue par 3 étapes :

- la préparation par pyrolyse lente,
- la gazéification dans un réacteur à flux entraîné autothermique intégrant une trempe chimique en sortie,
- le nettoyage du gaz par lavage au méthanol.

L'évaluation du système CHOREN est complétée par l'évaluation de ses performances avec 2 modifications :

- ajout d'allohydrogène (ex électrolyse ou ex reformage de gaz naturel),
- recyclage des gaz de tête.

Les performances physiques obtenues pour ces 1 + 18 + 3 = 22 systèmes sont détaillées ci-après (Tableau 3).

Les meilleurs enchaînements en termes de rendement masse sont ceux qui consomment le moins de biomasse pour 1 kWh de produit Fischer-Tropsch liquide. Ils consomment à la place de l'électricité ou du gaz naturel : cf. représentation graphique de leurs consommations énergétiques secondaires (Figure 8).

Afin d'exprimer toute la signification des performances de ces enchaînements optimaux en rendement masse, les indicateurs suivants sont calculés et représentés ensemble (Figure 9) :

- la production équivalente de gazole pour 1 Mtep (soit environ 2,4 Mt) de biomasse sèche transformée,
- la masse de CO₂ fossile émis pour produire la quantité de biogazole nécessaire pour parcourir 1 km (pour un véhicule standard consommant 5 l de gazole pour 100 km, soit 0,5 kWh/km),
- la puissance électrique mobilisée pour transformer 1 Mtep de biomasse en 1 an (8000 h).

Tableau 3 : Performances physiques et recherche d'enchaînements d'éléments de procédé optimaux

nom de l'enchaînement	rendt masse	rendt masse corrigé	rendt éner. secondaire	rendt éner. primaire	biomasse / produit	électricité / produit	gaz naturel / produit	pétrole / produit	émissions CO2 fossile
tout autothermique sans recycl. (slurry 19 MJ/kg)	17	18	38	37	2,37	-0,03	0,25	0,04	68
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
autothermique + H2 ex élec. sans recycl. (slurry 19 MJ/kg)	24	25	39	25	1,69	0,68	0,18	0,03	48
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
autothermique + H2 ex CH4 sans recycl. (slurry 19 MJ/kg)	24	25	42	42	1,69	-0,07	0,74	0,03	172
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
tout autothermique avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	24	26	47	41	1,64	0,11	0,36	0,03	88
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
autothermique + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	35	38	48	29	1,13	0,66	0,27	0,02	66
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
autothermique + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	35	38	52	46	1,13	0,07	0,69	0,02	160
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
autothermique éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	42	45	50	26	0,95	0,85	0,19	0,02	48
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
autothermique éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	42	45	56	49	0,95	0,06	0,76	0,02	174
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
allotherm. H2 éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	43	46	47	23	0,93	1,03	0,16	0,02	42
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	48	51	51	28	0,83	0,77	0,35	0,01	84
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	48	51	56	49	0,83	0,06	0,87	0,01	198
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	50	54	52	25	0,79	1,01	0,13	0,01	34
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	50	54	57	37	0,79	0,43	0,53	0,01	124
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
autothermique éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (bois torréfié)	47	50	51	25	0,85	0,98	0,13	0,01	34
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
autothermique éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (bois torréfié)	47	50	58	51	0,85	0,06	0,79	0,01	180
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (bois torréfié)	53	56	52	26	0,76	0,89	0,26	0,01	62
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (bois torréfié)	53	56	58	51	0,76	0,06	0,88	0,01	200
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (bois torréfié)	55	59	52	24	0,72	1,08	0,12	0,01	30
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (bois torréfié)	55	59	56	35	0,73	0,50	0,54	0,01	124
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
tout autothermique sans recycl. (CHOREN)	16	18	38	32	2,44	0,18	0,00	0,04	12
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
autothermique + H2 ex élec. avec recycl. (CHOREN)	40	43	48	25	1,00	0,90	0,15	0,02	40
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh
autothermique + H2 ex CH4 avec recycl. (CHOREN)	40	43	53	43	1,00	0,15	0,72	0,02	164
	%	%	%	%	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	kWh / kWh	g/kWh

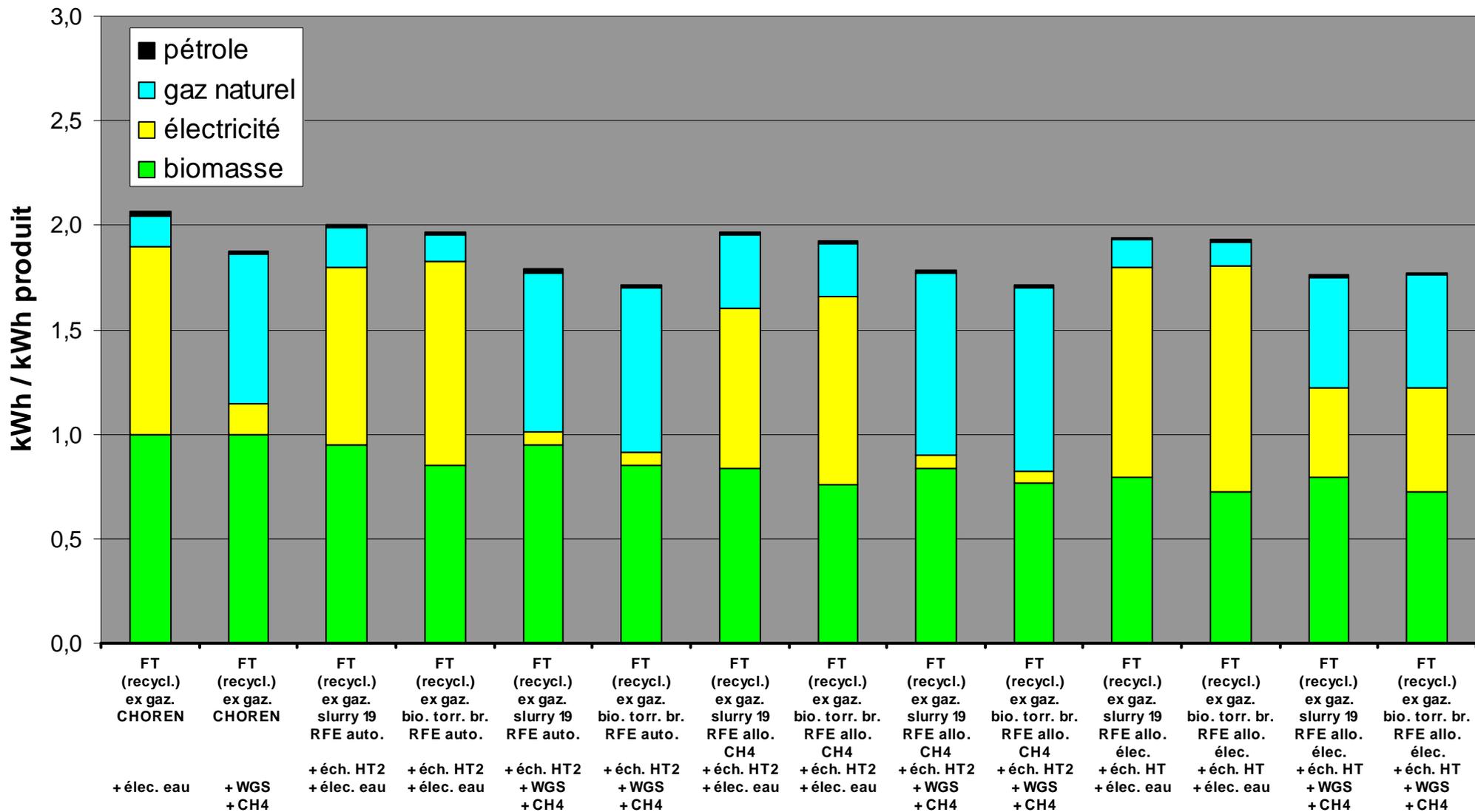


Figure 8 : Consommations énergétiques secondaires des meilleurs enchaînements d'éléments de procédé en termes de rendement masse

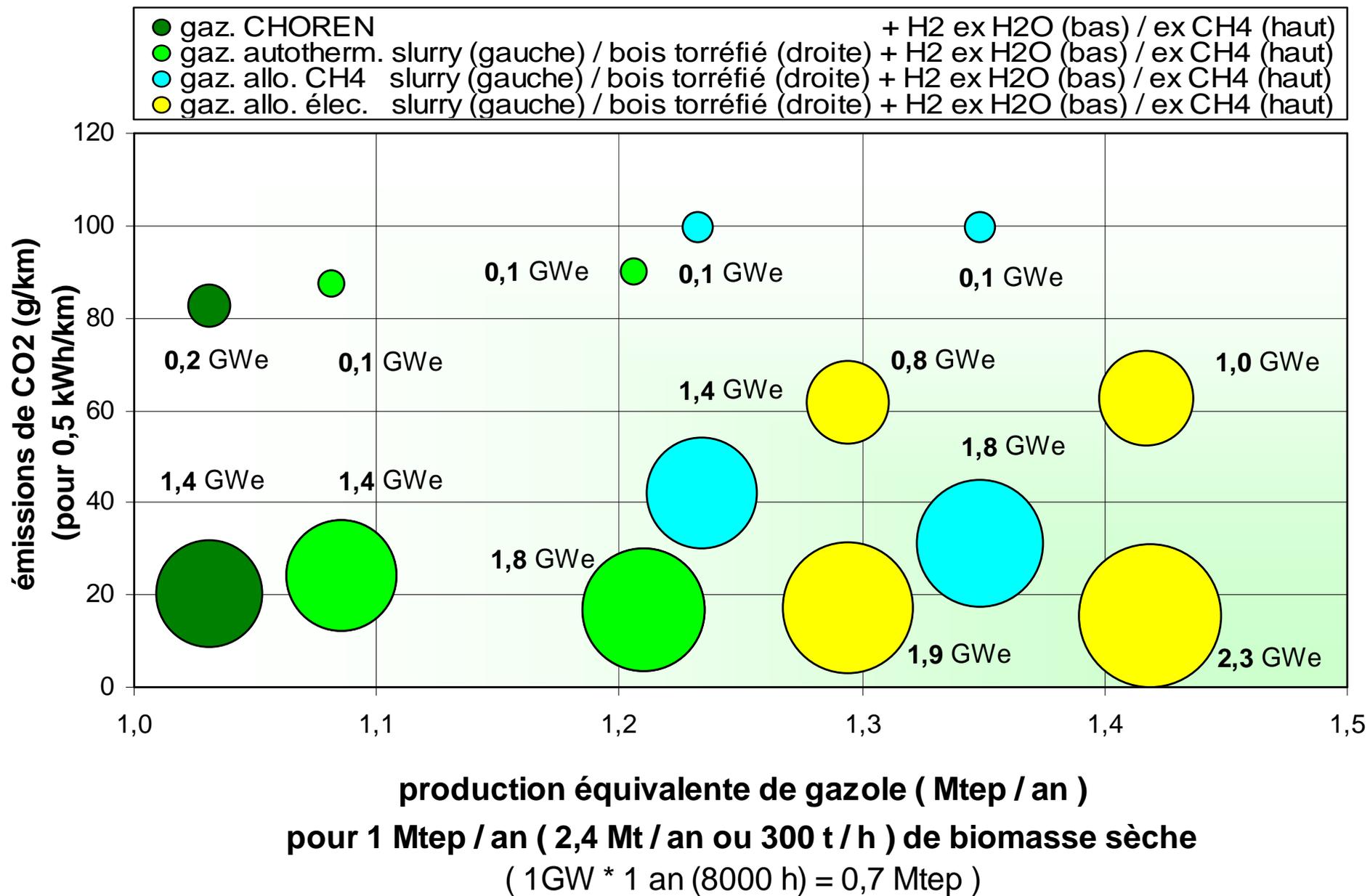


Figure 9 : Performances physiques des meilleurs enchaînements d'éléments de procédé en termes de rendement masse

Les performances physiques présentées ci-dessus doivent être considérées avec certaines précautions, d'une part en raison des incertitudes qui pèsent sur certaines données et des approximations faites (cf. §2.1.1), et d'autre part en raison du caractère délibérément optimiste de certaines hypothèses :

- la faisabilité d'un gazéifieur allothermique à torche plasma est à démontrer : le rendement de conversion de l'énergie électrique en énergie chimique est pris à 80 % pour les calculs, ce qui correspond à une spécification de développement et non à une prévision ;
- la faisabilité du refroidissement du gaz par une série d'échangeurs haute température est à démontrer : au minimum, un tel système demande un important travail de recherche et développement ;
- l'applicabilité d'un nettoyage à l'eau et aux amines est à démontrer : le nettoyage des composés soufrés est peut-être insuffisant pour une synthèse catalysée au Cobalt ; dans ce cas, un nettoyage au méthanol conviendrait, quitte à augmenter la consommation électrique (consommation des compresseurs pour refroidir le gaz à -50 °C, de l'ordre de 0,05 kWh/kWh de bois) ;
- la faisabilité du recyclage total des gaz de tête est à démontrer : si le reformage du méthane est maîtrisé industriellement, ce n'est pas le cas pour les gaz plus lourds.

Des hypothèses pessimistes conduisent à réviser les rendements masse prévisibles à la baisse, à -20 % environ (par exemple, le rendement masse d'un enchaînement autour d'un gazéifieur autothermique avec allohydrogène, annoncé à 45 % dans le cas favorable, sera au pire de l'ordre de 35 %).

Néanmoins, le classement en termes de rendement masse entre les différents enchaînements reste le même.

Les résultats généraux à souligner sont les suivants.

- Le rendement masse varie de 1 à 3 selon le système : de 16 à 53 % (18 à 59 % après correction du PCI).
- Le rendement énergétique secondaire est par contre plus régulier : il varie de 38 à 58 %, et seulement de 47 à 58 % si l'on exclut les systèmes sans recyclage des gaz de tête (la valorisation des gaz de tête par production d'électricité tire le rendement énergétique vers le bas, dès lors qu'on ne prend pas en compte la chaleur coproduite).
- Les amplitudes respectives du rendement masse et du rendement énergétique traduisent le fait que l'augmentation du rendement masse ne peut se faire qu'au prix d'injection supplémentaire d'énergie : l'injection d'électricité conduit à mobiliser des puissances électriques très significatives tandis que l'injection de gaz naturel augmente fortement les émissions de CO₂ fossile par kWh produit.

Ainsi, pour une ressource de 35 Mt de biomasse sèche (15 Mtep) affectée à cette famille de procédés, la quantité de carburant Fischer-Tropsch produite varie selon le système de 6 à 20 Mtep, (de 9 à 20 Mtep si l'on exclut les systèmes sans recyclage des gaz de tête) en mobilisant plus ou moins d'intrants additionnels. Par exemple, on peut obtenir :

6 Mtep de produits avec 15 Mtep de biomasse et 1 Mtep d'électricité (12 TWh),
ou 20 Mtep de produits avec 15 Mtep de biomasse, 1,2 Mtep d'électricité (14 TWh) et 17 Mtep de gaz,
ou 21 Mtep de produits avec 15 Mtep de biomasse, 22 Mtep d'électricité (255 TWh) et 2,5 Mtep de gaz.
(A titre de référence, la consommation de carburants liquides est aujourd'hui de ~ 50 Mtep en France, tandis que la biomasse énergie représente ~ 10 Mtep, la production électrique ~ 50 Mtep (580 TWh) et la consommation de gaz naturel ~ 40 Mtep.)

Afin d'interpréter les performances en détail, les différentes étapes de transformation chimique de la biomasse, représentée par sa formule moyenne $C_6H_9O_4 + 8 H_2O$ (taux d'humidité de 100 % en masse de la matière sèche), sont retracées ci-après, en valeur approchée, pour chacun des enchaînements d'éléments de procédé évalués. Pour plus de lisibilité, on se limite à indiquer, pour chacune des étapes, les flux physiques et énergétiques injectés ou soustraits au flux entrant principal *i.e.* porteur du carbone renouvelable destiné *in fine* au carburant, ainsi que le flux sortant principal (cf. Tableau 4).

Tableau 4 : Etapes de transformation chimique de la biomasse

nom de l'enchaînement	séchage		préparation		gazéification	
tout autothermique sans recycl. (slurry 19 MJ/kg)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	pyrolyse rapide	+ air - (H2O+CO2) + 270 kJ (500°C) + 40 kJ él. C5,2 H7 O2,5 + 1,5 H2O	RFE autothermique	+ 1,8 O2 (100 kJ él.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2
autothermique + H2 ex élec. sans recycl. (slurry 19 MJ/kg)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	pyrolyse rapide	+ air - (H2O+CO2) + 270 kJ (500°C) + 40 kJ él. C5,2 H7 O2,5 + 1,5 H2O	RFE autothermique	+ 1,8 O2 (cf. H2 ex élec. + 15 kJ él.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2
autothermique + H2 ex CH4 sans recycl. (slurry 19 MJ/kg)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	pyrolyse rapide	+ air - (H2O+CO2) + 270 kJ (500°C) + 40 kJ él. C5,2 H7 O2,5 + 1,5 H2O	RFE autothermique	+ 1,8 O2 (100 kJ él.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2
tout autothermique avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	pyrolyse rapide	+ air - (H2O+CO2) + 270 kJ (500°C) + 40 kJ él. C5,2 H7 O2,5 + 1,5 H2O	RFE autothermique	+ 1,8 O2 (100 kJ él.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2
autothermique + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	pyrolyse rapide	+ air - (H2O+CO2) + 270 kJ (500°C) + 40 kJ él. C5,2 H7 O2,5 + 1,5 H2O	RFE autothermique	+ 1,8 O2 (cf. H2 ex élec. + 5 kJ él.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2
autothermique + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	pyrolyse rapide	+ air - (H2O+CO2) + 270 kJ (500°C) + 40 kJ él. C5,2 H7 O2,5 + 1,5 H2O	RFE autothermique	+ 1,8 O2 (100 kJ él.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2
autothermique éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	pyrolyse rapide	+ air - (H2O+CO2) + 270 kJ (500°C) + 40 kJ él. C5,2 H7 O2,5 + 1,5 H2O	RFE autothermique	+ 1,8 O2 (cf. H2 ex élec.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2
autothermique éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	pyrolyse rapide	+ air - (H2O+CO2) + 270 kJ (500°C) + 40 kJ él. C5,2 H7 O2,5 + 1,5 H2O	RFE autothermique	+ 1,8 O2 (100 kJ él.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2
allotherm. H2 éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	pyrolyse rapide	+ air - (H2O+CO2) + 270 kJ (500°C) + 40 kJ él. C5,2 H7 O2,5 + 1,5 H2O	RFE allotherm. H2	+ 4,5 (H2 + 0,5 O2) (1810 kJ él.) 4,7 CO + 6,7 H2 + 2,8 H2O + 0,5 CO2
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	pyrolyse rapide	+ air - (H2O+CO2) + 270 kJ (500°C) + 40 kJ él. C5,2 H7 O2,5 + 1,5 H2O	RFE allotherm. CH4	+ 0,7 CH4 + 2,35 O2 (cf. H2 ex élec.) 5,2 CO + 4,2 H2 + 2,1 H2O + 0,7 CO2
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	pyrolyse rapide	+ air - (H2O+CO2) + 270 kJ (500°C) + 40 kJ él. C5,2 H7 O2,5 + 1,5 H2O	RFE allotherm. CH4	+ 0,7 CH4 + 2,35 O2 (130 kJ él.) 5,2 CO + 4,2 H2 + 2,1 H2O + 0,7 CO2
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	pyrolyse rapide	+ air - (H2O+CO2) + 270 kJ (500°C) + 40 kJ él. C5,2 H7 O2,5 + 1,5 H2O	RFE allotherm. élec.	+ 1,2 H2O + 1340 kJ él. 5,2 CO + 6,2 H2
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	pyrolyse rapide	+ air - (H2O+CO2) + 270 kJ (500°C) + 40 kJ él. C5,2 H7 O2,5 + 1,5 H2O	RFE allotherm. élec.	+ 1,2 H2O + 1340 kJ él. 5,2 CO + 6,2 H2
autothermique éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (bois torréfié)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	torréfaction	+ air - (H2O+CO2) + 35 kJ él. C5,6 H7 O2,8	RFE autothermique	+ 2,1 O2 (cf. H2 ex élec.) 5,0 CO + 2,5 H2 + 0,9 H2O + 0,6 CO2
autothermique éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (bois torréfié)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	torréfaction	+ air - (H2O+CO2) + 35 kJ él. C5,6 H7 O2,8	RFE autothermique	+ 2,1 O2 (120 kJ él.) 5,0 CO + 2,5 H2 + 0,9 H2O + 0,6 CO2
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (bois torréfié)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	torréfaction	+ air - (H2O+CO2) + 35 kJ él. C5,6 H7 O2,8	RFE allotherm. CH4	+ 0,6 CH4 + 2,6 O2 (cf. H2 ex élec.) 5,6 CO + 3,4 H2 + 1,2 H2O + 0,6 CO2
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (bois torréfié)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	torréfaction	+ air - (H2O+CO2) + 35 kJ él. C5,6 H7 O2,8	RFE allotherm. CH4	+ 0,6 CH4 + 2,6 O2 (145 kJ él.) 5,6 CO + 3,4 H2 + 1,2 H2O + 0,6 CO2
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (bois torréfié)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	torréfaction	+ air - (H2O+CO2) + 35 kJ él. C5,6 H7 O2,8	RFE allotherm. élec.	+ 2,8 H2O + 1705 kJ él. 5,6 CO + 6,3 H2
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (bois torréfié)	air chaud >10% eau/MS	- 7,2 H2O + 610 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 0,8 H2O	torréfaction	+ air - (H2O+CO2) + 35 kJ él. C5,6 H7 O2,8	RFE allotherm. élec.	+ 2,8 H2O + 1705 kJ él. 5,6 CO + 6,3 H2
tout autothermique sans recycl. (CHOREN)	air chaud >15% eau/MS	- 6,8 H2O + 565 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 1,2 H2O	pyrolyse lente	+ 220 kJ él.	RFE CHOREN	+ 2,5 O2 (140 kJ él.)
autothermique + H2 ex élec. avec recycl. (CHOREN)	air chaud >15% eau/MS	- 6,8 H2O + 565 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 1,2 H2O	pyrolyse lente	+ 220 kJ él.	RFE CHOREN	+ 2,5 O2 (cf. H2 ex élec.)
autothermique + H2 ex CH4 avec recycl. (CHOREN)	air chaud >15% eau/MS	- 6,8 H2O + 565 kJ (200°C) + 30 kJ él. C6 H9 O4 + 1,2 H2O	pyrolyse lente	+ 220 kJ él.	RFE CHOREN	+ 2,5 O2 (140 kJ él.)

gazéification (rappel)		refroidissement		nettoyage ajustement H2		synthèse	
RFE autothermique	+ 1,8 O2 (100 kJ él.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2	à l'eau (shift CO 20%)	+ 4,5 H2O 3,6 CO + 4,2 H2 + 5,2 H2O + 1,6 CO2	eau - amines + WGS	+ eau - 2,6 CO2 2,6 CO + 5,2 H2	FT au Co sans recycl.	+ air - (H2O+CO2) - 1,8 H2O - 605 kJ (200°C) - 200 kJ él. -1,8 CH2
RFE autothermique	+ 1,8 O2 (cf. H2 ex élec. + 15 kJ él.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2	à l'eau (shift CO 20%)	+ 4,5 H2O 3,6 CO + 4,2 H2 + 5,2 H2O + 1,6 CO2	eau - amines + H2	+ 3 H2 + eau - 1,6 CO2 (1200 kJ él.) 3,6 CO + 7,2 H2	FT au Co sans recycl.	+ air - (H2O+CO2) - 2,4 H2O - 820 kJ (200°C) - 280 kJ él. -2,4 CH2
RFE autothermique	+ 1,8 O2 (100 kJ él.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2	à l'eau (shift CO 20%)	+ 4,5 H2O 3,6 CO + 4,2 H2 + 5,2 H2O + 1,6 CO2	eau - amines + CH4	+ 0,75 CH4 + eau - 2,35 CO2 + 220 kJ (800°C) 3,6 CO + 7,2 H2	FT au Co sans recycl.	+ air - (H2O+CO2) - 2,4 H2O - 840 kJ (200°C) - 280 kJ él. -2,4 CH2
RFE autothermique	+ 1,8 O2 (100 kJ él.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2	à l'eau (shift CO 20%)	+ 4,5 H2O 3,6 CO + 4,2 H2 + 5,2 H2O + 1,6 CO2	eau - amines + WGS	+ eau - 2,7 CO2 2,5 CO + 5,3 H2	FT au Co avec recycl.	- 2,5 H2O + 220 kJ (800°C) - 565 kJ (200°C) -2,5 CH2
RFE autothermique	+ 1,8 O2 (cf. H2 ex élec. + 5 kJ él.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2	à l'eau (shift CO 20%)	+ 4,5 H2O 3,6 CO + 4,2 H2 + 5,2 H2O + 1,6 CO2	eau - amines + H2	+ 3,4 H2 + eau - 1,6 CO2 (1370 kJ él.) 3,6 CO + 7,6 H2	FT au Co avec recycl.	- 3,6 H2O + 310 kJ (800°C) - 790 kJ (200°C) -3,6 CH2
RFE autothermique	+ 1,8 O2 (100 kJ él.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2	à l'eau (shift CO 20%)	+ 4,5 H2O 3,6 CO + 4,2 H2 + 5,2 H2O + 1,6 CO2	eau - amines + CH4	+ 0,85 CH4 + eau - 2,45 CO2 + 240 kJ (800°C) 3,6 CO + 7,6 H2	FT au Co avec recycl.	- 3,6 H2O + 310 kJ (800°C) - 810 kJ (200°C) -3,6 CH2
RFE autothermique	+ 1,8 O2 (cf. H2 ex élec.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2	éch. HT (shift CO 5 %)	- 150 kJ (> 800°C) 4,4 CO + 3,4 H2 + 1,5 H2O + 0,8 CO2	eau - amines + H2	+ 5,8 H2 + eau - 0,8 CO2 (2330 kJ él.) 4,4 CO + 9,2 H2	FT au Co avec recycl.	- 4,4 H2O + 380 kJ (800°C) - 965 kJ (200°C) -4,4 CH2
RFE autothermique	+ 1,8 O2 (100 kJ él.) 4,6 CO + 3,2 H2 + 1,7 H2O + 0,6 CO2	éch. HT (shift CO 5 %)	- 150 kJ (> 800°C) 4,4 CO + 3,4 H2 + 1,5 H2O + 0,8 CO2	eau - amines + CH4	+ 1,45 CH4 + eau - 2,25 CO2 + 415 kJ (800°C) + 170 kJ (200°C) 4,4 CO + 9,2 H2	FT au Co avec recycl.	- 4,4 H2O + 380 kJ (800°C) - 965 kJ (200°C) -4,4 CH2
RFE allotherm. H2	+ 4,5 (H2 + 0,5 O2) (1810 kJ él.) 4,7 CO + 6,7 H2 + 2,8 H2O + 0,5 CO2	éch. HT (shift CO 5 %)	- 230 kJ (> 800°C) 4,5 CO + 6,9 H2 + 2,6 H2O + 0,7 CO2	eau - amines + H2	+ 2,6 H2 + eau - 0,7 CO2 (1045 kJ él.) 4,5 CO + 9,5 H2	FT au Co avec recycl.	- 4,5 H2O + 390 kJ (800°C) - 985 kJ (200°C) -4,5 CH2
RFE allotherm. CH4	+ 0,7 CH4 + 2,35 O2 (cf. H2 ex élec.) 5,2 CO + 4,2 H2 + 2,1 H2O + 0,7 CO2	éch. HT (shift CO 5 %)	- 175 kJ (> 800°C) 4,9 CO + 4,5 H2 + 1,8 H2O + 1,0 CO2	eau - amines + H2	+ 5,8 H2 + eau - 1,0 CO2 (2330 kJ él.) 4,9 CO + 10,3 H2	FT au Co avec recycl.	- 4,9 H2O + 430 kJ (800°C) - 1085 kJ (200°C) -4,9 CH2
RFE allotherm. CH4	+ 0,7 CH4 + 2,35 O2 (130 kJ él.) 5,2 CO + 4,2 H2 + 2,1 H2O + 0,7 CO2	éch. HT (shift CO 5 %)	- 175 kJ (> 800°C) 4,9 CO + 4,5 H2 + 1,8 H2O + 1,0 CO2	eau - amines + CH4	+ 1,45 CH4 + eau - 2,45 CO2 + 445 kJ (800°C) + 125 kJ (200°C) 4,9 CO + 10,3 H2	FT au Co avec recycl.	- 4,9 H2O + 430 kJ (800°C) - 1085 kJ (200°C) -4,9 CH2
RFE allotherm. élec.	+ 1,2 H2O + 1340 kJ él. 5,2 CO + 6,2 H2	éch. HT (shift CO 0 %)	- 280 kJ (> 800°C) 5,2 CO + 6,2 H2	eau - amines + H2	+ 4,7 H2 + eau (1890 kJ él.) 5,2 CO + 10,9 H2	FT au Co avec recycl.	- 5,2 H2O + 460 kJ (800°C) - 1150 kJ (200°C) -5,2 CH2
RFE allotherm. élec.	+ 1,2 H2O + 1340 kJ él. 5,2 CO + 6,2 H2	éch. HT (shift CO 0 %)	- 280 kJ (> 800°C) 5,2 CO + 6,2 H2	eau - amines + CH4	+ 1,18 CH4 + eau - 1,18 CO2 + 340 kJ (800°C) + 65 kJ (200°C) 5,2 CO + 10,9 H2	FT au Co avec recycl.	- 5,2 H2O + 460 kJ (800°C) - 1150 kJ (200°C) -5,2 CH2
RFE autothermique	+ 2,1 O2 (cf. H2 ex élec.) 5,0 CO + 2,5 H2 + 0,9 H2O + 0,6 CO2	éch. HT (shift CO 5 %)	- 130 kJ (> 800°C) 4,8 CO + 2,7 H2 + 0,7 H2O + 0,8 CO2	eau - amines + H2	+ 7,4 H2 + eau - 0,8 CO2 (2975 kJ él.) 4,8 CO + 10,1 H2	FT au Co avec recycl.	- 4,8 H2O + 420 kJ (800°C) - 1065 kJ (200°C) -4,8 CH2
RFE autothermique	+ 2,1 O2 (120 kJ él.) 5,0 CO + 2,5 H2 + 0,9 H2O + 0,6 CO2	éch. HT (shift CO 5 %)	- 130 kJ (> 800°C) 4,8 CO + 2,7 H2 + 0,7 H2O + 0,8 CO2	eau - amines + CH4	+ 1,85 CH4 + eau - 2,65 CO2 + 510 kJ (800°C) + 280 kJ (200°C) 4,8 CO + 10,1 H2	FT au Co avec recycl.	- 4,8 H2O + 420 kJ (800°C) - 1065 kJ (200°C) -4,8 CH2
RFE allotherm. CH4	+ 0,6 CH4 + 2,6 O2 (cf. H2 ex élec.) 5,6 CO + 3,4 H2 + 1,2 H2O + 0,6 CO2	éch. HT (shift CO 5 %)	- 145 kJ (> 800°C) 5,3 CO + 3,7 H2 + 0,9 H2O + 0,9 CO2	eau - amines + H2	+ 7,4 H2 + eau - 0,9 CO2 (2975 kJ él.) 5,3 CO + 11,1 H2	FT au Co avec recycl.	- 5,3 H2O + 470 kJ (800°C) - 1105 kJ (200°C) -5,3 CH2
RFE allotherm. CH4	+ 0,6 CH4 + 2,6 O2 (145 kJ él.) 5,6 CO + 3,4 H2 + 1,2 H2O + 0,6 CO2	éch. HT (shift CO 5 %)	- 145 kJ (> 800°C) 5,3 CO + 3,7 H2 + 0,9 H2O + 0,9 CO2	eau - amines + CH4	+ 1,85 CH4 + eau - 2,75 CO2 + 510 kJ (800°C) + 260 kJ (200°C) 5,3 CO + 11,1 H2	FT au Co avec recycl.	- 5,3 H2O + 470 kJ (800°C) - 1105 kJ (200°C) -5,3 CH2
RFE allotherm. élec.	+ 2,8 H2O + 1705 kJ él. 5,6 CO + 6,3 H2	éch. HT (shift CO 0 %)	- 150 kJ (> 800°C) 5,6 CO + 6,3 H2	eau - amines + H2	+ 5,5 H2 + eau (2210 kJ él.) 5,6 CO + 11,8 H2	FT au Co avec recycl.	- 5,6 H2O + 490 kJ (800°C) - 1230 kJ (200°C) -5,6 CH2
RFE allotherm. élec.	+ 2,8 H2O + 1705 kJ él. 5,6 CO + 6,3 H2	éch. HT (shift CO 0 %)	- 150 kJ (> 800°C) 5,6 CO + 6,3 H2	eau - amines + CH4	+ 1,38 CH4 + eau - 1,38 CO2 + 380 kJ (800°C) + 90 kJ (200°C) 5,6 CO + 11,8 H2	FT au Co avec recycl.	- 5,6 H2O + 490 kJ (800°C) - 1230 kJ (200°C) -5,6 CH2
RFE CHOREN	+ 2,5 O2 (140 kJ él.)	au solide (coke)	4,1 CO + 3,4 H2 + 2,3 H2O + 1,9 CO2	CHOREN dont WGS	+ eau - 3,5 CO2 2,5 CO + 5,0 H2	FT au Co sans recycl.	+ air - (H2O+CO2) - 1,7 H2O - 580 kJ (200°C) - 190 kJ él. -1,7 CH2
RFE CHOREN	+ 2,5 O2 (cf. H2 ex élec.)	au solide (coke)	4,1 CO + 3,4 H2 + 2,3 H2O + 1,9 CO2	CHOREN - WGS + H2	+ 5,2 H2 + eau - 1,9 CO2 (2090 kJ él.) 4,1 CO + 8,6 H2	FT au Co avec recycl.	- 4,1 H2O + 355 kJ (800°C) - 900 kJ (200°C) -4,1 CH2
RFE CHOREN	+ 2,5 O2 (140 kJ él.)	au solide (coke)	4,1 CO + 3,4 H2 + 2,3 H2O + 1,9 CO2	CHOREN - WGS + CH4	+ 1,3 CH4 + eau - 3,2 CO2 + 335 kJ (800°C) 4,1 CO + 8,6 H2	FT au Co avec recycl.	- 4,1 H2O + 355 kJ (800°C) - 900 kJ (200°C) -4,1 CH2

De l'ensemble des résultats présentés, on tire les conclusions qui suivent. Les plus décisives figurent en premier.

- La décentralisation de la préparation de la biomasse n'est pas pertinente sur le plan énergétique.
Il peut à première vue paraître intéressant de décentraliser la préparation de la biomasse afin d'éviter de la transporter avec toute son eau jusqu'à un site centralisé où elle devra être séchée. Mais la consommation totale de pétrole est en fait très faible : ~ 0,02 kWh/kWh de bois (cf. Tableau 3). *A fortiori*, la consommation de carburant pour le transport de la biomasse est donc très faible. Pour une distance moyenne de 70 km, correspondant à un rayon de collecte du même ordre de grandeur, le carburant nécessaire au transport de 1 kg d'eau par un camion d'une capacité de 20 t, consommant 30 l de gazole aux 100 km, est de l'ordre de $70/100 \times 30 \times 10/20\ 000 = 0,01$ kWh/kg d'eau. Cette énergie est à comparer à la chaleur nécessaire pour préparer la biomasse avant transport : il faut 2 300 kJ pour évaporer 1 kg d'eau, soit 0,6 kWh/kg d'eau, plus les pertes de chaleur du procédé. Même en optimisant la récupération d'énergie, il faut encore ~ 0,15 kWh pour évaporer 1 kg d'eau, soit une dépense d'énergie primaire 15 fois plus importante que celle du carburant économisé. Or la synthèse Fischer-Tropsch produit assez de chaleur pour le séchage dans presque tous les cas. Il n'est donc pas rationnel, d'un point de vue énergétique, de rechercher des solutions décentralisées, c'est-à-dire qui séparent géographiquement le séchage de la biomasse de sa transformation en carburant. D'un point de vue logistique, une solution décentralisée conduit à multiplier les tâches de manutention et n'apparaît pas rationnelle non plus.
Par conséquent, les enchaînements avec décentralisation de la préparation de la biomasse sont écartés ici.
- L'apport d'allohydrogène augmente fortement le rendement masse et conduit à recycler les gaz de tête.
En effet, si les gaz de tête ne sont pas recyclés, cela revient à brûler une grande part de l'allohydrogène pour produire de l'électricité, avec en plus un rendement global relativement mauvais dans tous les cas : s'il s'agit d'hydrogène ex électrolyse d'eau, on transforme de l'électricité en électricité à grande perte, si l'hydrogène provient du reformage de gaz naturel, on transforme du gaz naturel en électricité d'une manière moins efficace que par combustion directe du gaz naturel dans une turbine à gaz en raison des coûts énergétiques liés à l'étape de reformage.
- Le recyclage des gaz de tête, même s'il n'est pas total, s'impose dans le contexte énergétique français.
Les enchaînements qui valorisent les gaz de tête en produisant de l'électricité plutôt qu'en les recyclant conduisent à des rendements masse très nettement inférieurs, toutes choses égales par ailleurs, alors que l'électricité produite n'est pas significative dans le contexte énergétique français, caractérisé par une production électrique déjà très largement décarbonée.
Toutefois, cette conclusion est à revoir si les performances effectives de la synthèse sont meilleures, c'est-à-dire si la synthèse Fischer-Tropsch produit moins de gaz de tête que ce qui a été supposé.
- L'intérêt d'une étape de gazéification allothermique varie selon la technologie, mais il n'est pas évident, comme le montre la comparaison avec les performances des options à gazéification autothermique.
Un gazéifieur allothermique par torche plasma favorise fortement le rendement masse (~ +25 %), mais il a un coût énergétique très lourd : de l'ordre de 1 GWe / Mtep/an de biomasse gazéifiée, et plus si l'objectif de conversion de 80 % de l'énergie électrique en énergie chimique n'est pas atteint.
Un gazéifieur allothermique au gaz naturel a un coût moindre (~ 0,3 GWth / Mtep/an de biomasse), mais le gain de rendement masse est moindre aussi (~ +12 %).
Un gazéifieur allothermique à l'hydrogène procure un gain de rendement masse très faible contre un fort coût en hydrogène. Par exemple, la gazéification allothermique à l'hydrogène d'un slurry, par comparaison avec la gazéification autothermique de ce même slurry, montre que l'apport de 4,5 H₂ donne 3,5 H₂ et 0,1 CO en plus dans le gaz en sortie : il y a combustion de 1 H₂ pour un gain de 0,1 CO, soit un apport d'énergie chimique en hydrogène de 240 kJ/mol pour un gain de 28 kJ/mol en PCI. Le reste de l'énergie apportée sert en fait à élever le surcroît de gaz à la température de gazéification, alors que la chaleur sensible correspondante est mal valorisée à l'aval.
Ces résultats conduisent à classer les modes d'injection dans le procédé d'énergie autre que la biomasse dans l'ordre de priorité suivant :
 1. apport d'allohydrogène au moment de la synthèse : ex électricité ou ex gaz naturel,
 2. reformage des gaz de tête issus de la synthèse : apport de chaleur à 800 °C,
 3. apport de gaz naturel dans le réacteur de gazéification,
 4. apport d'électricité dans le réacteur de gazéification.

- La torréfaction de la biomasse conduit à un meilleur rendement masse optimisé que la pyrolyse rapide. En effet, la biomasse torréfiée conserve davantage de carbone (5,6/6) que le slurry (5,2/6) et cette différence demeure après l'étape de gazéification, qu'elle soit autothermique ou allothermique. Il en résulte que le rendement masse est nécessairement meilleur avec la biomasse torréfiée pour tous les cas avec allohydrogène (cf. Figure 9).

Par contre, la gazéification de la biomasse torréfiée produit moins d'hydrogène que celle du slurry, (moins ou à peine plus en absolu, mais toujours moins par rapport à la quantité de CO produite), ce qui entraîne un besoin d'allohydrogène plus grand pour une quantité fixée de biomasse.

Cela a également pour conséquence que le rendement masse est meilleur avec le slurry pour certains cas sans allohydrogène : lorsque la gazéification est autothermique ou bien allothermique au gaz naturel. Une configuration avec un gazéifieur au gaz naturel sans allohydrogène n'est cependant pas cohérente car l'ajout de gaz naturel est moins efficace dans le gazéifieur qu'en aval (gaz converti en hydrogène). En revanche, une configuration avec un gazéifieur autothermique sans allohydrogène est cohérente (en particulier, il s'agit de la solution technologique développée en Allemagne par la société CHOREN). Mais l'avantage de ~ 4 % présenté dans ce cas par le slurry sur la biomasse torréfiée doit être relativisé. En effet, les résultats ci-dessus utilisent l'hypothèse d'un slurry de PCI 19 MJ/kg, plutôt élevé. Si l'on refait les calculs avec un slurry de PCI 16 MJ/kg, c'est-à-dire dans le bas de la fourchette, la gazéification autothermique de ce slurry nécessite d'oxyder davantage de carbone complètement et le rendement masse chute de près de 10 % (cf. Figure 10).

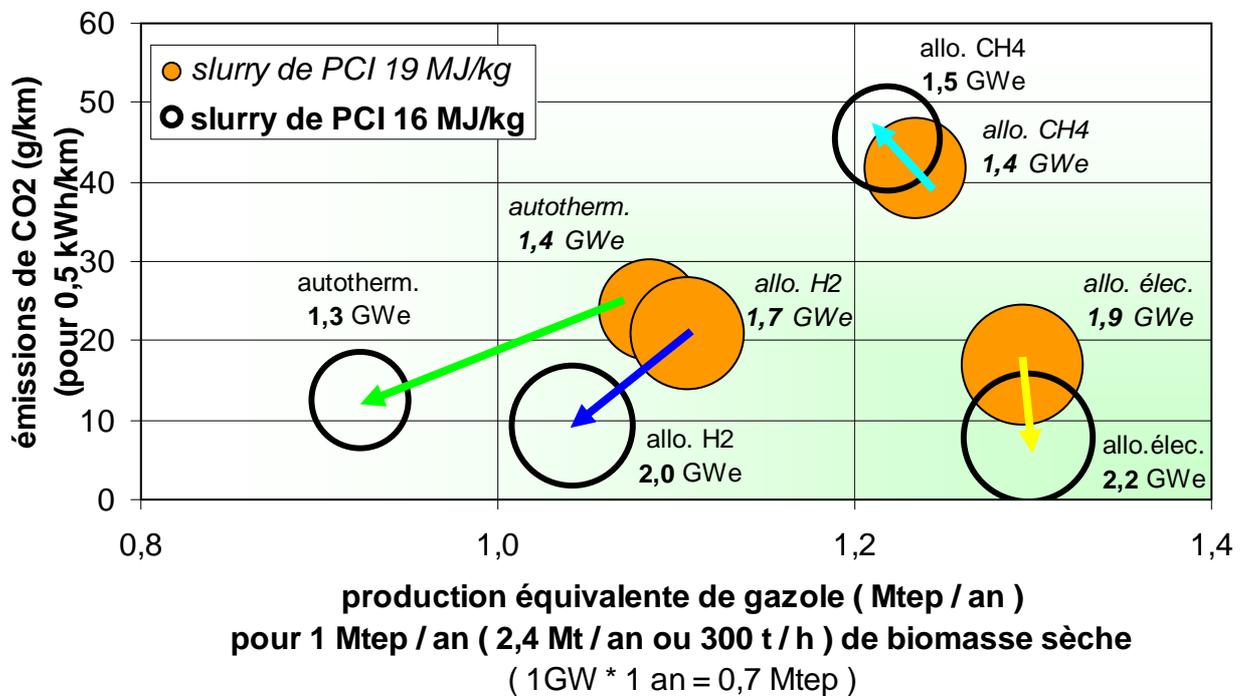


Figure 10 : Performances physiques d'enchaînements incluant une pyrolyse rapide et sensibilité au PCI du slurry obtenu

(cas avec allohydrogène ex électrolyse de l'eau) :

dans les configurations à gazéification allothermique d'un slurry de PCI 16 MJ/kg, le moindre contenu énergétique du slurry ne se paie pas en termes de rendement masse, mais en termes d'énergie à fournir en plus de la biomasse ;

la baisse des émissions de CO₂ fossile provient de la modification du bilan de la pyrolyse : si le slurry est moins énergétique, la pyrolyse est moins voire plus du tout endothermique et consomme donc moins de gaz naturel.

- L'impact significatif du water gas shift induit par le refroidissement appelle des approfondissements. En effet, si les résultats expérimentaux à venir confirment qu'un refroidissement par trempe à l'eau induit un water gas shift à un taux de l'ordre de 20 % du CO formé à haute température, le développement d'un refroidissement par échangeur à haute température deviendra un enjeu fort pour l'optimisation du rendement masse.

De plus, de tels échangeurs permettent également de récupérer de la chaleur à haute température, qui peut notamment être utilisée pour le reformage des gaz de tête (réaction endothermique à 800 °C). Mais les caractéristiques du gaz de synthèse ne permettent pas de viser une grande efficacité d'échange en raison du risque d'encrassement de l'échangeur, ce qui limite l'intérêt de la récupération de chaleur. C'est bien l'enjeu du rendement masse qui pourrait justifier le développement d'un tel échangeur (cf. Figure 11).

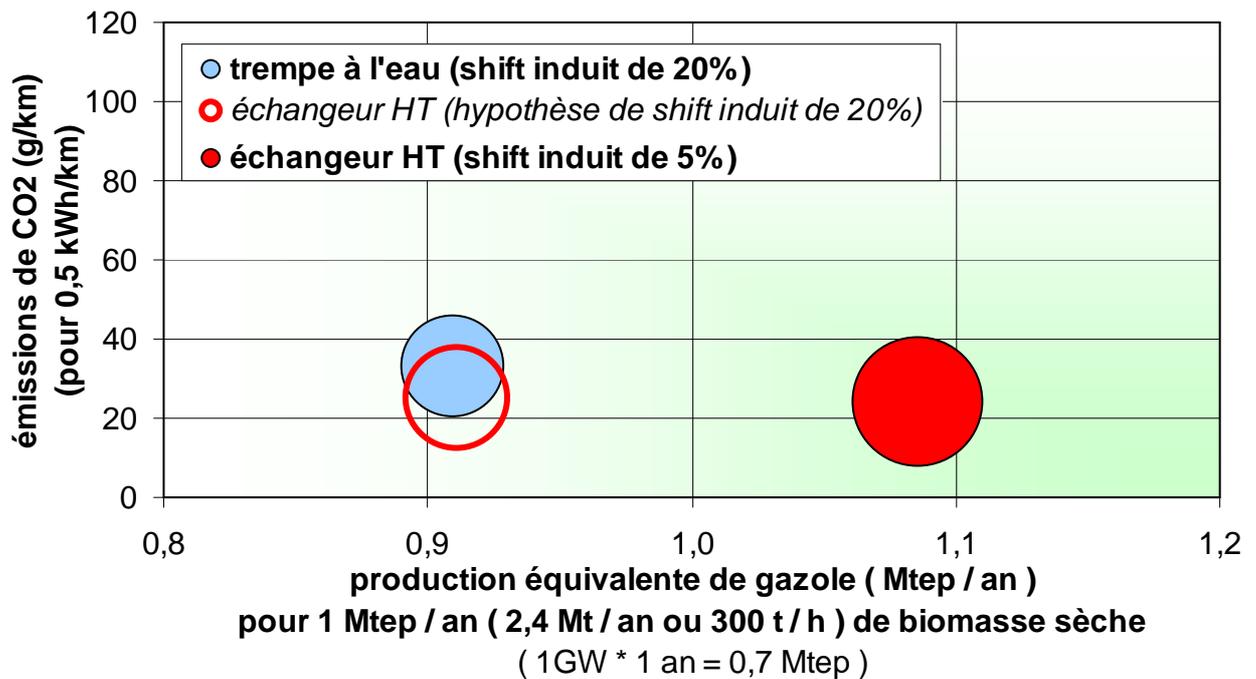


Figure 11 : Impacts du passage d'un refroidissement par trempe à l'eau à un refroidissement par échangeur haute température : effets de la récupération de chaleur et de la réduction du water gas shift induit (cas de gazéification autothermique d'un slurry avec allohydrogène ex électrolyse de l'eau)

Une alternative au refroidissement par échangeur haute température sera également à étudier : il s'agit de la trempe chimique combinée à la gazéification d'une biomasse aussi sèche que possible.

La trempe chimique consiste à faire réagir un solide carboné et le gaz de synthèse entre 1500 et 900 °C : la réaction endothermique de gazéification du solide carboné entraîne le refroidissement du gaz, en convertissant la chaleur du gaz en énergie chimique (CO et H₂ formés en plus) et sans ajout d'eau.

Mais l'application actuelle de la trempe chimique dans le procédé CHOREN conduit, en fait, à un water gas shift important qui s'explique par la présence importante d'eau en entrée du gazéifieur : la baisse de température lors de la trempe favorise alors la réaction exothermique de water gas shift. La présence d'eau dans le gazéifieur provient d'une part d'un séchage de la biomasse moins poussé et d'autre part de l'envoi dans le gazéifieur de tous les gaz produits lors de l'étape de pyrolyse lente.

Comme le procédé CHOREN recourt en aval à un water gas shift volontaire pour ajuster le taux H₂/CO, le water gas shift induit par la présence d'eau au moment du refroidissement n'est pas gênant. Ce n'est plus le cas si l'on veut augmenter le rendement masse en ajoutant de l'allohydrogène : on a alors intérêt à limiter tout water gas shift, y compris celui induit lors d'une trempe chimique.

Il faudra donc tester jusqu'à quel point il est possible de réduire l'envoi d'eau en entrée du gazéifieur, compte tenu par ailleurs du rôle important de l'eau pour éviter la formation de suies dans le réacteur [28].

On pourra ainsi tester le procédé CHOREN avec de la biomasse ayant fait l'objet d'un séchage poussé, ou bien utiliser de la biomasse torréfiée (pauvre en eau) directement dans un réacteur à flux entraîné équipé d'un dispositif de trempe chimique, avec éventuellement différents appoints gazeux. La faisabilité technique de ces options n'est pas évidente, mais pourrait s'avérer moins problématique que celle d'un échangeur haute température.

-2.2 Analyse sommaire du cycle de vie d'un biocarburant Fischer-Tropsch

Une analyse détaillée du cycle de vie des produits supposerait de définir complètement leur cycle de vie. On se limite donc à une analyse environnementale sommaire, générique et relative à des produits comparables : un agrocarburant de première génération ou un carburant équivalent d'origine fossile.

-2.2.1 Flux à impact environnemental associés au cycle de vie d'un biocarburant Fischer-Tropsch

En-dehors du CO₂ évalué précédemment (cf. §2.1), les flux physiques à impact environnemental significatif associés à chacune des étapes du cycle de vie sont recensés ci-dessous.

- Production de biomasse :

Pour le bois produit par la sylviculture traditionnelle, aucun flux physique à impact environnemental n'est à mentionner spécifiquement.

Pour la biomasse agricole, les impacts qualitatifs sont ceux des agrocarburants de première génération et ils sont quantitativement très dépendants du type de culture et de l'itinéraire agricole (cf. chapitre 1). Cependant, lorsqu'il s'agit de déchets agricoles, les impacts sont plutôt portés par le produit alimentaire, tandis que pour les cultures dédiées les intrants à impact environnemental (engrais, pesticides...) sont généralement moins importants que pour les cultures alimentaires.

A la frontière entre sylviculture et agriculture, les taillis à courte rotation reçoivent peu d'intrants.

Les impacts liés à la production de biomasse sont donc réduits pour un biocarburant Fischer-Tropsch par rapport aux agrocarburants de première génération.

Ils sont d'autant plus réduits que la quantité de biomasse consommée par unité de produit est basse, c'est-à-dire que le rendement masse est élevé (cf. §2.3).

- Transformation de la biomasse en biocarburant Fischer-Tropsch :

Le séchage forcé de biomasse entraîne un dégagement de composés organiques volatils (COV), d'autant plus important que la température de séchage est élevée, et qu'il faut limiter (cf. §2.2.2).

Les autres étapes de la production du biocarburant produisent des déchets gazeux, liquides et solides qui ne présentent pas d'impacts spécifiques et qui sont bien traités par les techniques disponibles :

- gaz de diverses combustions directes et gaz issus du nettoyage du gaz de synthèse,
- eau de condensation des gaz de torréfaction, eau de lavage et de condensation du gaz de synthèse, eau de synthèse Fischer-Tropsch, solvant organique souillé,
- cendres de la biomasse vitrifiées issues du réacteur de gazéification valorisables comme matériau, caloporteurs, filtres et catalyseurs souillés.

- Utilisation du biocarburant Fischer-Tropsch :

La combustion des biocarburants Fischer-Tropsch dans un moteur thermique entraîne des impacts qui dépendent largement des performances du moteur.

Cependant, par rapport à des carburants équivalents d'origine fossile, les biocarburants Fischer-Tropsch d'une part contiennent peu d'impuretés et notamment de soufre, grâce à leur élimination avant synthèse, d'autre part comportent peu de chaînes carbonées ramifiées à l'origine de la formation de particules car les mécanismes de la synthèse Fischer-Tropsch favorisent les chaînes carbonées linéaires.

-2.2.2 Limitation des émissions de composés organiques volatils lors du séchage de la biomasse

Le séchage forcé de la biomasse considéré pour les procédés de référence se fait à l'air porté à 180 °C, ce qui conduit à des émissions totales de COV à une concentration estimée au plus à 40 ppm avec des hypothèses assez largement majorantes [29].

La valeur limite réglementaire d'émissions totales de COV à 100 mgC/Nm³ est du même ordre de grandeur : 100.10⁻³/20*12 mol (pour des COV à 20 atomes de carbone par molécule) pour 1 Nm³ représentant ~ 45 mol correspondent à ~ 10 ppm. La valeur limite réglementaire est plus basse pour certains COV spécifiques.

Mais les émissions de COV peuvent être divisées par ~ 5 en baissant la température de séchage de 40 °C [29]. Ceci implique d'augmenter le débit d'air chaud et la chaleur fournie (car les pertes thermiques sont accrues). Or la chaleur fournie par le réacteur de synthèse Fischer-Tropsch est suffisante pour faire le séchage à 140 °C si le procédé est assez économe en biomasse : pour un rendement masse de 40 % avec recyclage des gaz de tête, la chaleur fournie par mole de biomasse excède les 825 kJ nécessaires au séchage à 140 °C (610 kJ à 180 °C) (cf. Tableau 4).

Pour les procédés dont le rendement masse est encore meilleur, le séchage peut être fait à moins de 140 °C pour réduire encore les émissions de COV.

-2.3 Comparaison avec d'autres bio/agro-carburants

Afin de situer les performances des biocarburants obtenus par les procédés de référence évalués précédemment, on les compare d'abord à celles des principaux agrocarburants de première génération (biodiesel et bioéthanol), puis à celles du bioéthanol de deuxième génération (conversion biochimique de biomasse lignocellulosique).

Compte tenu des deux objectifs dominants qui motivent le développement des bio/agro-carburants, *i.e.* la réduction des émissions de gaz à effet de serre et une dépendance énergétique réduite vis-à-vis du pétrole, les indicateurs de performances physiques suivants sont retenus pour la comparaison (cf. Tableau 5) :

- émissions de CO₂ évitées par hectare de production de biomasse convertie,
- énergie produite sous forme de carburant par hectare de production de biomasse convertie.

On retient des indicateurs de performances physiques par hectare de production de biomasse convertie car le sol apte à produire la biomasse est le facteur physique limitant pour la production de bio/agro-carburants.

Tableau 5 : Performances comparées de différents bio/agro-carburants

bio/agro-carburant	biomasse sèche [30] t / ha.an	rendement masse tep / t biom. sèche	émissions de CO₂ tCO ₂ éq / tep	CO₂ évité / éq. fossile (3,6 tCO₂ / tep) [12] tCO ₂ éq / ha.an	énergie produite tep / ha.an
procédés de référence : rendement masse le plus bas	8 - 20 (taillis à courte rotation (TCR))	18 %	0,2	4,8 - 12	1,4 - 3,6
procédés de référence : rendement masse moyen	8 - 20 (TCR)	38 %	0,8* - 1,9 (* hors électricité)	5,1 - 21	3,0 - 7,6 (après ajout « alloénergie »)
procédés de référence : rendement masse le plus haut	8 - 20 (TCR)	56 - 59 %	0,4* - 2,3 (* hors électricité)	6,1 - 38	4,7 - 11,8 (après ajout « alloénergie »)
biodiesel de colza (première génération)	1,2 - 1,3 (huile)	90 % [30]	0,8 - 2,7 [12]	1,0 - 3,4	1,1 - 1,2
bioéthanol de blé (première génération)	4,5 - 5,4 (amidon)	30 % [30]	0,8 - 4,0 [12]	-0,6 - 4,5	1,4 - 1,6
bioéthanol de betterave (première génération)	10,5 - 11,3 (sucre)	31 % [30]	1,3 - 2,6 [12]	3,3 - 8	3,3 - 3,5
bioéthanol de canne à sucre (première génération)	11,2 - 13,5 (sucre)	31 % [30]	0,5 [12] (hors chang. affectation sol)	10,9 - 13	3,5 - 4,2
bioéthanol de lignocellulose (deuxième génération)	8 - 20 (TCR)	15 % [12]	0,8 [12]	3,4 - 8	1,2 - 3,0

Les performances des procédés de thermoconversion de la biomasse lignocellulosique se détachent nettement pour les options à fort rendement masse obtenu grâce à l'ajout d'électricité décarbonée dans le procédé.

Même si les rendements par hectare associés à la biomasse lignocellulosique produite en forêt sont moins bons car la productivité y est plus faible (~ 3 t biomasse sèche /ha.an, contre 8 à 20 pour les taillis à courte rotation), la thermoconversion de biomasse lignocellulosique agricole, semi-agricole (taillis à courte rotation) et forestière peut conduire à une production de biocarburants et à une économie d'émissions de CO₂ très significatives en mobilisant une part raisonnable des surfaces agricoles et forestières disponibles.

On rappelle les ordres de grandeur suivants pour la France (données 2007) :

- surface totale : 55 Mha, dont 30 Mha de surface agricole utile et 15 Mha de forêts,
- émissions annuelles de CO₂ : 375 Mt,
- consommation annuelle de pétrole : 100 Mtep, dont 50 Mtep pour les transports.

-3 Evaluation microéconomique – recherche d’optima

On compare les options par leur coût de production intrinsèque (§3.1), puis en intégrant l’impact du CO₂ (§3.2). Toutes les valeurs monétaires sont indiquées en Euros 2009.

-3.1 Calcul du coût de production pour les procédés thermochimiques de référence

Compte tenu de l’objectif d’évaluation du coût de production pour un grand nombre d’options techniques dont la plupart ne correspondent actuellement à aucune application industrielle ni même préindustrielle, une méthode d’évaluation simplifiée est utilisée pour les différentes composantes du coût de production.

Parmi celles-ci, les intrants sont appelés à voir leur prix évoluer de manière potentiellement très significative sur la période de développement industriel et d’exploitation envisagée pour les procédés évalués (2015-2050). On joint donc à l’évaluation du coût de production (§3.1.1) une étude de sensibilité au prix des intrants (§3.1.2).

-3.1.1 Evaluation du coût de production actualisé par unité de produit

Les composantes du coût de production considérées sont :

- le coût d’investissement I,
- le coût d’opération,
- le coût des différents intrants :
on nomme B, E et G les prix unitaires respectifs de la biomasse, de l’électricité et du gaz naturel.

Le taux d’actualisation est fixé à 8 % et le coût de production actualisé par unité de produit est calculé comme suit.

- Coût d’investissement total :
à I s’ajoute le coût de démantèlement qui, par hypothèse, est évalué à 0,05 I, après actualisation, compte tenu d’une durée de vie des installations estimée à 25 ans, le coût d’investissement total vaut donc

$$\left(1 + \frac{0,05}{(1+0,08)^{25}}\right) \cdot I \cong 1,007 \cdot I ;$$

compte tenu d’une durée de construction des installations estimée à 3 ans, financée par un emprunt à un taux d’intérêt de 5 %, il vaut finalement

$$\left(1 + \frac{0,05}{(1+0,08)^{25}}\right) \cdot I * 3 * \frac{0,05 * (1+0,05)^3}{(1+0,05)^3 - 1} \cong 1,1 \cdot I ;$$

- Coût d’investissement actualisé par unité de produit :
sur la durée de vie des installations, la production totale actualisée, pour une production annuelle P, vaut

$$P \cdot \sum_{i=1}^{25} \frac{1}{(1+0,08)^i} = \frac{(1+0,08)^{25} - 1}{0,08 * (1+0,08)^{25}} \cdot P \cong 10,7 \cdot P ,$$

de sorte que le coût d’investissement actualisé par unité de produit vaut

$$\left(1 + \frac{0,05}{(1+0,08)^{25}}\right) \cdot I * 3 * \frac{0,05 * (1+0,05)^3}{(1+0,05)^3 - 1} * \frac{0,08 * (1+0,08)^{25}}{((1+0,08)^{25} - 1) \cdot P} \cong \frac{1,1 \cdot I}{10,7 \cdot P} \cong 0,1 \cdot \frac{I}{P}$$

- Coût d’opération actualisé par unité de produit :
par hypothèse, il est évalué à 50 % du coût d’investissement actualisé par unité de produit.
- Coût de production actualisé par unité de produit :
soit Q_B, Q_E et Q_G les quantités de biomasse, d’électricité et de gaz consommées par unité de produit, le coût de production actualisé par unité de produit est finalement évalué à

$$(1+0,5) * 0,1 \cdot \frac{I}{P} + Q_B \cdot B + Q_E \cdot E + Q_G \cdot G .$$

L'évaluation du coût d'investissement I est réalisée pour chaque option technique considérée, pour une capacité de 100 t/h de biomasse sèche transformée, à partir des données disponibles dans la littérature pour certains procédés élémentaires ou pour certaines options techniques complètes (procédé CHOREN). Pour les éléments non référencés, les variations de coût sont estimées par rapport à des éléments proches. La précision de ces évaluations variant selon le degré de maturité des procédés élémentaires considérés, on utilise un encadrement plus ou moins large. Les données utilisées figurent ci-dessous (Tableau 6).

La capacité des procédés élémentaires est approchée par la capacité globale de 100 t/h de biomasse sèche traitée, sauf pour l'étape de synthèse et les apports en H₂ et O₂, pour lesquels la capacité est ajustée aux besoins effectifs de chaque option considérée, compte tenu notamment de son rendement masse.

L'ajustement en capacité pour l'étape de synthèse conduit à une correction du coût selon la relation standard

$$\frac{\text{coût investissement (capacité}_1)}{\text{coût investissement (capacité}_0)} = \left(\frac{\text{capacité}_1}{\text{capacité}_0} \right)^{0,7}$$

La même correction est appliquée pour l'ajustement en capacité de la production de H₂ par reformage de gaz et pour la production de O₂ par séparation de l'air.

Par contre, l'ajustement en capacité de l'étape de production de H₂ par électrolyse alcaline de l'eau conduit à une correction de coût linéaire : la capacité des électrolyseurs est techniquement limitée et l'augmentation de capacité se traduit donc par une mise en batterie d'électrolyseurs identiques.

Un encadrement du coût d'investissement I est finalement obtenu pour chaque option technique considérée en faisant la somme des coûts des procédés élémentaires mobilisés, puis en multipliant cette somme par un facteur 1,3 pour prendre en compte l'assemblage des procédés élémentaires et les utilités techniques.

Tableau 6 : Encadrement du coût d'investissement des différents procédés élémentaires considérés [31-33]

		capacité		coût min	coût max
		t/h		M€	M€
séchage	air chaud, 10% eau/MS	100	matière sèche entrée site	75	100
	air chaud, 15% eau/MS	100	matière sèche entrée site	75	100
préparation	pyrolyse rapide	100	matière sèche entrée site	100	130
	torréfaction	100	matière sèche entrée site	100	130
	pyrolyse lente	100	matière sèche entrée site	100	130
gazéification	RFE autothermique	100	matière sèche entrée site	100	130
	RFE allotherm. H ₂	100	matière sèche entrée site	100	130
	RFE allotherm. CH ₄	100	matière sèche entrée site	100	130
	RFE allotherm. élec.	100	matière sèche entrée site	150	200
	RFE CHOREN	100	matière sèche entrée site	100	130
trempe	à l'eau (shift CO 20%)	100	matière sèche entrée site	0	0
	échangeur HT (shift CO 5 %)	100	matière sèche entrée site	50	75
	échangeur HT (shift CO 0 %)	100	matière sèche entrée site	50	75
	chimique	100	matière sèche entrée site	0	0
nettoyage	eau - amines + WGS	100	matière sèche entrée site	25	50
	eau - amines + H ₂	100	matière sèche entrée site	15	30
	eau - amines + CH ₄	100	matière sèche entrée site	25	50
	CHOREN dont WGS	100	matière sèche entrée site	25	50
	CHOREN - WGS + H ₂	100	matière sèche entrée site	15	30
	CHOREN - WGS + CH ₄	100	matière sèche entrée site	25	50
synthèse	FT au Co sans recycl.	50	carburants sortie site	200	270
	FT au Co avec recycl.	50	carburants sortie site	250	330
ajustement H₂	électrolyse alcaline	1	sortie H ₂	25	30
	reformage CH ₄	1	sortie H ₂	15	15
O₂	unité de séparation d'air	20	sortie O ₂	15	20

L'évaluation du coût des intrants est faite dans un premier temps à partir des prix actuels, en ordre de grandeur : biomasse à 20 €/MWh (100 €/t sèche), électricité à 45 €/MWh (tarif de gros) et gaz à 30 €/MWh. La sensibilité du coût de production à une variation de ces prix est étudiée plus loin.

Par unité de produit prise égale à un litre équivalent de gazole (10 kWh) du mélange d'hydrocarbures liquides obtenu, le coût actualisé de production et ses composantes figurent ci-dessous (Tableau 7) pour les procédés de référence déterminés précédemment, pour une capacité de 100 t/h de biomasse sèche transformée, tournant 8000 h/an.

Tableau 7 : Production annuelle, coût d'investissement et coût actualisé de production par litre équivalent de gazole produit, pour les procédés de référence

nom de l'enchaînement	production annuelle (100 t/h MS)	coût invest. minimum (100 t/h MS)	coût invest. maximum (100 t/h MS)	coût actualisé minimum (100 t/h MS)	coût actualisé maximum (100 t/h MS)	coût invest. actualisé minimum	coût invest. actualisé maximum	coût opération minimum	coût opération maximum	coût biomasse (20 €/MWh)	coût électricité (45 €/MWh)	coût gaz naturel (30 €/MWh)
tout autothermique sans recycl. (slurry 19 MJ/kg)	170	540	700	1,04	1,18	0,33	0,43	0,17	0,21	0,47	-0,01	0,08
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
autothermique + H2 ex élec. sans recycl. (slurry 19 MJ/kg)	240	680	880	1,13	1,27	0,29	0,38	0,15	0,19	0,34	0,30	0,05
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
autothermique + H2 ex CH4 sans recycl. (slurry 19 MJ/kg)	240	630	800	0,94	1,04	0,27	0,34	0,14	0,17	0,34	-0,03	0,22
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
tout autothermique avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	240	620	790	0,88	1,00	0,27	0,34	0,13	0,17	0,33	0,05	0,11
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
autothermique + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	350	790	1020	0,95	1,06	0,23	0,30	0,12	0,15	0,23	0,30	0,08
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
autothermique + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	350	730	920	0,79	0,88	0,22	0,27	0,11	0,14	0,23	0,03	0,21
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
autothermique éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	420	990	1300	0,95	1,06	0,24	0,32	0,12	0,16	0,19	0,38	0,06
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
autothermique éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	420	860	1090	0,76	0,85	0,21	0,27	0,11	0,14	0,19	0,03	0,23
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
allotherm. H2 éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	430	1050	1370	1,03	1,14	0,25	0,33	0,13	0,17	0,19	0,46	0,05
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	480	1020	1330	0,93	1,03	0,22	0,29	0,11	0,14	0,17	0,35	0,11
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	480	890	1130	0,75	0,82	0,19	0,24	0,10	0,12	0,17	0,03	0,26
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	500	1040	1380	0,89	1,00	0,22	0,29	0,11	0,14	0,16	0,45	0,04
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	500	920	1220	0,80	0,89	0,19	0,25	0,10	0,13	0,16	0,19	0,16
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
autothermique éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (bois torréfié)	470	1080	1410	0,95	1,06	0,24	0,31	0,12	0,16	0,17	0,44	0,04
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
autothermique éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (bois torréfié)	470	900	1140	0,73	0,81	0,20	0,25	0,10	0,13	0,17	0,03	0,24
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (bois torréfié)	520	1110	1440	0,93	1,03	0,22	0,29	0,11	0,14	0,15	0,40	0,08
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (bois torréfié)	520	930	1170	0,72	0,79	0,19	0,23	0,09	0,12	0,15	0,03	0,26
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (bois torréfié)	550	1100	1450	0,89	0,99	0,21	0,27	0,10	0,14	0,14	0,49	0,04
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (bois torréfié)	550	950	1260	0,80	0,89	0,18	0,24	0,09	0,12	0,15	0,22	0,16
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
tout autothermique sans recycl. (CHOREN)	160	550	690	1,10	1,24	0,36	0,45	0,18	0,22	0,49	0,08	0,00
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
autothermique + H2 ex élec. avec recycl. (CHOREN)	400	890	1150	0,99	1,10	0,23	0,30	0,12	0,15	0,20	0,41	0,05
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l
autothermique + H2 ex CH4 avec recycl. (CHOREN)	400	790	980	0,79	0,86	0,20	0,25	0,10	0,13	0,20	0,07	0,21
	MI	M€	M€	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l	€ / l

Les résultats généraux à souligner sont les suivants.

- La production varie d'un facteur 1 à 3 selon les options, conformément aux rendements masse calculés. Le coût d'investissement varie dans le même temps d'un facteur 1 à 2. Le coût des intrants varie, aux prix actuels, d'un facteur 1 à environ 1,5, mais de manière irrégulière selon les options et notamment selon le type d'énergie injectée en complément de la biomasse. Au total, le coût de production actualisé par litre équivalent de gazole varie d'un facteur 1 à environ 1,5, soit d'un peu plus de 0,7 à un peu plus de 1,1 €/l'équivalent de gazole pour les estimations basses, et d'un peu moins de 0,8 à un peu moins de 1,3 €/l'équivalent de gazole pour les estimations hautes.
- Dans ce coût de production, le coût d'investissement pèse entre 20 et 33 % et il est très lourd en absolu : pour transformer 15 Mtep de biomasse par an, il s'élèverait de 25 à 50 G€ environ, selon l'option (de 30 à plus de 60 G€ pour les estimations hautes). Des économies d'échelle sont éventuellement envisageables : la multiplication de la capacité par 3 diminuerait le poids de l'investissement d'environ un quart, baissant le coût de production de 7 à 12 %.
- Le mélange de biocarburants produit devient compétitif par rapport à son équivalent pétrolier à partir d'un prix du baril de pétrole de l'ordre de 150 \$, ce seuil dépendant notamment du taux de change €/\$. Mais ce seuil pourrait s'abaisser significativement selon la politique fiscale différenciée mise en œuvre (détaxation du biocarburant ou taxation supplémentaire des carburants fossiles).
- Les options allothermiques conduisent aux coûts les plus bas malgré le coût élevé de l'énergie injectée, et en particulier de l'électricité, grâce à la forte augmentation du rendement masse obtenue. L'option torréfaction + gazéification allothermique au gaz + addition d'allohydrogène ex gaz naturel présente à la fois le coût de production unitaire le plus bas et un rendement masse parmi les meilleurs. Mais il faut intégrer l'augmentation prévisible des énergies fossiles et leur probable pénalisation fiscale. Il est en fait délicat de dégager les meilleures options techniques du point de vue du coût de production, compte tenu des évolutions de prix imaginables pour les intrants (cf. §3.1.2).

-3.1.2 Sensibilité du coût de production au prix des intrants – recherche d'optima

La sensibilité du coût de production au prix des intrants résulte directement des quantités d'intrants nécessaires à la production d'une unité de produit, exprimées précédemment en kWh / kWh de produit (cf. [Tableau 3](#)). Afin de visualiser cette sensibilité pour chaque intrant, on fait varier son prix dans la fourchette envisageable pour les différentes évolutions possibles jusqu'à 2050 (cf. chapitre 3 pour leur sélection et leur caractérisation) :

- biomasse variant de 15 à 45 €/MWh (75 à 225 €/t sèche),
- électricité variant de 45 à 90 €/MWh,
- gaz naturel variant de 15 à 60 €/MWh (hors taxe).

Il apparaît que le manque de visibilité sur le prix des intrants rend l'arbitrage entre les différentes options assez difficile sur la base du coût de production unitaire (cf. [Figure 12](#)).

Pour tenter néanmoins de faciliter cet arbitrage, on détermine les domaines de prix des intrants dans lesquels une option technique donnée réalise le minimum du coût de production unitaire (cf. [Figure 13](#) à [Figure 16](#)). Les options mises en compétition sont les procédés thermo-chimiques de référence déterminés précédemment et sont donc incomplètes : en particulier, les options incluant une préparation de la biomasse par torréfaction incluent toutes une addition d'hydrogène ex électrolyse de l'eau ou ex gaz, ainsi qu'un recyclage des gaz de tête. C'est pourquoi, dans les diagrammes obtenus, la nature de la préparation de la biomasse n'est pas précisée. On cherche par contre à arbitrer entre les modes d'ajustement en hydrogène et entre les modes de gazéification. De plus, compte tenu des difficultés techniques à atteindre les performances du gazéifieur par torche plasma, on compare d'abord les options techniques entre elles en excluant la gazéification par torche plasma ([Figure 15](#)), puis toutes les options techniques sont comparées entre elles ([Figure 16](#)).

Il apparaît assez clairement que l'option caractérisée par une gazéification allothermique au gaz naturel avec addition d'hydrogène obtenu par reformage de gaz naturel minimise généralement le coût de production dans le domaine de prix des intrants tracé ci-dessus pour tenter de couvrir les évolutions possibles jusqu'à 2050. Seuls les cas où la biomasse est relativement peu chère (< ~ 20 €/MWh) par rapport au gaz (> ~ 50 €/MWh) conduisent à privilégier une option à gazéification autothermique, toujours avec addition d'hydrogène ex gaz.

Cependant, cette conclusion n'est valable que dans l'hypothèse où les énergies fossiles, et en particulier le gaz, ne seraient pas pénalisées fiscalement par une taxe carbone sanctionnant les émissions de CO₂ correspondantes ou contraignant les acteurs industriels à capturer et stocker ce CO₂ pour échapper à la taxation des émissions. Il convient donc d'étudier l'impact économique de la production de CO₂ liée aux options considérées (cf. §3.2).

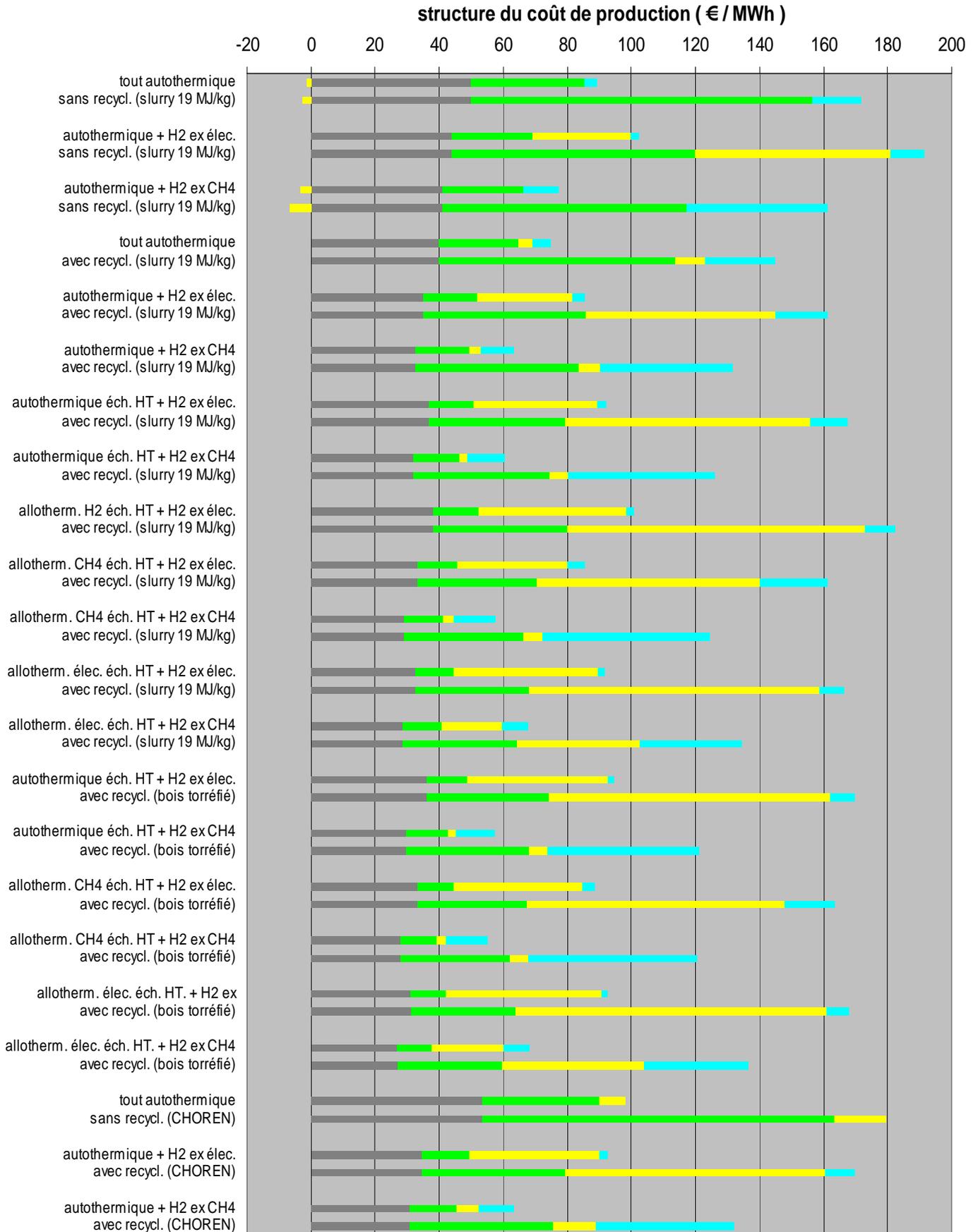


Figure 12 : Sensibilité du coût de production au prix des intrants (1 MWh de produit = 100 l équivalent gazole) : pour chaque option technique, les deux barres représentent la structure du coût de production, la première lorsque le prix de chaque intrant est au minimum de la fourchette considérée, la seconde lorsque le prix de chaque intrant est au maximum de la fourchette considérée.

En préalable à la série de diagrammes qui permet d'analyser les déterminants de l'arbitrage économique entre les différentes options techniques, le mode de lecture de ces diagrammes est explicité ci-après.

Après fixation d'un code couleur pour distinguer les options en compétition, un diagramme affiche en couleur, pour chaque état des prix des intrants ou produits ayant une incidence économique sur les options considérées (prix de la biomasse, prix de l'électricité, prix du gaz naturel, prix des carburants ou encore prix du CO₂), l'option technique qui réalise :

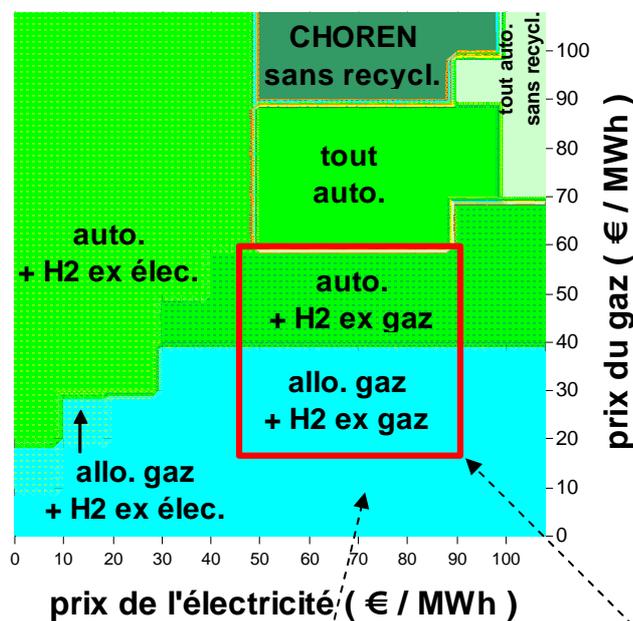
- le minimum du coût de production unitaire (critère 1, seul utilisé d'abord) (cf. Figure 13),
- ou le maximum de rentabilité, c'est-à-dire le meilleur ratio bénéfice / investissement (critère 2, utilisé en complément pour intégrer l'impact économique du CO₂) (cf. Figure 14).

Il se dessine ainsi point par point des domaines de prix dans lesquels une option donnée est la plus intéressante.

La superposition à ces diagrammes des limites basses et hautes que l'on envisage pour les différents prix permet alors de visualiser les options économiquement les plus intéressantes, ainsi que la robustesse d'un choix.

Le prix unitaire du litre d'équivalent gazole dépend du procédé et du prix des 3 intrants principaux : biomasse, électricité et gaz naturel. On peut donc représenter en 3 dimensions les espaces de prix des intrants dans lesquels un procédé donné réalise le minimum du prix unitaire. Pour plus de lisibilité, on représente des coupes à prix de la biomasse fixé, ici à 15 €/MWh, plus loin également à 20, 30 et 45 €/MWh.

biomasse à 15 €/ MWh

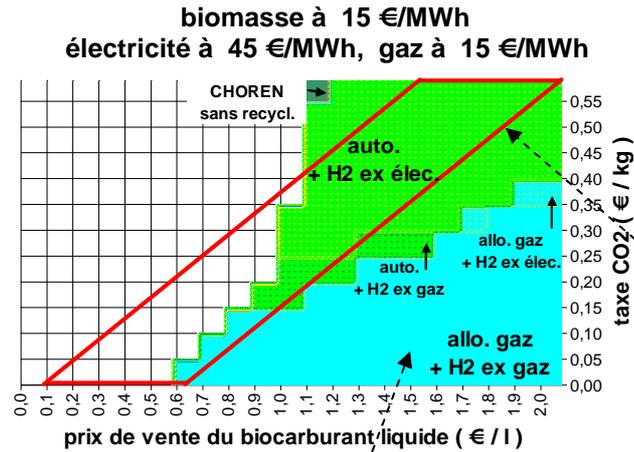


En bleu (exemple) : domaine de prix dans lequel le procédé incluant une gazéification allothermique au gaz naturel et l'ajout d'hydrogène produit par reformage de gaz réalise le minimum du coût unitaire.

Domaine des prix de l'électricité et du gaz dans lequel on estime vraisemblable de voir évoluer les prix de ces intrants à moyen terme, hors taxe carbone. Le tracé de ce domaine permet simplement de visualiser les procédés en compétition pour réaliser le minimum du prix unitaire dans ce domaine.

Figure 13 : Mode de lecture d'un diagramme de minimisation du coût unitaire

Le ratio bénéfice / investissement dépend du procédé, du prix des 3 intrants (biomasse, électricité, gaz), du prix du biocarburant (naphta + kérosène + gazole) et du niveau de taxation des émissions de CO₂. L'espace de ces prix dans lequel un procédé donné réalise le maximum du ratio bénéfice / investissement a donc 5 dimensions et on en représente des coupes à prix des 3 intrants principaux fixés.

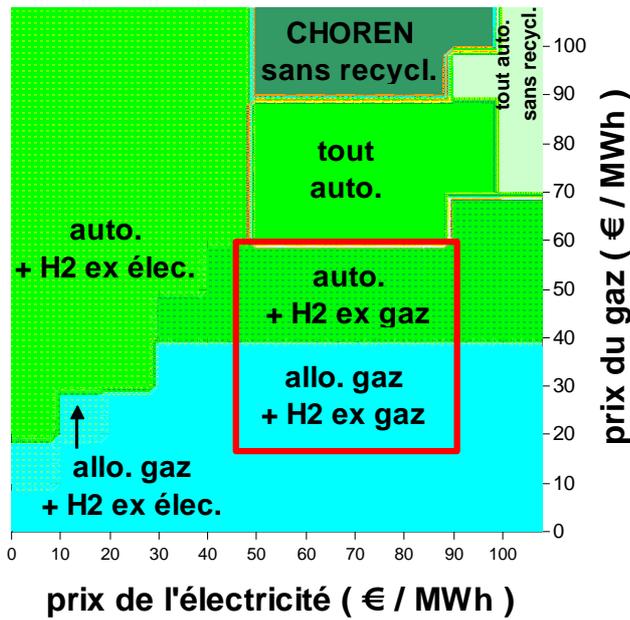


En bleu (exemple) :
domaine de prix dans lequel le procédé incluant une gazéification allothermique au gaz naturel et l'ajout d'hydrogène produit par reformage de gaz maximise le ratio bénéfice / investissement.

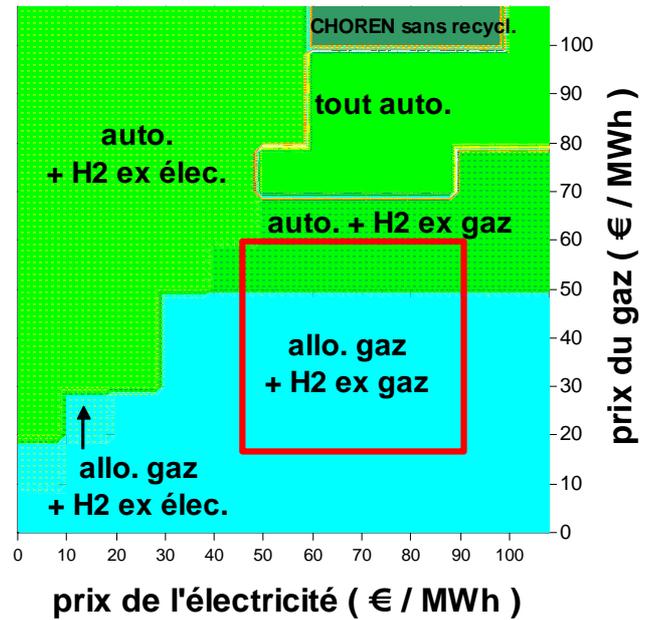
Domaine du prix du carburant liquide, taxe carbone incluse et donc fonction de celle-ci, dans lequel on estime vraisemblable de voir évoluer le prix du gazole à moyen terme, hors TIC (taxe intérieure sur les carburants). Le tracé de ce domaine permet simplement de visualiser les procédés en compétition pour maximiser le ratio bénéfice / investissement dans ce domaine. En fait, ce domaine serait plutôt un trapèze qu'un parallélogramme (base inférieure à réduire), dans la mesure où le prix hors taxe du carburant peut être bas pour une taxation élevée du CO₂, mais *a priori* pas pour des niveaux de taxe faibles.

Figure 14 : Mode de lecture d'un diagramme de maximisation du ratio bénéfice / investissement

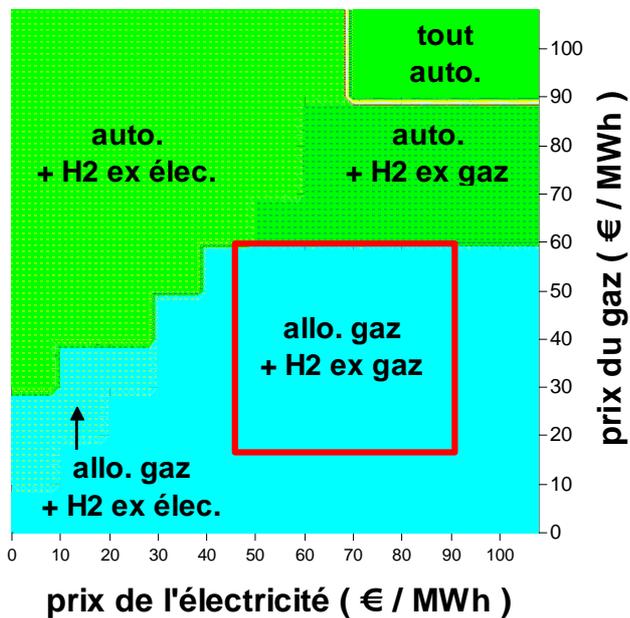
biomasse à 15 € / MWh



biomasse à 20 € / MWh



biomasse à 30 € / MWh



biomasse à 45 € / MWh

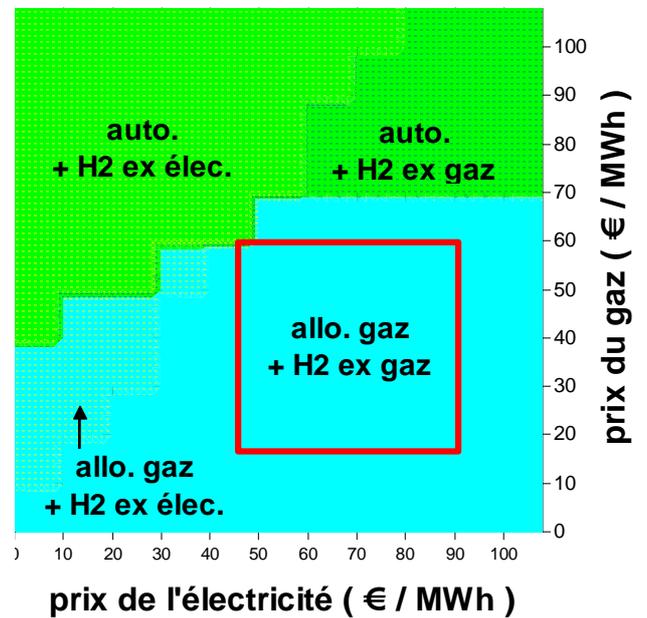
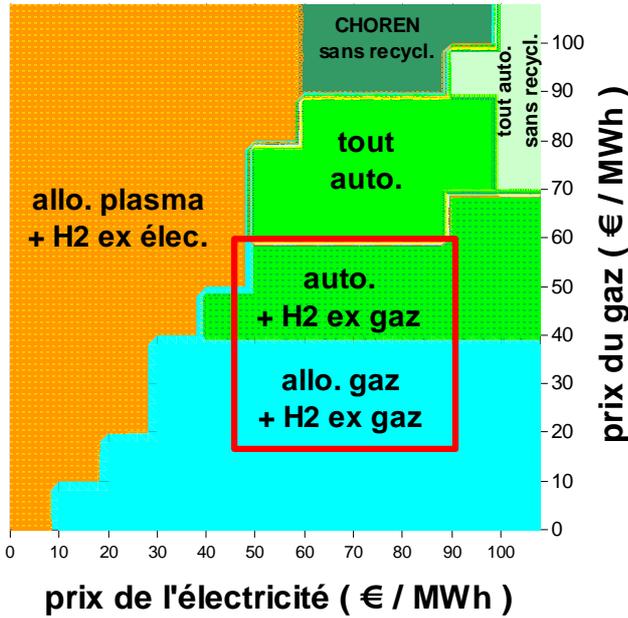
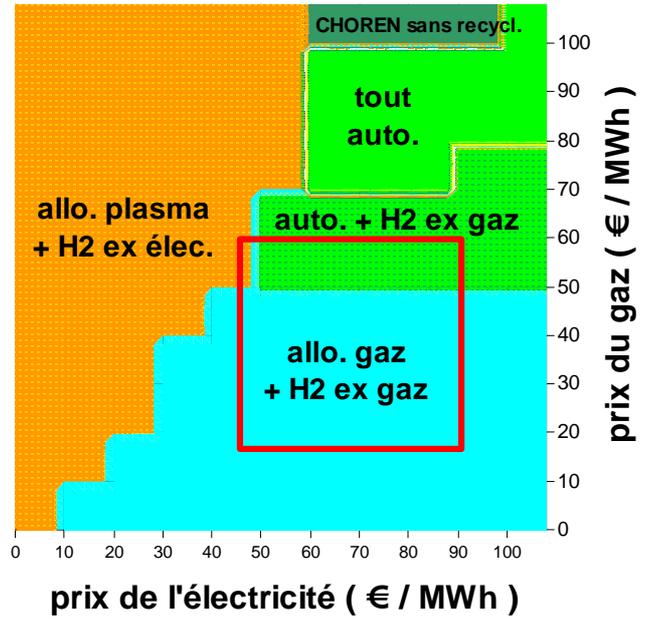


Figure 15 : Minimisation du coût de production unitaire (1 : hors options à plasma) : domaines de prix dans lesquels l'option technique associée réalise le minimum, en excluant ici les options où l'étape de gazéification se fait par torche à plasma

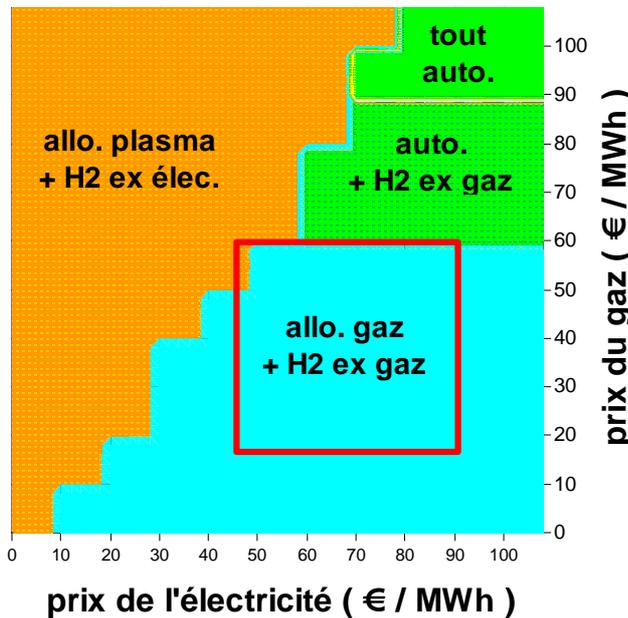
biomasse à 15 € / MWh



biomasse à 20 € / MWh



biomasse à 30 € / MWh



biomasse à 45 € / MWh

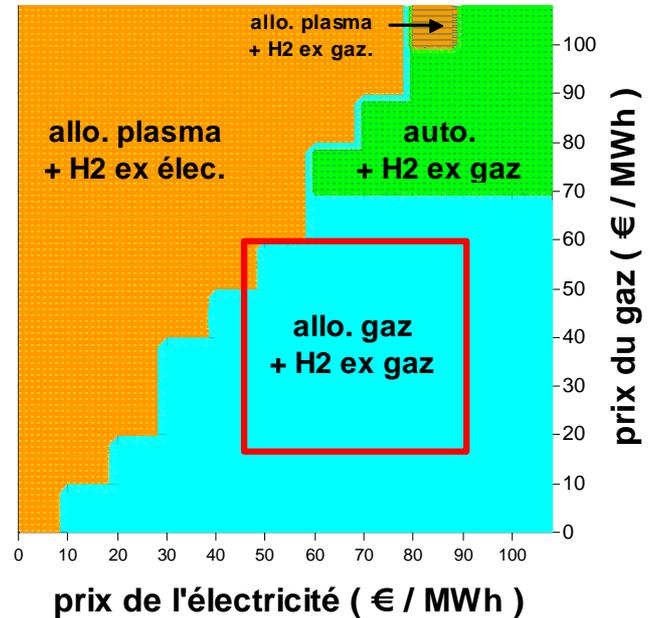


Figure 16 : Minimisation du coût de production unitaire (2 : avec options à plasma) : domaines de prix dans lesquels l'option technique associée réalise le minimum, en incluant ici les options où l'étape de gazéification se fait par torche à plasma

-3.2 Calcul de l'impact économique du CO₂ pour les procédés thermochimiques de référence

-3.2.1 Impact économique du CO₂ émis sur le cycle de vie du biocarburant

Les émissions de CO₂ dans l'atmosphère peuvent être pénalisées économiquement de diverses manières. On se place ici dans l'hypothèse d'une taxe sur le CO₂ émis en valeur nette sur le cycle de vie du produit. L'impact économique du CO₂ résulte alors directement de l'énergie fossile consommée par unité de produit au cours de sa chaîne de production, exprimée précédemment en gCO₂ / kWh de produit (cf. [Tableau 3](#)).

Afin d'évaluer cet impact, la structure du coût de production des différentes options est représentée à nouveau en faisant varier le prix des intrants comme précédemment et en incluant le coût de la taxe sur le CO₂ émis, en faisant varier cette taxe de 100 à 500 €/tCO₂ (cf. [Figure 17](#)).

Pour faciliter l'arbitrage entre les options, on détermine à nouveau les domaines de prix des intrants dans lesquels une option technique donnée réalise le minimum du coût de production unitaire, taxe comprise. Les diagrammes obtenus sont en fait exactement les mêmes que précédemment avec une taxe sur le CO₂ nulle, à la différence que le prix du gaz est affecté par la taxe à hauteur de 0,2 tCO₂/MWh, soit de 0 à 100 €/MWh. On suppose que le prix de l'électricité n'est pas affecté par la taxe sur le CO₂ (électricité décarbonée). Le domaine de prix des intrants qui couvre les évolutions possibles jusqu'à 2050 a donc la même allure, mais il s'étend désormais jusqu'à 160 €/MWh de gaz (cf. [Figure 18](#) et [Figure 19](#)).

Il apparaît que l'arbitrage entre les différentes options est délicat sur la base du coût de production unitaire. Néanmoins, il faut souligner qu'il est peu probable d'avoir à la fois un prix du gaz hors taxe à 60 €/MWh et une taxe sur le CO₂ à 500 €/t, car un tel niveau de taxe, s'il s'applique mondialement, conduit nécessairement à une baisse de la demande en gaz et donc de son prix hors taxe. Le domaine de prix des intrants à considérer est donc probablement plus restreint.

Pour tenter de discriminer plus efficacement les différentes options techniques, on détermine à présent les domaines définis par les couples (prix du litre équivalent gazole hors TIPP et TVA, taxe sur le CO₂) pour lesquels une option donnée réalise le maximum du ratio bénéfice actualisé / investissement (à condition que ce ratio soit positif), pour différentes valeurs de prix des intrants (cf. [Figure 20](#) et [Figure 21](#)).

Le domaine de couples (prix du litre équivalent gazole, taxe) qui couvre les évolutions possibles jusqu'à 2050 est un parallélogramme : à taxe nulle, les prix pertinents sont ceux envisageables pour l'équivalent ex pétrole, et, pour une taxe donnée, les prix pertinents sont les mêmes, augmentés de la taxe à raison de ~ 2,6 kgCO₂/l. La fourchette de prix envisagée pour l'équivalent ex pétrole va de 0,10 à 0,65 €/l hors taxe, correspondant à un prix du pétrole de l'ordre de 15 à 120 \$/baril, et jusqu'à ~ 2 €/l avec une taxe de 500 €/tCO₂. Une telle taxe, qui peut paraître excessive, ne représente en effet qu'une taxe de 1,3 €/l sur le carburant fossile.

Il apparaît que la compétitivité du biocarburant par rapport à son équivalent ex pétrole n'est atteinte solidement qu'à partir d'une taxe sur le CO₂ de l'ordre de 250 €/tCO₂ (0,65 €/l), ce seuil s'élevant avec le prix des intrants.

Les options techniques qui atteignent cette compétitivité et qui sont les plus rentables économiquement sont soit à gazéification autothermique, soit à gazéification allothermique à plasma si celle-ci est disponible.

De plus, elles comportent généralement un apport d'alloyhydrogène produit par électrolyse de l'eau, sauf dans les cas où la biomasse est peu chère alors que l'électricité et/ou le gaz sont très chers.

Il est cependant peu probable de voir la biomasse rester bon marché si le CO₂ fossile est lourdement taxé. De plus, une forte taxe conduirait vraisemblablement à une baisse de la demande en gaz et donc de son prix. Cependant, le prix hors taxe du pétrole baisserait alors de même, fragilisant la compétitivité du biocarburant. Celle-ci ne pourrait être maintenue qu'à condition de disposer d'une électricité bon marché garantie.

Or une telle garantie peut être obtenue pour des options qui ne dépendent pas en permanence de l'électricité, ce qui conduit à privilégier une option à gazéification autothermique et à « bi-alloyhydrogène » [34], c'est-à-dire avec addition d'hydrogène ex électrolyse de l'eau ou ex reformage de gaz, selon les prix du marché.

Une telle option implique un surcoût d'investissement puisqu'il faut disposer d'électrolyseurs et d'un reformeur pour pouvoir basculer la production de H₂ de l'électrolyse de l'eau vers le reformage de gaz naturel, avec un stockage tampon de H₂ pour couvrir les périodes de transition. Ce surcoût peut être évalué à 75 M€ pour une option torréfaction + gazéification autothermique + addition de H₂ ex électrolyse à plus de 1000 M€, ce qui se traduit par un surcoût de l'ordre de 0,02 à 0,03 €/l qui paraît raisonnable au regard des avantages.

En effet, cette option technique permet d'optimiser le coût des intrants à l'échelle de l'heure, c'est-à-dire en temps réel par rapport au marché spot de l'électricité.

Cependant, l'analyse développée ici n'est valable que dans l'hypothèse où le CO₂ produit n'est pas stocké. Il convient donc d'étudier l'impact économique du stockage du CO₂ pour les options considérées (cf. §3.2.2).

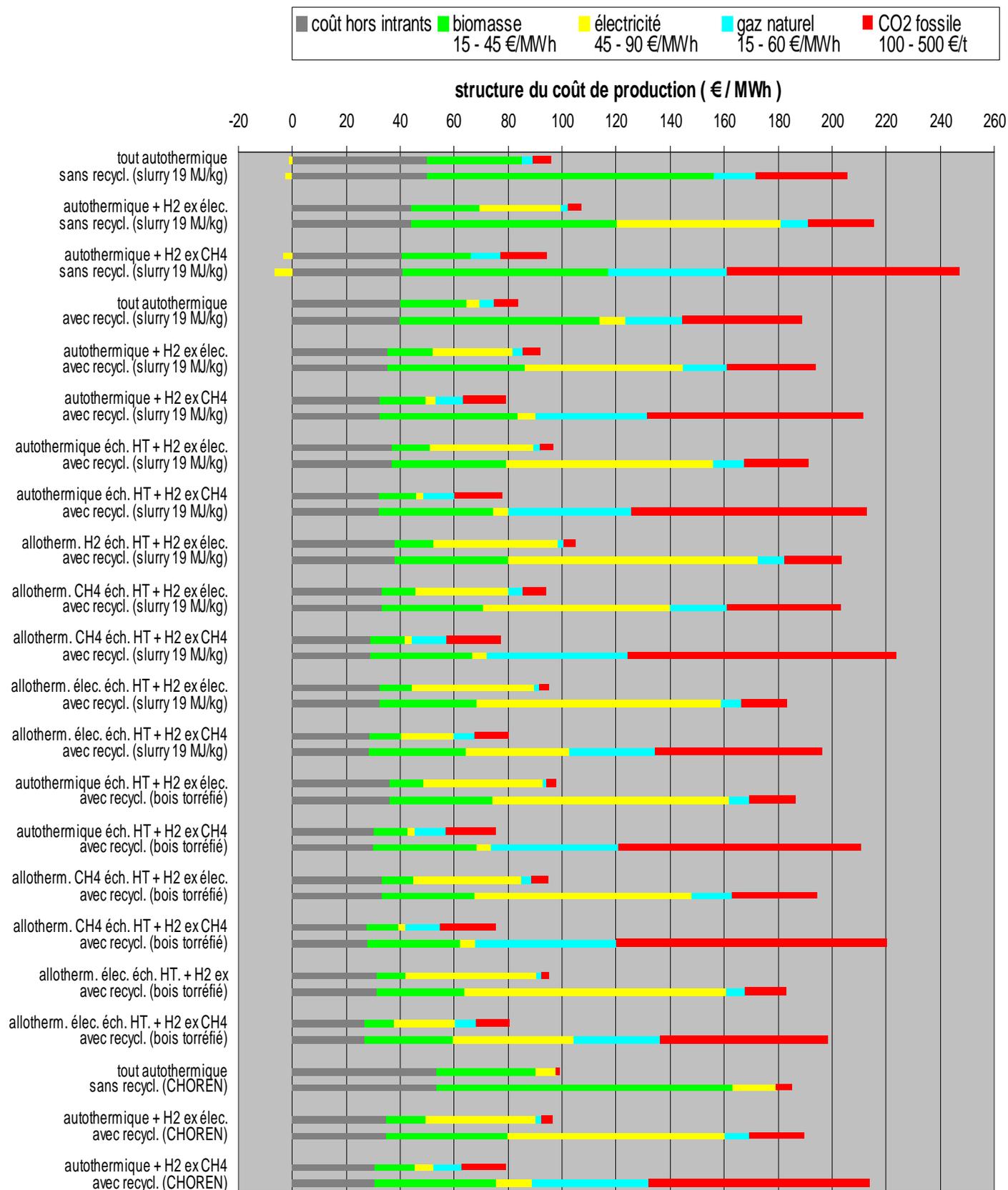
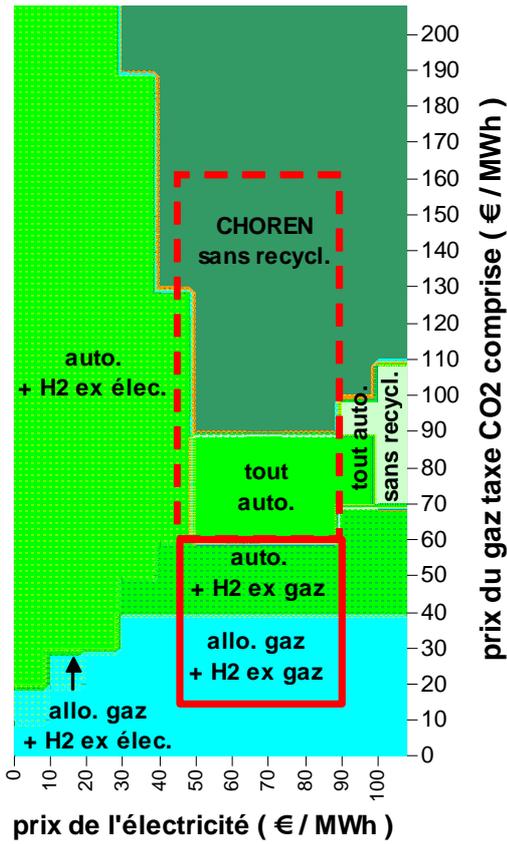
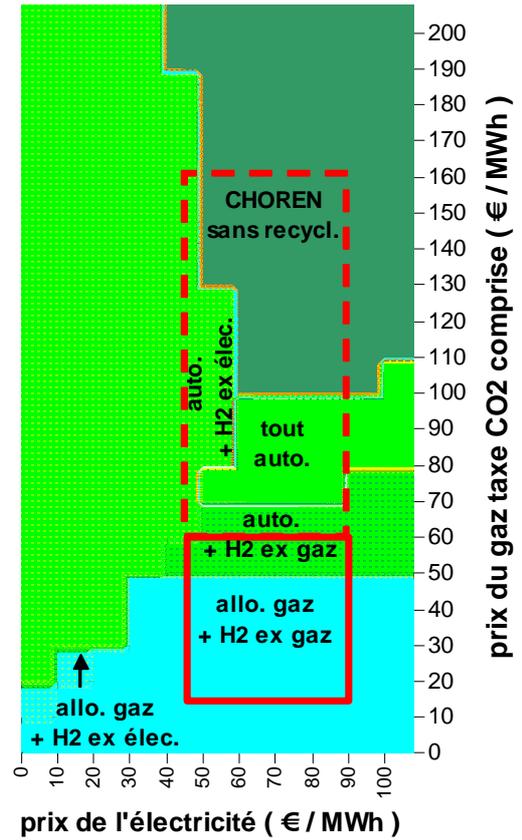


Figure 17 : Impact économique du CO₂ émis sur le cycle de vie du carburant :
pour chaque option technique, les deux barres représentent la structure du coût de production,
la première lorsque le prix de chaque intrant et la taxe sont au minimum de la fourchette considérée,
la seconde lorsque le prix de chaque intrant et la taxe sont au maximum de la fourchette considérée.

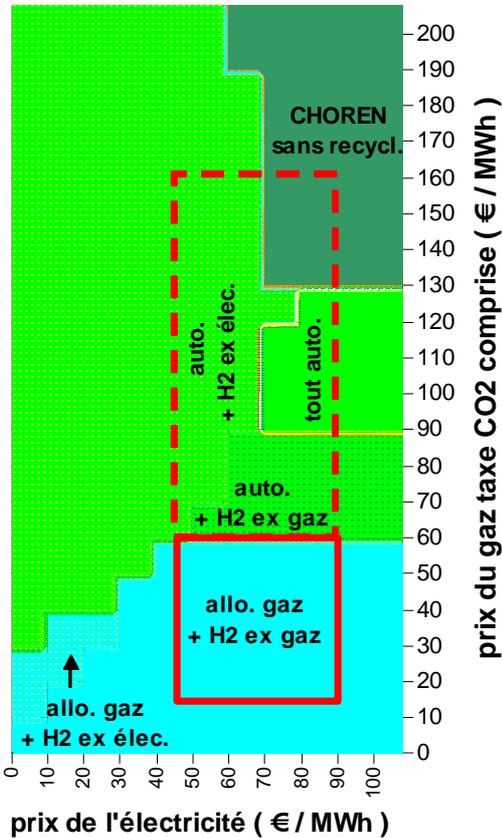
biomasse à 15 €/MWh



biomasse à 20 €/MWh



biomasse à 30 €/MWh



biomasse à 45 €/MWh

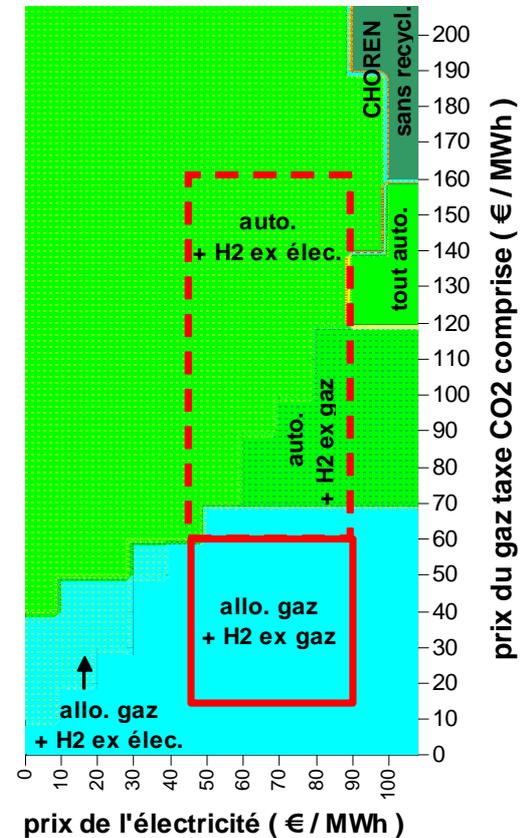
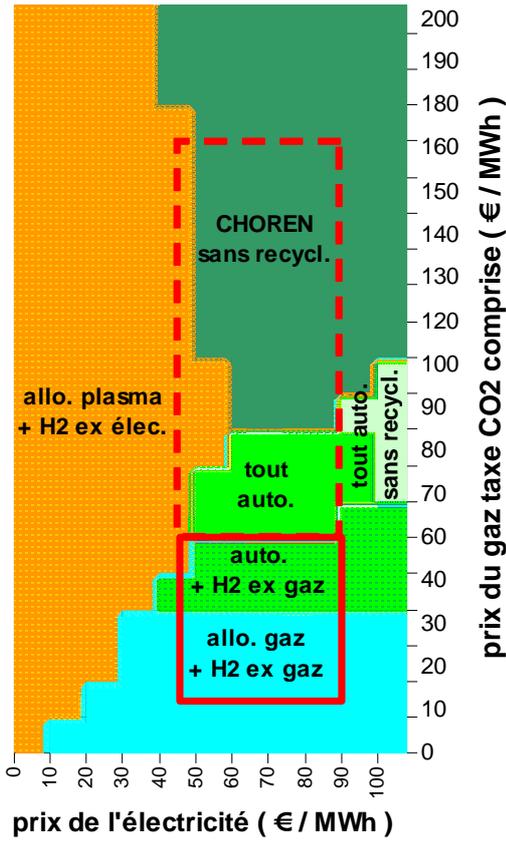
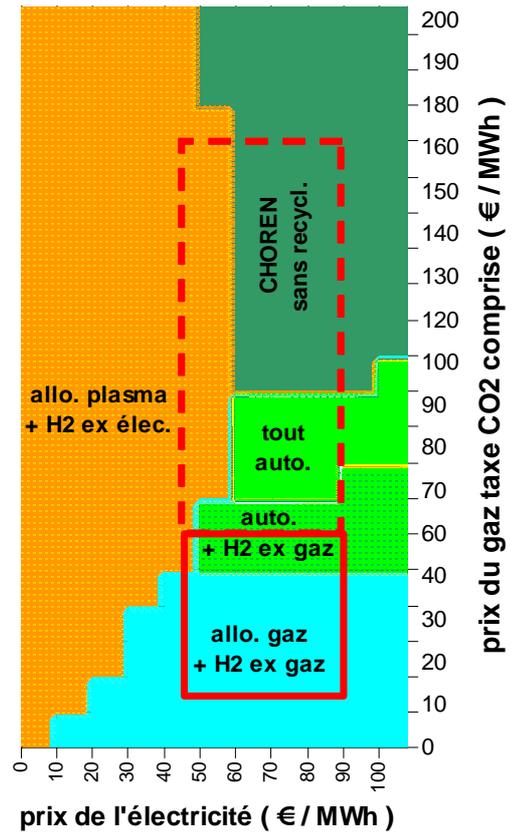


Figure 18 : Minimisation du coût de production unitaire, taxe CO₂ comprise variant de 0 à 500 €/t (1) : domaines de prix dans lesquels l'option technique associée réalise le minimum, en excluant ici les options où l'étape de gazéification se fait par torche à plasma

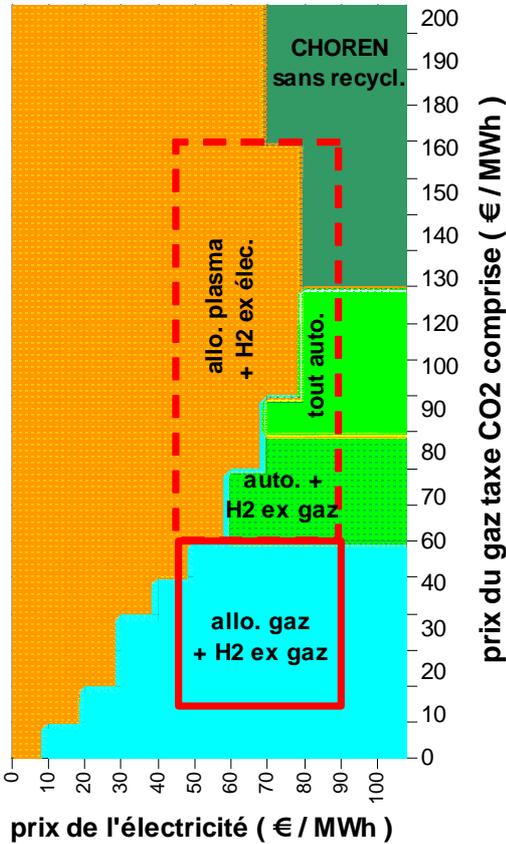
biomasse à 15 €/MWh



biomasse à 20 €/MWh



biomasse à 30 €/MWh



biomasse à 45 €/MWh

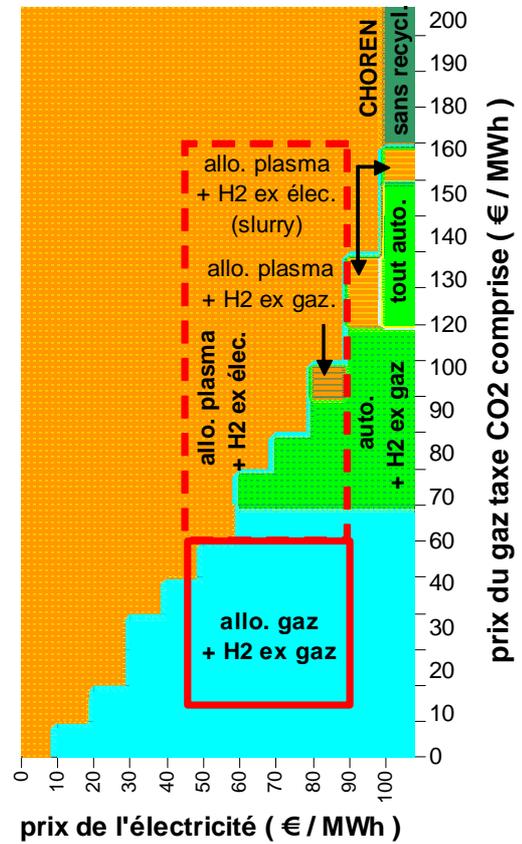
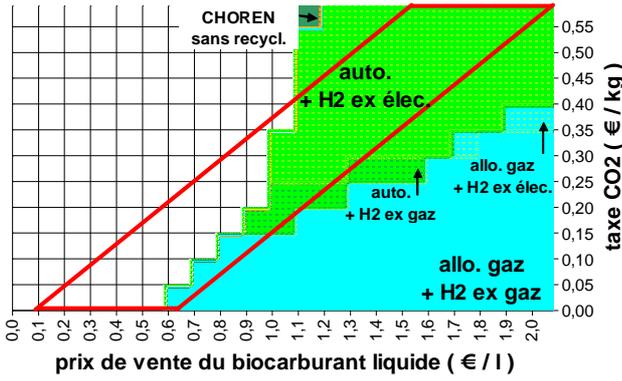
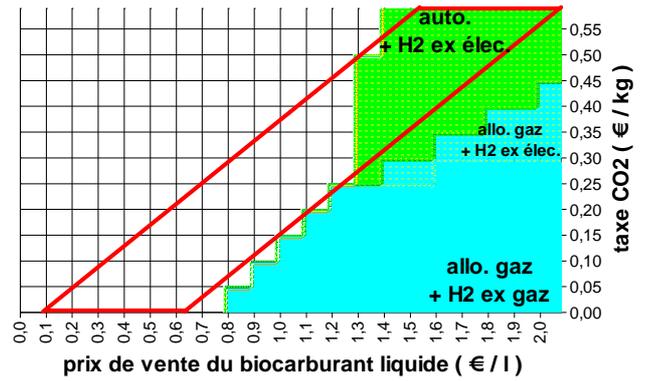


Figure 19 : Minimisation du coût de production unitaire, taxe CO₂ comprise variant de 0 à 500 €/t (2) : domaines de prix dans lesquels l'option technique associée réalise le minimum, en incluant ici les options où l'étape de gazéification se fait par torche à plasma

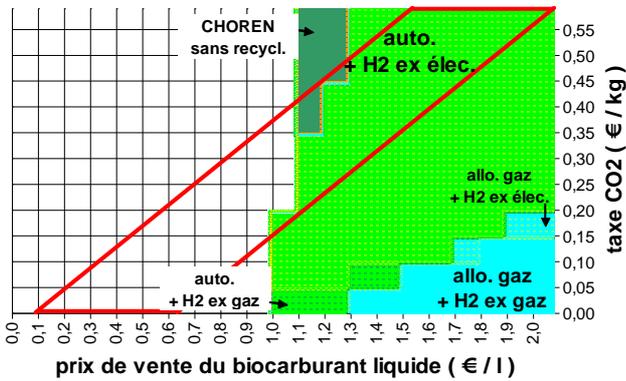
**biomasse à 15 €/MWh
électricité à 45 €/MWh, gaz à 15 €/MWh**



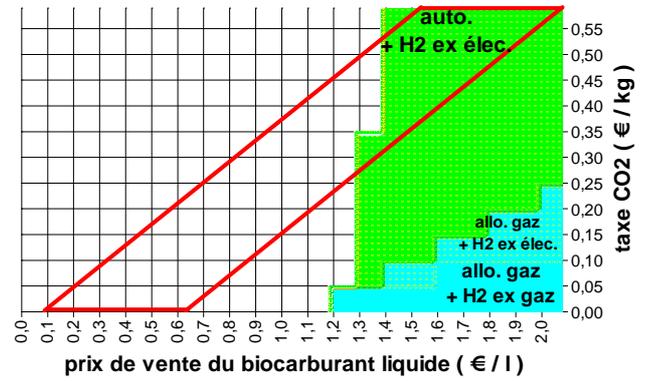
**biomasse à 45 €/MWh
électricité à 45 €/MWh, gaz à 15 €/MWh**



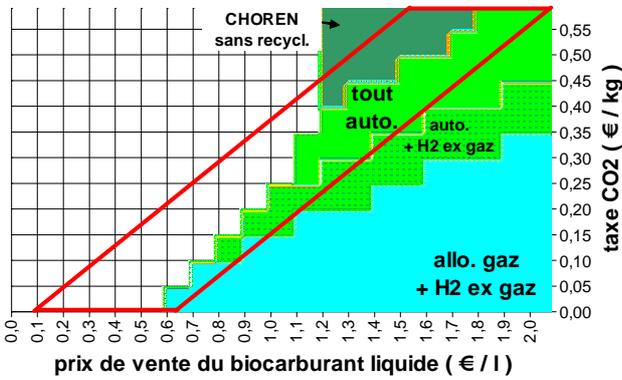
**biomasse à 15 €/MWh
électricité à 45 €/MWh, gaz à 60 €/MWh**



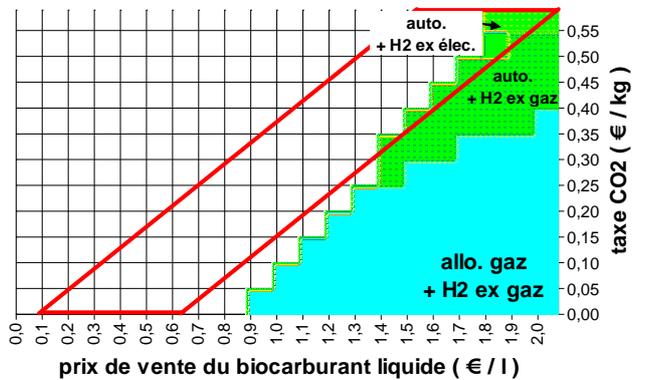
**biomasse à 45 €/MWh
électricité à 45 €/MWh, gaz à 60 €/MWh**



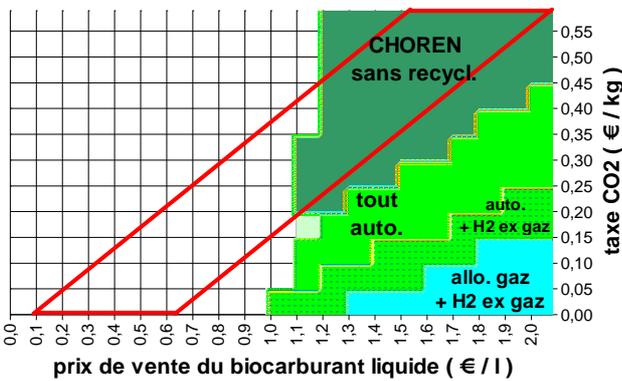
**biomasse à 15 €/MWh
électricité à 90 €/MWh, gaz à 15 €/MWh**



**biomasse à 45 €/MWh
électricité à 90 €/MWh, gaz à 15 €/MWh**



**biomasse à 15 €/MWh
électricité à 90 €/MWh, gaz à 60 €/MWh**



**biomasse à 45 €/MWh
électricité à 90 €/MWh, gaz à 60 €/MWh**

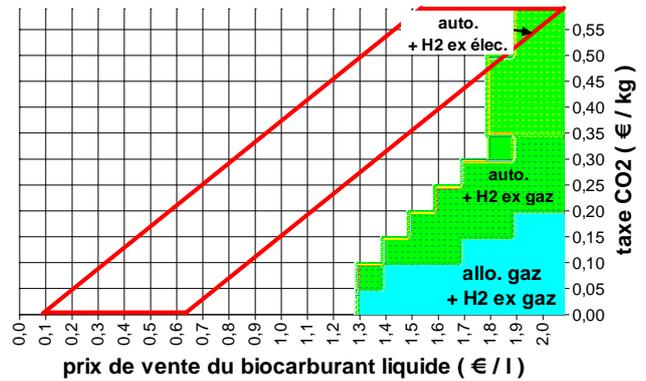


Figure 20 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement selon la taxation du CO₂ fossile (1) : domaines de couples (prix, taxe) dans lesquels l'option technique associée réalise le maximum, en excluant ici les options où l'étape de gazéification se fait par torche à plasma

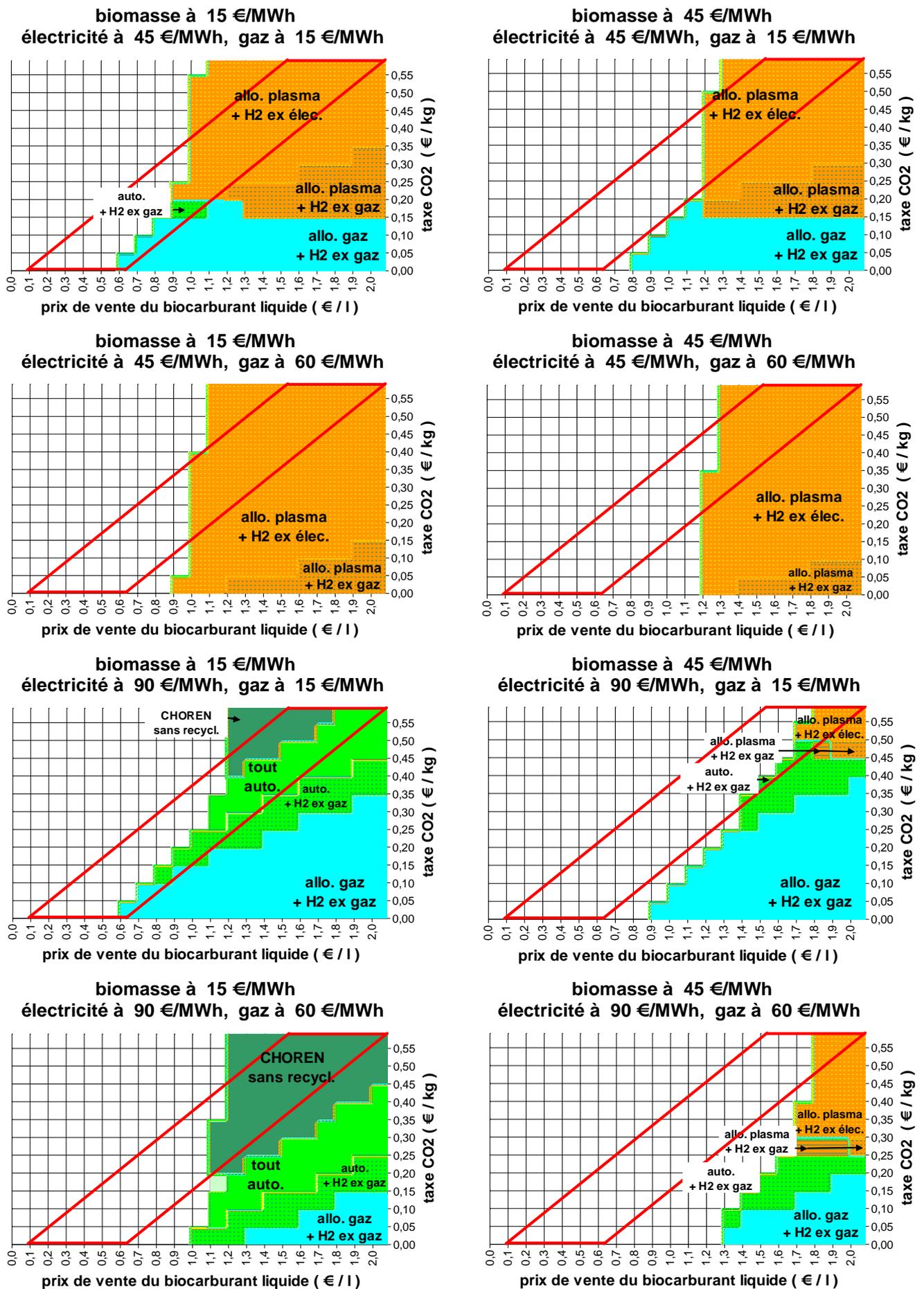


Figure 21 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement selon la taxation du CO₂ fossile (2) : domaines de couples (prix, taxe) dans lesquels l'option technique associée réalise le maximum, en incluant ici les options où l'étape de gazéification se fait par torche à plasma

-3.2.2 Impact économique de la capture et du stockage géologique du CO₂

Un niveau élevé de taxe sur le CO₂ émis en valeur nette lors de la production du biocarburant (« CO₂ fossile ») conduit à privilégier sa capture et son stockage, si celui-ci est techniquement disponible, dès que c'est rentable.

Parmi les émissions de CO₂ fossile associées aux options techniques considérées, la part diffuse liée à la production, à la collecte et au transport de la biomasse est faible (cf. [Tableau 3](#) : pétrole consommé). Une autre part est séparée lors du nettoyage du gaz de synthèse, avec également du CO₂ issu de la biomasse. Le reste résulte d'une combustion de gaz naturel, *a priori* à l'air ; il n'est donc pas capturé d'office. Dans certains de ces gaz de combustion, il y a éventuellement également un peu de CO₂ issu de la biomasse. Le bilan carbone des procédés de référence est détaillé ci-dessous ([Tableau 8](#)).

Tableau 8 : Bilan carbone des procédés de référence

nom de l'enchaînement	entrée carbone renouvelable (mol / mol biomasse)	entrée carbone fossile (mol / mol biomasse)	sortie carbone dans CO ₂ séparé (mol / mol biomasse)	sortie carbone dans CO ₂ mélangé (mol / mol biomasse)	sortie carbone dans biocarburant (mol / mol biomasse)
tout autothermique sans recycl. (slurry 19 MJ/kg)	6,0	0,5	2,6	2,1	1,8
autothermique + H2 ex élec. sans recycl. (slurry 19 MJ/kg)	6,0	0,5	1,6	2,5	2,4
autothermique + H2 ex CH4 sans recycl. (slurry 19 MJ/kg)	6,0	1,7	2,4	2,9	2,4
tout autothermique avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	6,0	0,9	2,7	1,7	2,5
autothermique + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	6,0	1,0	1,6	1,8	3,6
autothermique + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	6,0	2,3	2,5	2,3	3,6
autothermique éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	6,0	0,8	0,8	1,6	4,4
autothermique éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	6,0	3,0	2,3	2,4	4,4
allotherm. H2 éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	6,0	0,7	0,7	1,5	4,5
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	6,0	1,7	1,0	1,8	4,9
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	6,0	3,9	2,5	2,6	4,9
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	6,0	0,7	0,0	1,5	5,2
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (slurry 19 MJ/kg)	6,0	2,6	1,2	2,2	5,2
autothermique éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (bois torréfié)	6,0	0,7	0,8	1,1	4,8
autothermique éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (bois torréfié)	6,0	3,5	2,7	2,0	4,8
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (bois torréfié)	6,0	1,3	0,9	1,1	5,3
allotherm. CH4 éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (bois torréfié)	6,0	4,3	2,8	2,3	5,3
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex élec. avec recycl. (bois torréfié)	6,0	0,7	0,0	1,1	5,6
allotherm. élec. éch. HT + H2 ex CH4 avec recycl. (bois torréfié)	6,0	2,8	1,4	1,8	5,6
tout autothermique sans recycl. (CHOREN)	6,0	0,1	3,5	0,9	1,7
autothermique + H2 ex élec. avec recycl. (CHOREN)	6,0	0,7	1,9	0,7	4,1
autothermique + H2 ex CH4 avec recycl. (CHOREN)	6,0	2,7	3,2	1,4	4,1

Selon les options, la quantité de CO₂ capturée lors du nettoyage du gaz de synthèse est supérieure ou inférieure à la quantité de CO₂ fossile associée à la chaîne de production du biocarburant (on néglige la part diffuse). Lorsqu'elle est supérieure, le stockage d'une quantité de CO₂ égale à la quantité de CO₂ fossile produit est rentable dès que la taxe sur les émissions de CO₂ fossile dépasse le coût du seul stockage du CO₂. Lorsqu'elle est inférieure, outre le stockage du CO₂ capturé lors du nettoyage du gaz de synthèse, la capture et le stockage complémentaires d'une part du CO₂ contenu dans les gaz de combustion sont rentables dès que la taxe sur le CO₂ fossile dépasse le coût de la capture et du stockage du CO₂.

On considère pour simplifier que la capture et le stockage du CO₂ induisent un surcoût de production directement proportionnel aux quantités de CO₂ à capturer et/ou à stocker : compte tenu des incertitudes, les investissements et les surcoûts énergétiques induits par les procédés mis en œuvre ne sont pas précisés.

Le coût du stockage du CO₂ résulte en fait principalement de son transport vers les bassins sédimentaires les plus proches adaptés au stockage géologique du CO₂ : il pourrait s'agir, pour le CO₂ produit en France, des bassins sédimentaires d'Europe du Nord, situé à une distance de 1000 à 2000 km selon le point de départ. Pour un coût de transport évalué entre 1 et 3 €/tCO₂.100 km) et un coût de stockage évalué à ~ 5 €/tCO₂, on obtient donc un coût total de stockage de 15 à 65 €/tCO₂ [35].

Le coût de la capture est nul pour le CO₂ qui est de toute façon isolé au cours du procédé (nettoyage du gaz). Sinon, lorsqu'il faut ajouter un moyen de capture, comme pour le CO₂ contenu dans les gaz de combustion, le coût de capture est évalué entre 10 et 40 €/tCO₂ [35].

Au total, le coût de la capture et du stockage du CO₂ fossile est donc compris entre 15 et ~ 100 €/tCO₂.

En conséquence, la minimisation du coût de production, lorsqu'il est possible de capturer et stocker le CO₂, apparaît sur les diagrammes précédents (cf. [Figure 18](#) et [Figure 19](#)) en limitant le domaine pertinent de prix à ~ 80 €/MWh pour le gaz naturel, compte tenu du surcoût induit par la capture et le stockage du CO₂ associé, soit de 3 à 20 €/MWh de gaz (0,2 tCO₂ / MWh de gaz), quel que soit le niveau de taxation du CO₂ fossile émis. Mais il apparaît que l'arbitrage entre les options reste assez délicat sur la base du coût de production unitaire.

Pour plus de lisibilité, on détermine à nouveau les domaines de couples (prix du litre équivalent gazole, taxe) dans lesquels une option technique donnée réalise le maximum du ratio bénéfice actualisé / investissement, en fixant le coût du stockage seul à 40 €/tCO₂ et le coût de la capture et du stockage à 65 €/tCO₂ et en considérant différents jeux de valeurs pour les prix des intrants (cf. [Figure 22](#) et [Figure 23](#)).

Il apparaît que la possibilité de stocker le CO₂ favorise l'option technique caractérisée par une torréfaction de la biomasse, puis une gazéification allothermique au gaz et une addition d'hydrogène ex gaz, sauf dans les cas où le gaz naturel est très cher. Or cette hypothèse n'est pas du tout à exclure car le stockage du CO₂ à un prix relativement bas fait plafonner l'impact de la taxe sur le CO₂ et redonne de la compétitivité aux énergies fossiles en général, soutenant ainsi leur demande et donc leur prix.

Lorsque le gaz naturel est très cher, les options à gazéification autothermique ou allothermique à plasma, sans ou avec allohydrogène, ex électricité ou ex gaz, sont plus intéressantes, selon les prix relatifs des intrants.

Ces incertitudes tendent de nouveau à favoriser une option à gazéification autothermique et à bi-allohydrogène dont la flexibilité permet une bonne adaptation aux fluctuations des marchés.

Cependant, cette analyse doit être revue si le stockage du CO₂ ne concerne pas que le CO₂ fossile. En effet, la quantité de CO₂ capturée lors du nettoyage du gaz de synthèse étant parfois supérieure à la quantité de CO₂ fossile associée à la chaîne de production du biocarburant, il serait utile de tout stocker. De même, lorsqu'on est amené à capturer une part du CO₂ des gaz de combustion, il serait utile de la maximiser. Cela signifie que serait stocké, en plus du CO₂ fossile, du CO₂ issu de la biomasse (« CO₂ renouvelable »), c'est-à-dire que le bilan global du cycle de vie du biocarburant serait négatif en termes d'émissions de CO₂.

Le stockage complémentaire du CO₂ renouvelable peut être imposé par exemple par la voie réglementaire, ou bien il peut être exigé mais indemnisé à hauteur de son coût, ou encore il peut être rémunéré. Les conséquences sur la rentabilité des différentes options techniques dépendent fortement du cas considéré.

Si le stockage complémentaire du CO₂ renouvelable est imposé sans indemnisation ni rémunération, c'est à nouveau l'option maximisant la consommation de gaz naturel qui est le plus souvent la plus rentable, et davantage que précédemment puisque le carbone renouvelable de la biomasse perd son avantage comparatif (cf. [Figure 24](#) et [Figure 25](#)).

Si le stockage complémentaire du CO₂ renouvelable est imposé mais indemnisé à hauteur de son coût, on est ramené au cas où seules les émissions de CO₂ fossile sont taxées (cf. [Figure 22](#) et [Figure 23](#)).

Si le stockage complémentaire du CO₂ renouvelable est rémunéré comme service environnemental, il constitue une nouvelle source de recettes pour les procédés, modifiant leur évaluation microéconomique. Pour dégager les options techniques les plus rentables, on détermine cette fois les domaines de prix des produits, c'est-à-dire du carburant liquide et du stockage de CO₂ renouvelable, dans lesquels une option donnée réalise le maximum du ratio bénéfice actualisé / investissement (cf. [Figure 26](#) et [Figure 27](#)).

Si la rémunération du stockage de CO₂ renouvelable est égale à la taxe sur les émissions de CO₂ fossile, le domaine des prix possibles des produits est le même parallélogramme que précédemment (cf. [Figure 20](#)).

Il apparaît que les options techniques les plus rentables sont alors des options à gazéification autothermique, sans ajout d'allohydrogène et sans recyclage des gaz de tête, qui présentent donc un rendement masse très bas. Par contre, elles produisent beaucoup de CO₂ renouvelable et tirent en fait leur rentabilité de son stockage.

Ce résultat peut avoir un sens, mais il faut souligner que, si le stockage de carbone renouvelable est recherché, il pourra être obtenu de manière bien plus rentable en enfouissant directement la biomasse plutôt que le CO₂, en veillant simplement à ce qu'elle soit stable chimiquement (par carbonisation ou par immersion en anaérobie). L'usage de la biomasse comme matériau de construction est également un mode de séquestration à considérer, même si la durée de séquestration correspondante se chiffre plus en décennies qu'en siècles.

Mais en tout état de cause, les prix de la biomasse utilisés pour mener l'analyse précédente ne sont plus réalistes car la rémunération du stockage net de CO₂ bouleverserait l'équilibre du marché de la biomasse.

Parmi les conclusions partielles dégagées au fur et à mesure de cette évaluation microéconomique de différentes options de thermoconversion de la biomasse en biocarburant liquide, se dégage notamment l'intérêt de la grande flexibilité d'une option à gazéification autothermique et à bi-allohydrogène, particulièrement lorsque le stockage du CO₂ est indisponible.

Mais il ressort également que la compétitivité de toutes les options considérées est fortement dépendante d'une pénalisation des carburants fossiles : le renchérissement attendu du pétrole ne suffira probablement pas.

Enfin, il faut souligner que la possibilité d'un arbitrage économique entre les différentes options techniques est conditionnée par la visibilité des acteurs sur le niveau et les modalités de pénalisation du CO₂ à anticiper.

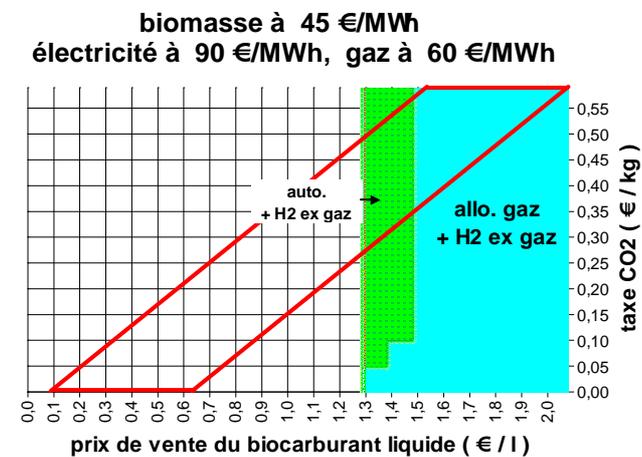
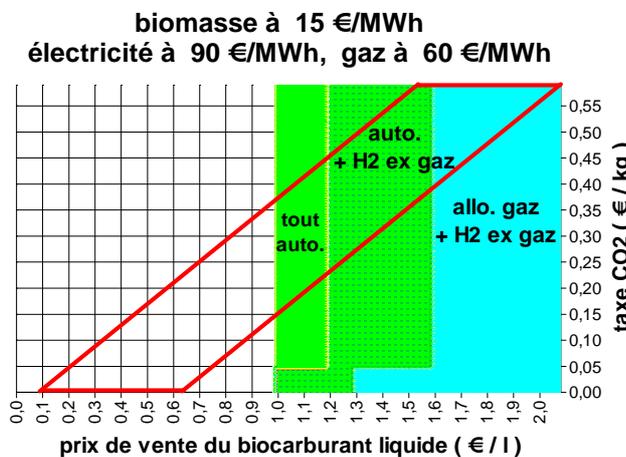
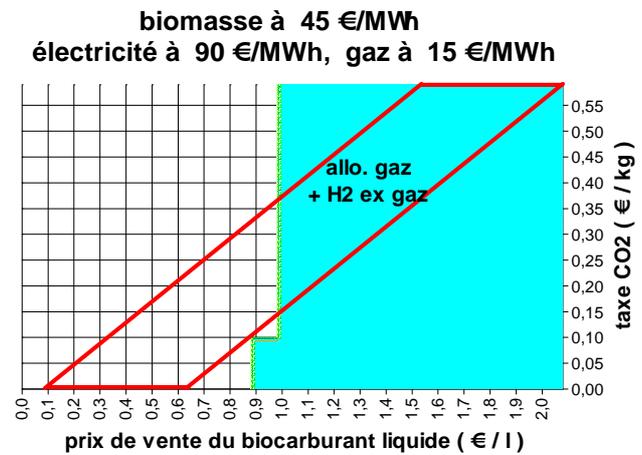
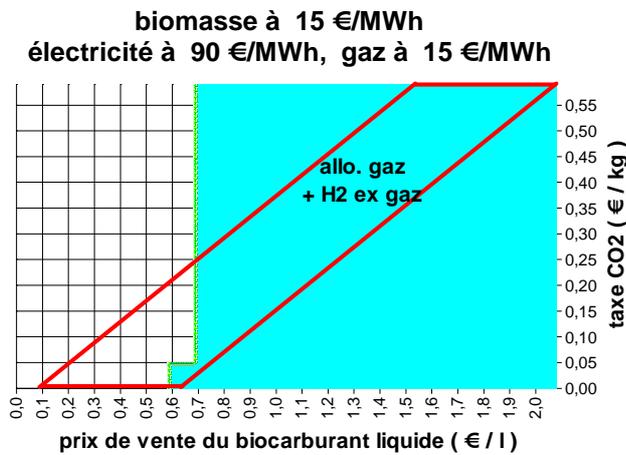
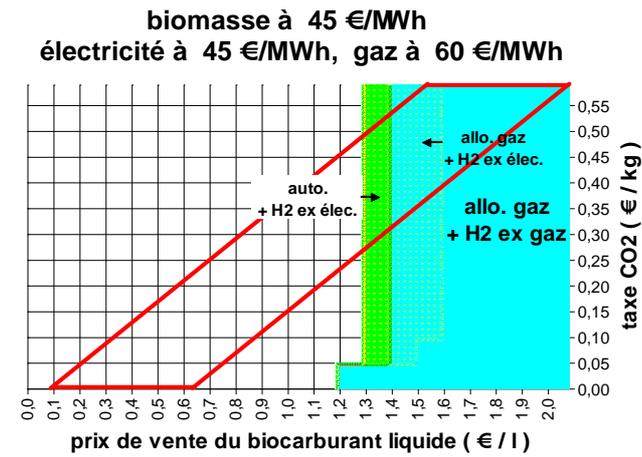
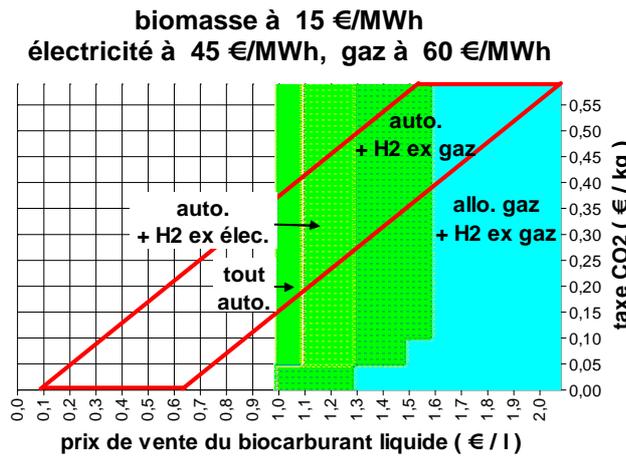
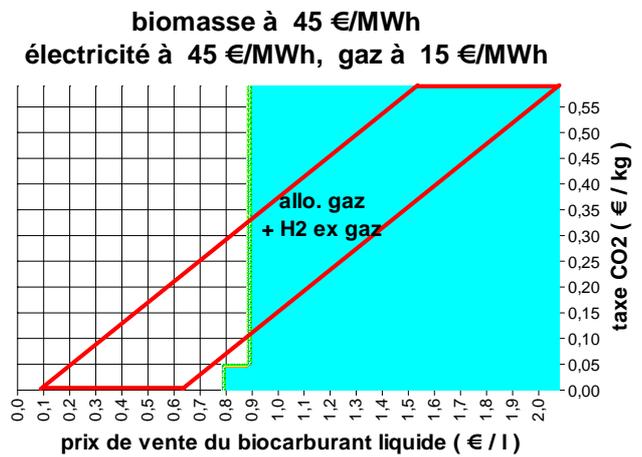
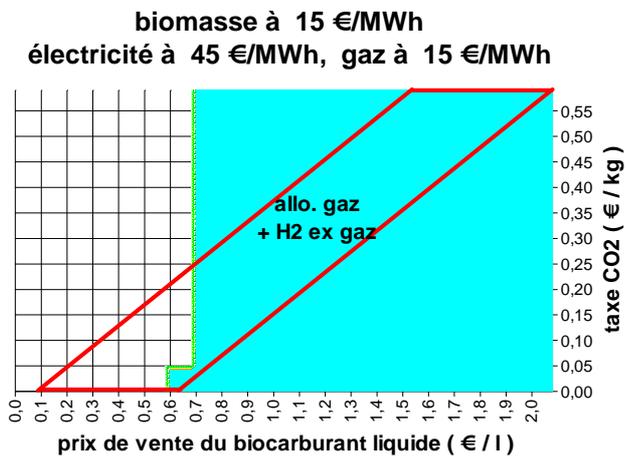


Figure 22 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement avec taxation / stockage du CO₂ fossile (1) : domaines de couples (prix, taxe) dans lesquels l'option technique associée réalise le maximum, en excluant ici les options où l'étape de gazéification se fait par torche à plasma (stockage du CO₂ à 40 €/tCO₂, capture et stockage du CO₂ à 65 €/tCO₂)

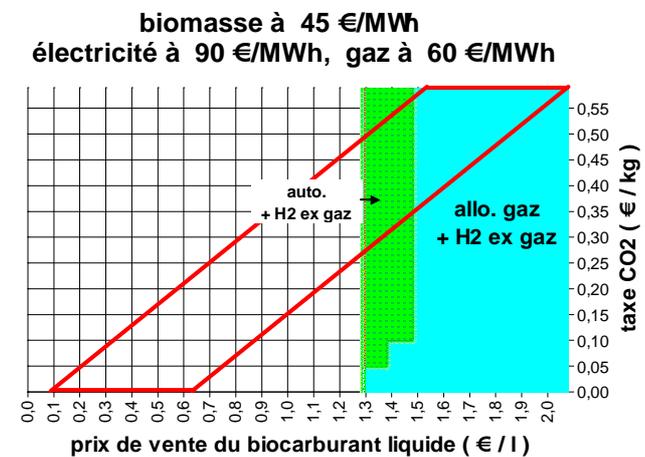
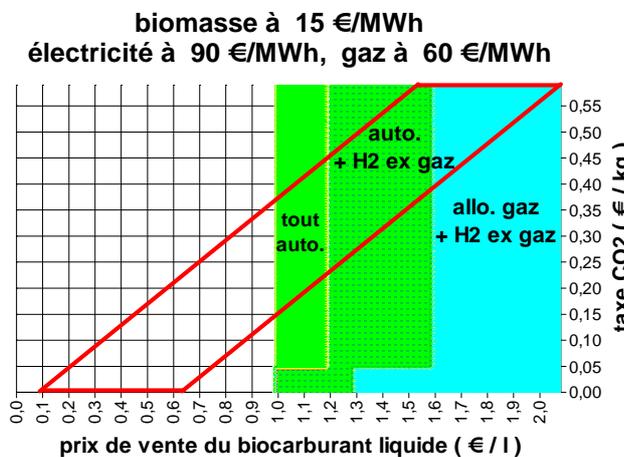
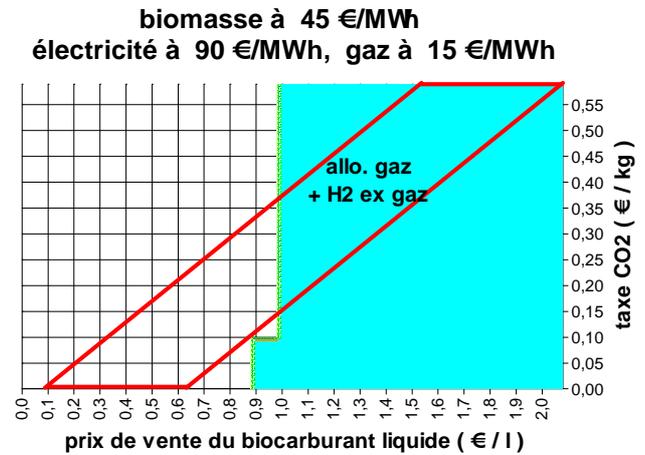
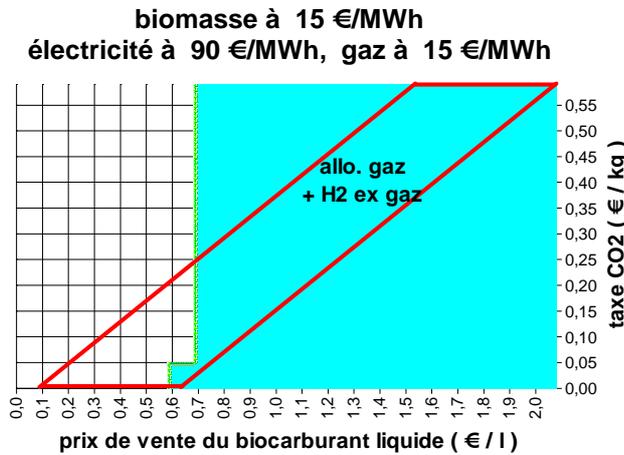
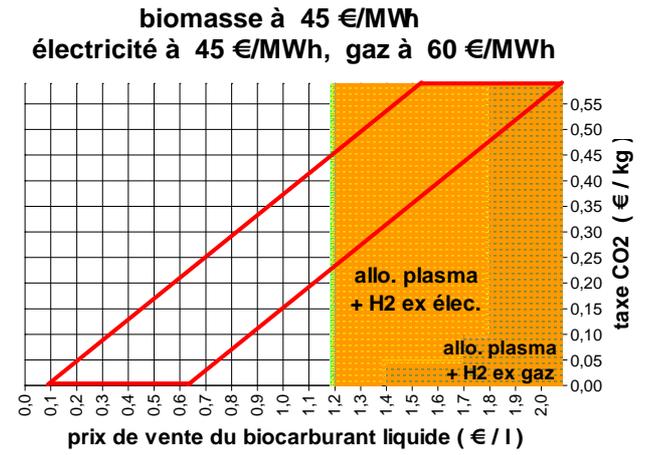
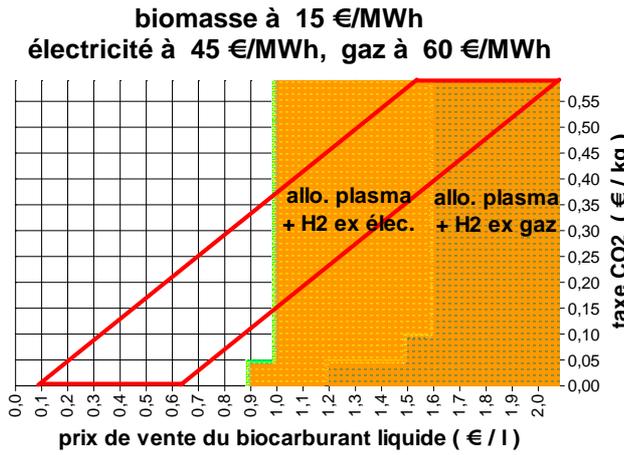
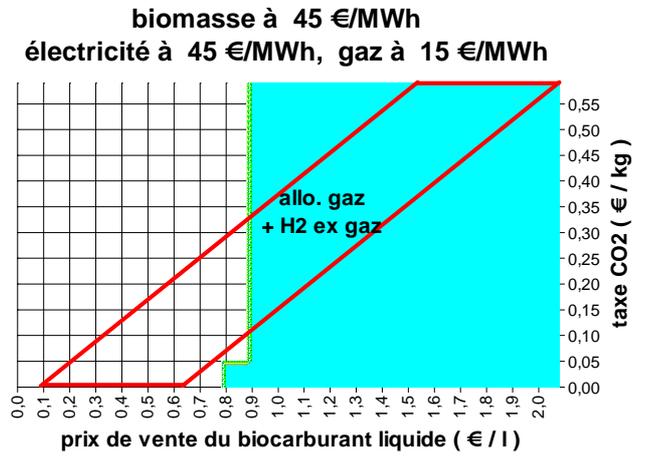
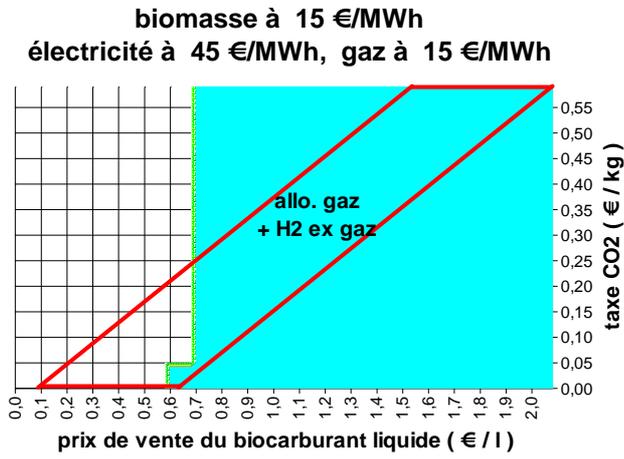


Figure 23 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement avec taxation / stockage du CO₂ fossile (2) : domaines de couples (prix, taxe) dans lesquels l'option technique associée réalise le maximum, en incluant ici les options où l'étape de gazéification se fait par torche à plasma (stockage du CO₂ à 40 €/tCO₂, capture et stockage du CO₂ à 65 €/tCO₂)

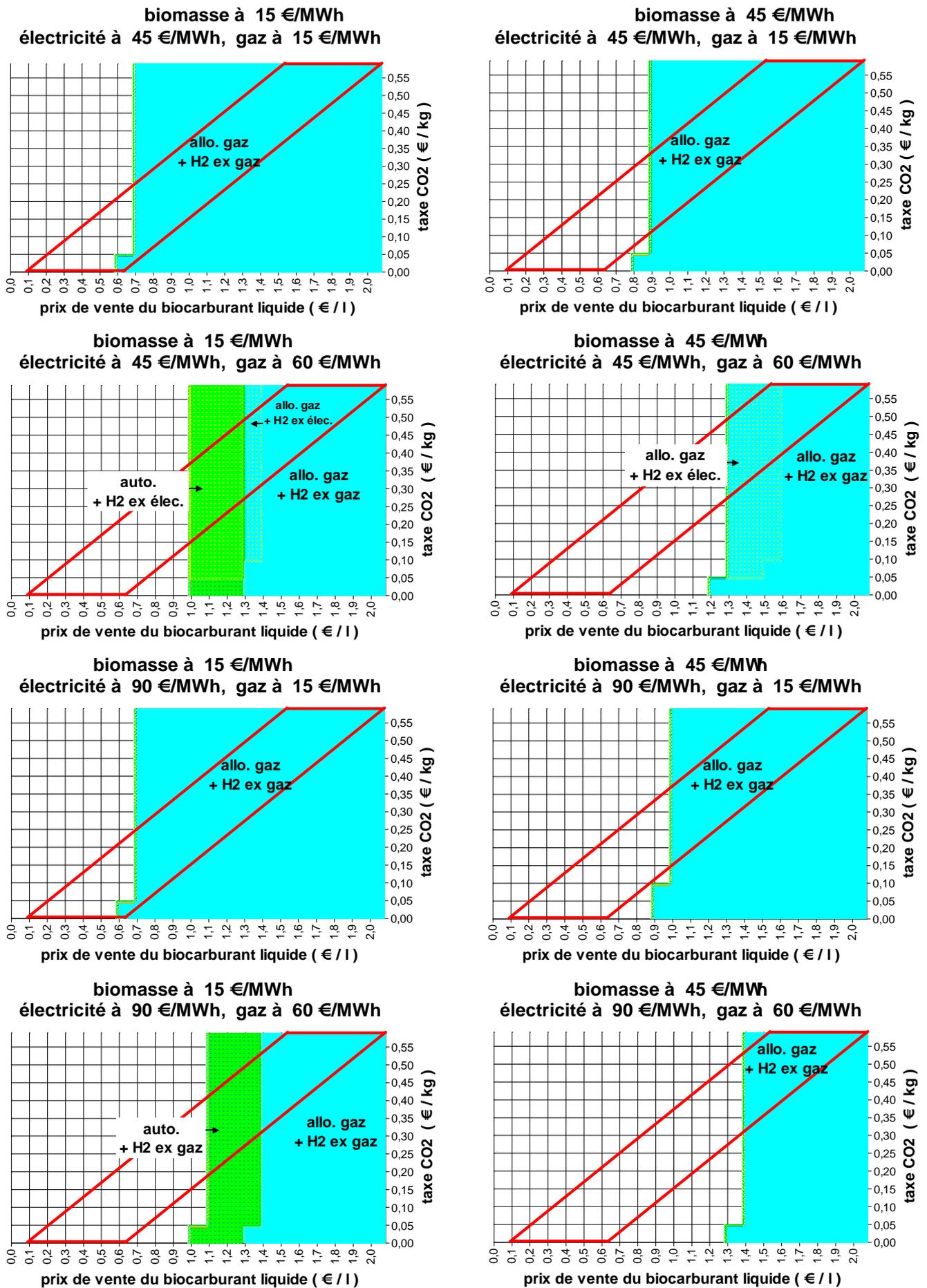
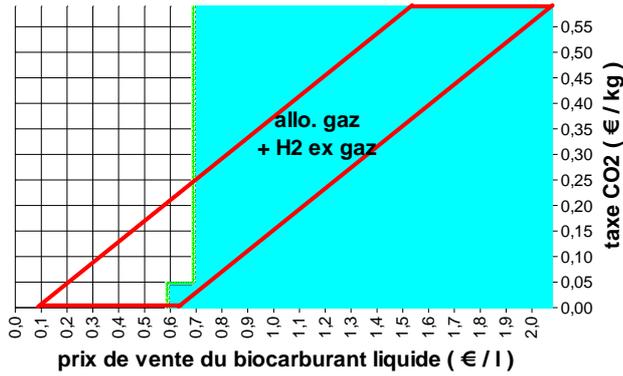
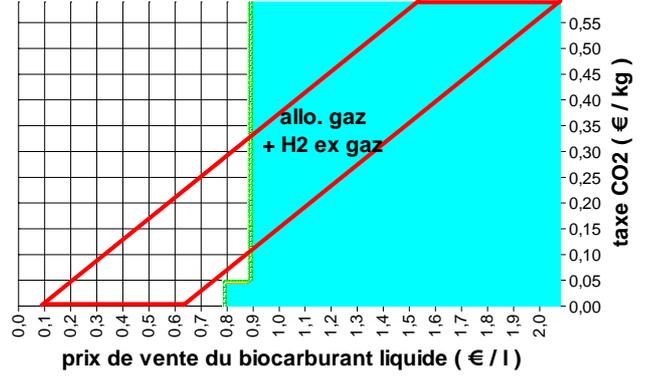


Figure 24 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement avec stockage du CO₂ total émis *in situ* (1) : domaines de couples (prix, taxe) dans lesquels l'option technique associée réalise le maximum, en excluant ici les options où l'étape de gazéification se fait par torche à plasma (stockage du CO₂ à 40 €/tCO₂, capture et stockage du CO₂ à 65 €/tCO₂)

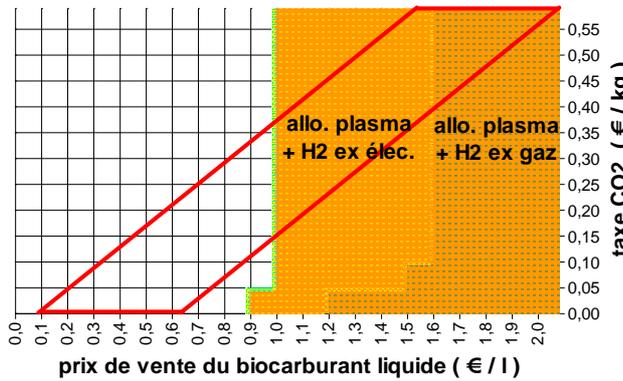
biomasse à 15 €/MWh
électricité à 45 €/MWh, gaz à 15 €/MWh



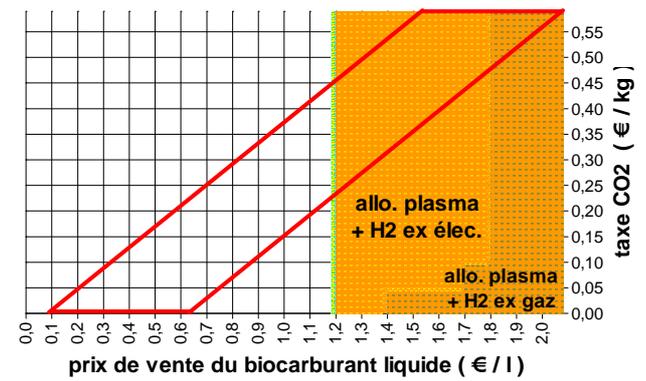
biomasse à 45 €/MWh
électricité à 45 €/MWh, gaz à 15 €/MWh



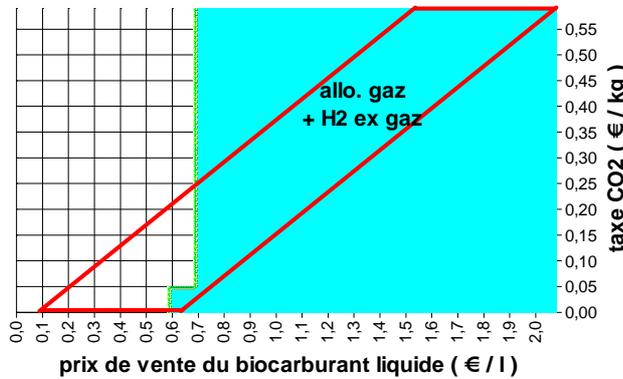
biomasse à 15 €/MWh
électricité à 45 €/MWh, gaz à 60 €/MWh



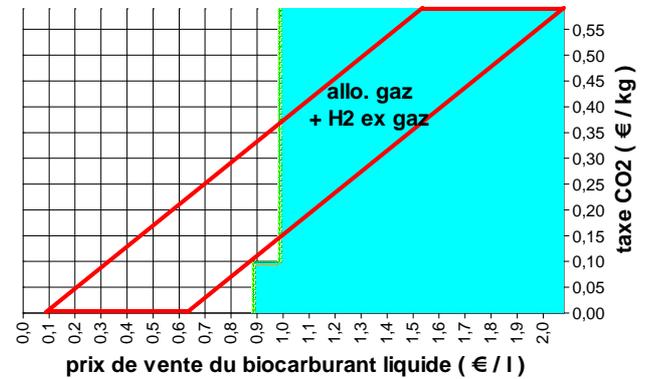
biomasse à 45 €/MWh
électricité à 45 €/MWh, gaz à 60 €/MWh



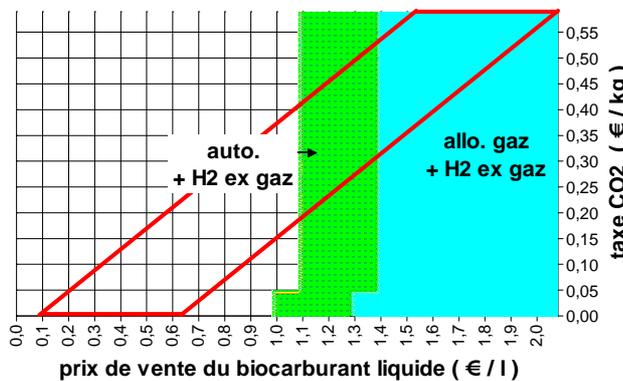
biomasse à 15 €/MWh
électricité à 90 €/MWh, gaz à 15 €/MWh



biomasse à 45 €/MWh
électricité à 90 €/MWh, gaz à 15 €/MWh



biomasse à 15 €/MWh
électricité à 90 €/MWh, gaz à 60 €/MWh



biomasse à 45 €/MWh
électricité à 90 €/MWh, gaz à 60 €/MWh

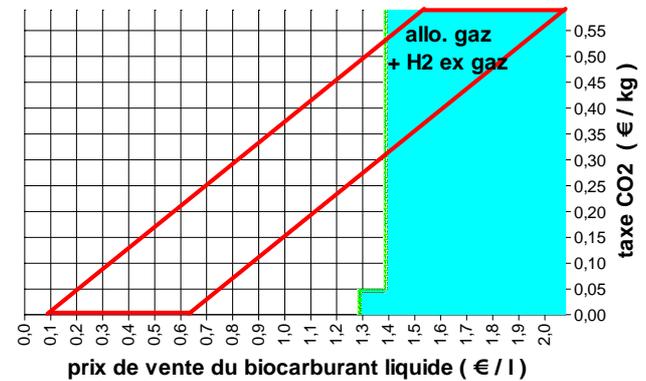
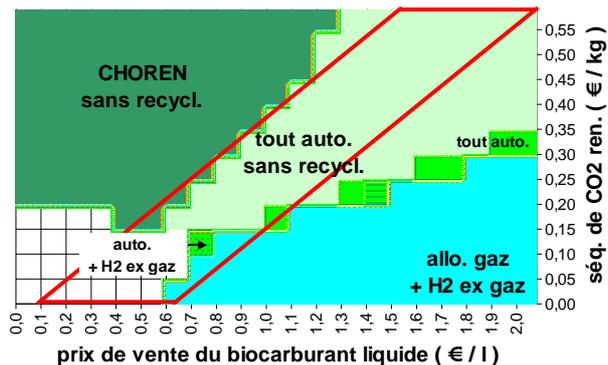
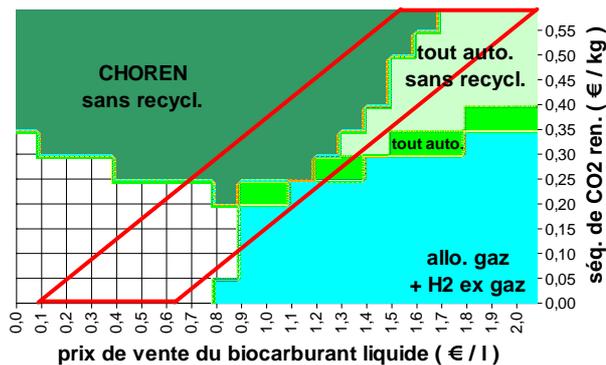


Figure 25 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement avec stockage du CO₂ total émis *in situ* (2) : domaines de couples (prix, taxe) dans lesquels l'option technique associée réalise le maximum, en incluant ici les options où l'étape de gazéification se fait par torche à plasma (stockage du CO₂ à 40 €/tCO₂, capture et stockage du CO₂ à 65 €/tCO₂)

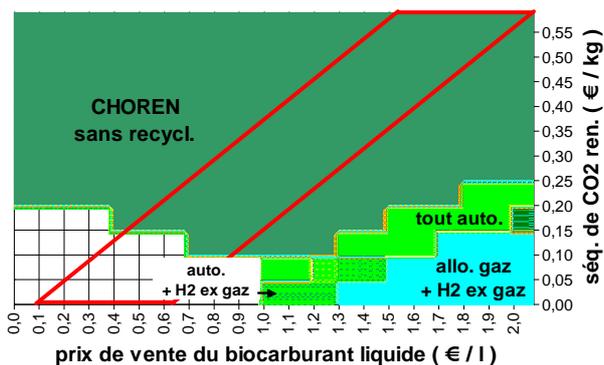
biomasse à 15 €/MWh
électricité à 45 €/MWh, gaz à 15 €/MWh



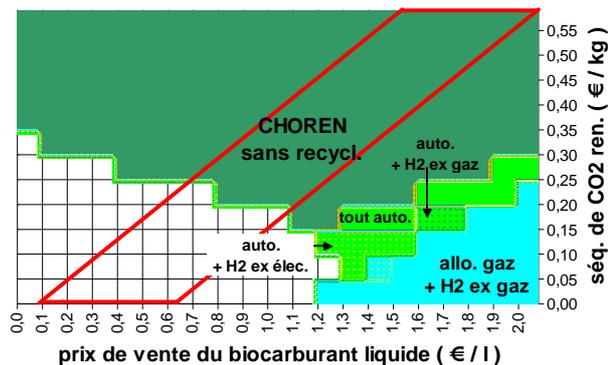
biomasse à 45 €/MWh
électricité à 45 €/MWh, gaz à 15 €/MWh



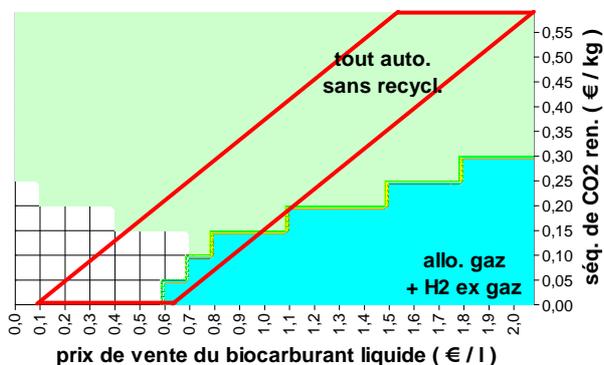
biomasse à 15 €/MWh
électricité à 45 €/MWh, gaz à 60 €/MWh



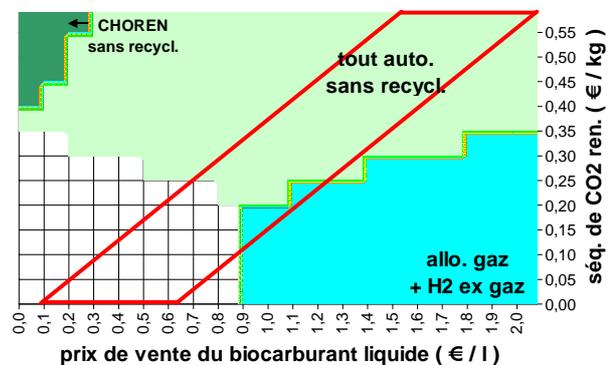
biomasse à 45 €/MWh
électricité à 45 €/MWh, gaz à 60 €/MWh



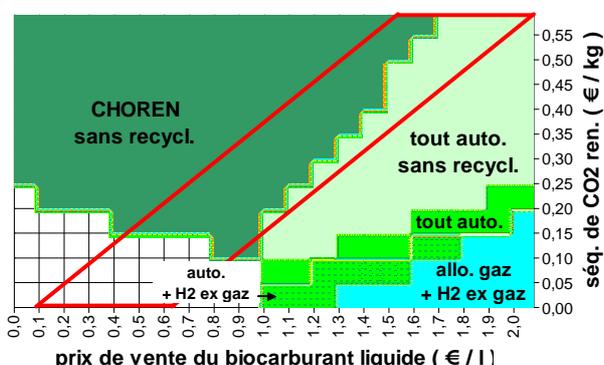
biomasse à 15 €/MWh
électricité à 90 €/MWh, gaz à 15 €/MWh



biomasse à 45 €/MWh
électricité à 90 €/MWh, gaz à 15 €/MWh



biomasse à 15 €/MWh
électricité à 90 €/MWh, gaz à 60 €/MWh



biomasse à 45 €/MWh
électricité à 90 €/MWh, gaz à 60 €/MWh

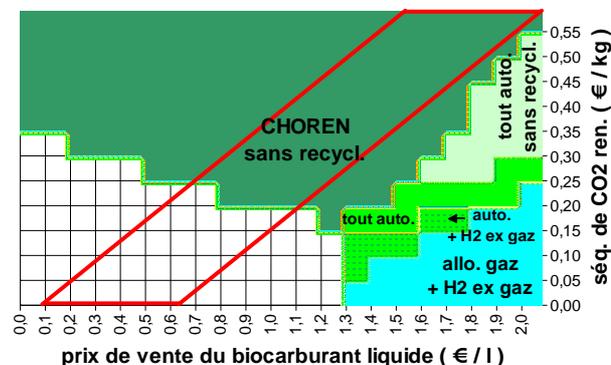
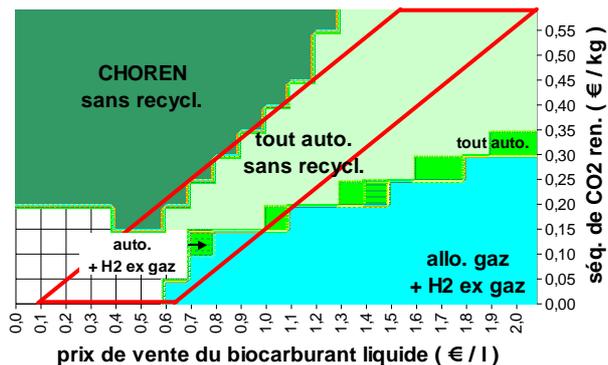
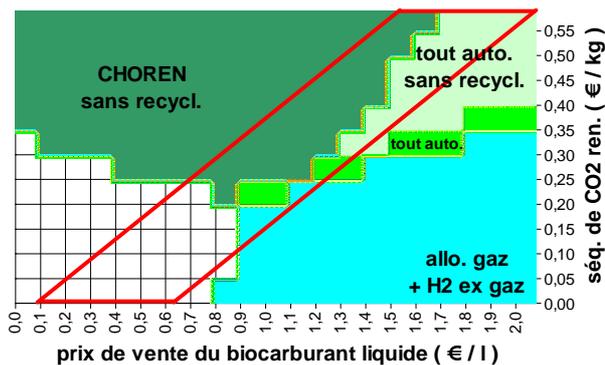


Figure 26 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement selon la taxation des émissions de CO₂ fossile et la rémunération au même niveau du stockage de CO₂ renouvelable (1) : domaines de prix dans lesquels l'option technique associée réalise le maximum, en excluant ici les options où l'étape de gazéification se fait par torche à plasma (stockage du CO₂ à 40 €/tCO₂, capture et stockage du CO₂ à 65 €/tCO₂)

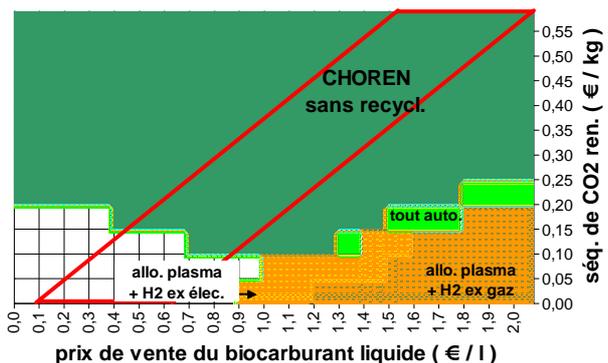
biomasse à 15 €/MWh
 électricité à 45 €/MWh, gaz à 15 €/MWh



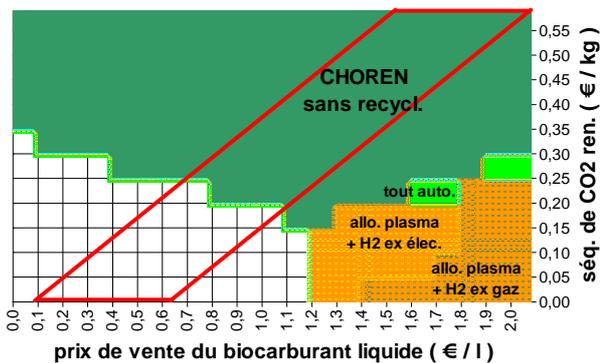
biomasse à 45 €/MWh
 électricité à 45 €/MWh, gaz à 15 €/MWh



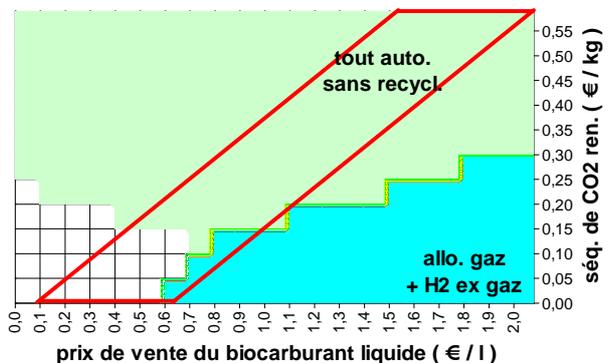
biomasse à 15 €/MWh
 électricité à 45 €/MWh, gaz à 60 €/MWh



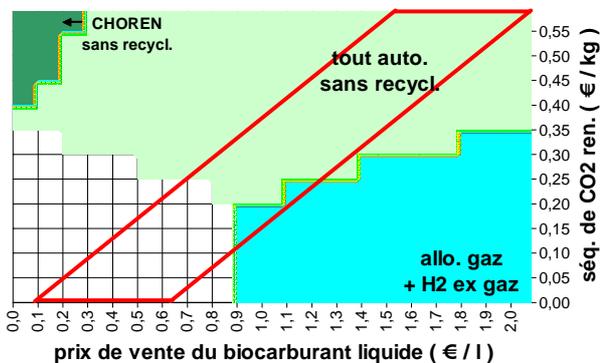
biomasse à 45 €/MWh
 électricité à 45 €/MWh, gaz à 60 €/MWh



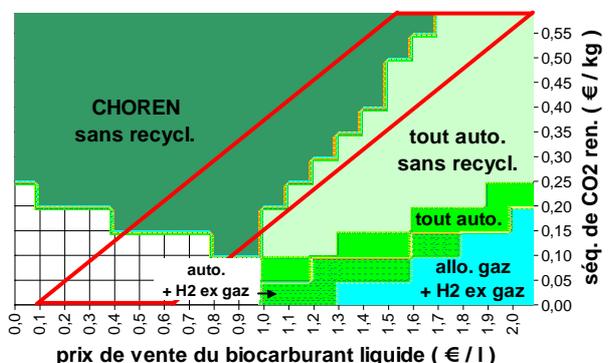
biomasse à 15 €/MWh
 électricité à 90 €/MWh, gaz à 15 €/MWh



biomasse à 45 €/MWh
 électricité à 90 €/MWh, gaz à 15 €/MWh



biomasse à 15 €/MWh
 électricité à 90 €/MWh, gaz à 60 €/MWh



biomasse à 45 €/MWh
 électricité à 90 €/MWh, gaz à 60 €/MWh

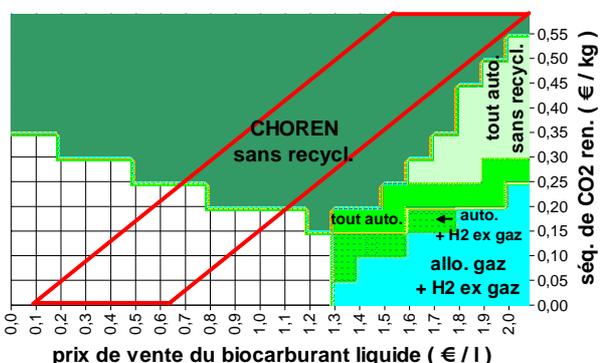


Figure 27 : Maximisation du ratio bénéfice actualisé / investissement selon la taxation des émissions de CO₂ fossile et la rémunération au même niveau du stockage de CO₂ renouvelable (2) : domaines de prix dans lesquels l'option technique associée réalise le maximum, en incluant ici les options où l'étape de gazéification se fait par torche à plasma (stockage du CO₂ à 40 €/tCO₂, capture et stockage du CO₂ à 65 €/tCO₂)

-3.3 Comparaison avec d'autres bio/agro-carburants

Pour situer le coût de production du biocarburant obtenu par les procédés de référence évalués précédemment, il est comparé ci-dessous (Tableau 9) à celui des mêmes bio/agro-carburants qu'au paragraphe 2.3.

Les fourchettes de coûts indiquées correspondent à des coûts des intrants de l'ordre des prix actuels (cf. §3.1).

Tableau 9 : Coûts de production comparés de différents bio/agro-carburants

bio/agro-carburant	coût de production par litre équivalent gazole (36 MJ) €/ litre		coût avec taxe CO ₂ de 100 €/tCO ₂ (puits à la roue) €/ litre	coût avec taxe CO ₂ de 250 €/tCO ₂ (puits à la roue) €/ litre	coût avec taxe CO ₂ de 500 €/tCO ₂ (puits à la roue) €/ litre
carburant fossile		0,1 - 0,7	0,4 - 1,0	0,8 - 1,4	1,5 - 2,1
procédés de référence : rendement masse bas		1,0 - 1,3 (naphta inclus)	1,0 - 1,3	1,0 - 1,3	1,1 - 1,4
procédés de référence : rendement masse moyen	1	1,0 - 1,1 (naphta inclus)	1,0* - 1,1*	1,1* - 1,2*	1,3* - 1,4*
	2	0,8 - 0,9 (naphta inclus)	1,0 - 1,1	1,2 - 1,3	1,6 - 1,7
procédés de référence : rendement masse élevé	1	0,9 - 1,0 (naphta inclus)	0,9* - 1,0*	1,0* - 1,1*	1,1* - 1,2*
	2	0,7 - 0,8 (naphta inclus)	0,9 - 1,0	1,2 - 1,3	1,7 - 1,8
biodiesel de colza (première génération)		0,5 - 0,6 [30]	0,6 - 0,8	0,7 - 1,2	0,8 - 1,8
bioéthanol de blé (première génération)		0,7 - 1,1 [30]	0,8 - 1,4	0,9 - 2,0	1,0 - 2,8
bioéthanol de betterave (première génération)			0,8 - 1,3	1,0 - 1,7	1,3 - 2,2
bioéthanol de canne à sucre (première génération)		~ 0,6 [30] (Brésil : dépendance au taux de change)	~ 0,6**	~ 0,7**	~ 0,8**
bioéthanol de lignocellulose (deuxième génération)		0,7 - 1,3 [36]	0,8 - 1,4	0,9 - 1,5	1,0 - 1,6

Pour les procédés de référence de rendement masse moyen ou élevé, on distingue pour une même gamme de rendement :

1 : les procédés dont le rendement masse est obtenu grâce à l'ajout d'énergie électrique principalement,

2 : les procédés dont le rendement masse est obtenu grâce à l'ajout de gaz naturel principalement.

(* hors CO₂ ex électricité, **hors CO₂ ex changement d'affectation du sol)

Les différents bio/agro-carburants considérés ont des coûts de production d'ordres de grandeur proches. Néanmoins, le biodiesel de colza et l'éthanol de canne à sucre se distinguent par leur meilleure compétitivité, à un niveau équivalent au prix des carburants fossiles pour un prix du baril de pétrole de l'ordre de 100 \$ (en négligeant l'impact d'une augmentation du pétrole sur le coût de production des bio/agro-carburants).

En ajoutant au coût de production de chaque carburant considéré une taxe sur le CO₂ émis du puits à la roue, les procédés de conversion thermochimique de la biomasse deviennent compétitifs à partir de ~ 250 €/tCO₂.

Généralement, l'incertitude sur les coûts s'accroît avec la taxe en raison des incertitudes des bilans CO₂ et les seuils de rentabilité par rapport aux carburants fossiles sont donc de moins en moins lisibles. Cependant, les procédés de conversion thermochimique de la biomasse présentent une incertitude moindre car l'analyse séparée des différentes options réduit à la fois l'amplitude de la fourchette des coûts au départ et l'incertitude sur leur bilan CO₂ du puits à la roue, cette incertitude étant par ailleurs relativement réduite du fait des modes de production de la biomasse lignocellulosique (cf. §2.2.1).

Pour la même raison, les émissions de CO₂ associées aux biocarburants de deuxième génération sont généralement concentrées sur le site de conversion de la biomasse, donc potentiellement stockables, contrairement aux émissions liées à la production de biomasse pour les agrocarburants de première génération. Le coût de production des biocarburants de deuxième génération pourrait donc être plafonné, taxe comprise, au niveau indiqué pour un prix du CO₂ relativement faible, correspondant au coût de la capture et du stockage.

Conclusions

Sont récapitulées ici les principales conclusions techniques de l'évaluation à l'échelle des procédés des biocarburants Fischer-Tropsch liquides :

- Le rendement masse varie de 1 à 3 selon l'option : de 16 à 53 % (18 à 59 % après correction du PCI).
- Le rendement énergétique secondaire est par contre plus régulier : il varie de 38 à 58 %, et seulement de 47 à 58 % si l'on exclut les systèmes sans recyclage des gaz de tête (la valorisation des gaz de tête par production d'électricité tire le rendement énergétique vers le bas, dès lors qu'on ne prend pas en compte la chaleur coproduite).
- Les amplitudes respectives du rendement masse et du rendement énergétique traduisent le fait que l'augmentation du rendement masse ne peut se faire qu'au prix de l'injection d'énergie en plus : l'injection d'électricité conduit à mobiliser des puissances électriques très significatives tandis que l'injection de gaz naturel augmente fortement les émissions de CO₂ fossile par kWh produit.

Ainsi, pour une ressource de 35 Mt de biomasse sèche (15 Mtep) affectée à cette famille de procédés, la quantité de carburant Fischer-Tropsch produite varie selon le système de 6 à 20 Mtep, (de 9 à 20 Mtep si l'on exclut les systèmes sans recyclage des gaz de tête) en mobilisant plus ou moins d'intrants additionnels. Par exemple, on peut obtenir :

6 Mtep de produits avec 15 Mtep de biomasse et 1 Mtep d'électricité (12 TWh),
ou 20 Mtep de produits avec 15 Mtep de biomasse, 1,2 Mtep d'électricité (14 TWh) et 17 Mtep de gaz,
ou 21 Mtep de produits avec 15 Mtep de biomasse, 22 Mtep d'électricité (255 TWh) et 2,5 Mtep de gaz.
(A titre de référence, la consommation de carburants liquides est aujourd'hui de ~ 50 Mtep en France, tandis que la biomasse énergie représente ~ 10 Mtep, la production électrique ~ 50 Mtep (580 TWh) et la consommation de gaz naturel ~ 40 Mtep.)

- La décentralisation de la préparation de la biomasse n'est pas pertinente sur le plan énergétique.
- L'apport d'allohydrogène augmente fortement le rendement masse et conduit à recycler les gaz de tête. Le recyclage des gaz de tête, même s'il n'est pas total, s'impose dans le contexte énergétique français.
- L'intérêt d'une étape de gazéification allothermique varie selon la technologie, mais il n'est pas évident.
- L'ordre de priorité des modes d'injection dans le procédé d'énergie autre que la biomasse est :
 1. apport d'allohydrogène au moment de la synthèse : ex électricité ou ex gaz naturel,
 2. reformage des gaz de tête issus de la synthèse : apport de chaleur à 800 °C,
 3. apport de gaz naturel dans le réacteur de gazéification,
 4. apport d'électricité dans le réacteur de gazéification.
- La torréfaction de la biomasse conduit à un meilleur rendement masse optimisé que la pyrolyse rapide.
- L'impact significatif du water gas shift induit par le refroidissement appelle des approfondissements.
- Les performances environnementales (émissions de CO₂ évitées et énergie produite par hectare par an) des biocarburants Fischer-Tropsch se détachent nettement de celles des autres bio/agro-carburants, pour les options de procédé à fort rendement masse obtenu par injection d'électricité décarbonée.
- Même si les rendements par hectare associés à la biomasse lignocellulosique forestière sont moins bons car la productivité y est plus faible (~ 3 t sèches /ha.an, contre 8 à 20 pour les taillis à courte rotation), la thermoconversion de biomasse lignocellulosique agricole, semi-agricole et forestière peut conduire à une production de biocarburants et à une économie d'émissions de CO₂ très significatives en mobilisant une part raisonnable des surfaces agricoles et forestières disponibles.

Sont récapitulées ici les principales conclusions économiques de l'évaluation à l'échelle des procédés des biocarburants Fischer-Tropsch liquides, pour une capacité de 100 t/h de biomasse sèche transformée :

- La production varie d'un facteur 1 à 3 selon les options, conformément aux rendements masse calculés. Le coût d'investissement varie dans le même temps d'un facteur 1 à 2. Le coût des intrants varie, aux prix actuels, d'un facteur 1 à environ 1,5, mais de manière irrégulière selon les options et notamment selon le type d'énergie injectée en complément de la biomasse. Au total, le coût de production actualisé par litre équivalent de gazole varie d'un facteur 1 à environ 1,5, soit d'un peu plus de 0,7 à un peu plus de 1,1 €/l équivalent de gazole pour les estimations basses, et d'un peu moins de 0,8 à un peu moins de 1,3 €/l équivalent de gazole pour les estimations hautes.
- Dans ce coût de production, le coût d'investissement pèse entre 20 et 33 % et il est très lourd en absolu : pour transformer 15 Mtep de biomasse par an, il s'élèverait de 25 à 50 G€ environ, selon l'option (de 30 à plus de 60 G€ pour les estimations hautes). Des économies d'échelle sont éventuellement envisageables : la multiplication de la capacité par 3 diminuerait le poids de l'investissement d'environ un quart, baissant le coût de production de 7 à 12 %.
- Le mélange de biocarburants produit devient compétitif par rapport à son équivalent pétrolier à partir d'un prix du baril de pétrole de l'ordre de 150 \$, ce seuil dépendant notamment du taux de change €/\$. Mais ce seuil pourrait s'élever significativement selon l'évolution du prix des différents intrants ou au contraire s'abaisser significativement selon la politique fiscale différenciée mise en œuvre (détaxation du biocarburant ou taxation supplémentaire des carburants fossiles).
- Les options allothermiques conduisent aux coûts les plus bas malgré le coût élevé de l'énergie injectée, et en particulier de l'électricité, grâce à la forte augmentation du rendement masse obtenue. L'option torréfaction + gazéification allothermique au gaz + addition d'allohydrogène ex gaz naturel présente à la fois le coût de production unitaire le plus bas et un rendement masse parmi les meilleurs. Mais il faut intégrer l'augmentation prévisible des énergies fossiles et leur probable pénalisation fiscale. Il est en fait délicat de dégager les meilleures options techniques du point de vue du coût de production, compte tenu des évolutions imaginables pour les prix des intrants et la taxation des émissions de CO₂, ainsi que des incertitudes techniques sur le stockage géologique du CO₂.
- Dans le cas où le stockage du CO₂ est indisponible, le biocarburant est solidement compétitif par rapport à son équivalent ex pétrole à partir d'une taxe sur le CO₂ de l'ordre de 250 €/tCO₂ (0,65 €/l), ce seuil s'élevant avec le prix des intrants. Les options techniques qui atteignent cette compétitivité et qui sont les plus rentables économiquement sont soit à gazéification autothermique, soit à gazéification allothermique à plasma. Mais l'incertitude sur l'évolution du prix des intrants conduit à écarter les options à plasma et à privilégier l'option la plus flexible, c'est-à-dire à gazéification autothermique et à bi-allohydrogène, (addition d'hydrogène ex électrolyse de l'eau ou ex reformage de gaz, selon les prix du marché).
- La disponibilité du stockage du CO₂ abaisse le niveau de taxe sur les émissions de CO₂ fossile nécessaire à la compétitivité des différentes options, en favorisant fortement l'option caractérisée par une torréfaction de la biomasse, une gazéification allothermique au gaz et un ajout d'hydrogène ex gaz, sauf dans les cas où le gaz naturel est très cher. Lorsque le gaz est très cher, les options à gazéification autothermique ou allothermique à plasma, sans ou avec allohydrogène, ex électricité ou ex gaz, sont plus intéressantes, selon les prix des intrants. Ces incertitudes favorisent de nouveau une option à gazéification autothermique et à bi-allohydrogène, dont la flexibilité permet une bonne adaptation aux fluctuations des marchés.
- Dans tous les cas, la compétitivité du biocarburant dépend d'une pénalisation des carburants fossiles : le renchérissement attendu du pétrole ne suffira probablement pas.

- Les modalités de la fiscalité du CO₂ ont un impact considérable sur les décisions microéconomiques. En particulier, si le stockage net de CO₂ est rémunéré, le marché de la biomasse est bouleversé. Une rémunération de 250 €/tCO₂ représente en effet ~ 90 €/MWh de biomasse (~ 0,36 tCO₂/MWh), soit le double du prix le plus élevé envisagé pour la biomasse lignocellulosique précédemment. Si cette somme est attribuée au producteur de biomasse, le prix de la biomasse est entraîné à la baisse, mais la production de biocarburant, dont la combustion libère à nouveau le CO₂ stocké par la biomasse, devient nettement moins intéressante puisque le CO₂ réémis doit alors logiquement être taxé. Si par contre la rémunération du stockage net de CO₂ est attribuée à l'utilisateur de la biomasse, le prix de la biomasse est cette fois entraîné à la hausse et devient prohibitif pour l'usage carburant. Cela revient en fait au cas précédent, à la différence que le producteur de biomasse est rémunéré indirectement pour le CO₂ qu'il a séquestré. Dans un tel contexte fiscal, si la conversion de la biomasse en carburant est néanmoins recherchée au titre de l'indépendance énergétique, ce service d'ordre stratégique doit donc être valorisé comme tel, par exemple en détaxant la réémission du CO₂ liée à la combustion de biocarburants.

Ainsi, les arbitrages microéconomiques relatifs aux bio/agro-carburants et, ultimement, relatifs à l'usage du sol, ne sont possibles qu'à la condition de la visibilité du niveau et des modalités de pénalisation du CO₂ à anticiper : ils découlent d'arbitrages politiques, rendus à une échelle qui dépasse le cadre microéconomique.

Dans le chapitre 3, on se place à l'échelle du système énergétique français.

Chapitre 3 :

Evaluation systémique à l'échelle de la France

A l'échelle du système énergétique français, l'évaluation des procédés de thermoconversion de la biomasse nécessite de les situer par rapport à la question plus générale de l'optimisation de l'usage de ressources limitées, en particulier de la biomasse : c'est une ressource possible pour de nombreux services, énergétiques ou non, mais elle ne peut pas satisfaire quantitativement tous ces usages et il s'agit donc d'arbitrer entre eux.

Or l'optimisation de l'usage de la biomasse lignocellulosique dans le système énergétique français futur dépend *a priori* de la configuration du système, les performances de la biomasse dans une affectation donnée ne pouvant s'apprécier que relativement à celles des énergies qu'elle substitue effectivement (cf. [Figure 28](#)).

Pour répondre à cette question, la méthode suivante est développée et mise en œuvre.

Plusieurs scénarios sont sélectionnés pour le système énergétique français (§1), d'aujourd'hui jusqu'à 2050, basés sur une même prospective économique, mais différenciés par les hypothèses économiques et techniques en matière de lutte contre les émissions de CO₂ et conduisant ainsi à des états possibles du système contrastés. (On appelle « état du système » un ensemble de valeurs des variables de description du système pour une année, on appelle « scénario » une succession temporelle d'états du système obtenue par une simulation économique et on appelle « état de base » un état du système extrait d'un scénario *i.e.* obtenu par simulation économique.)

Les différents états sont caractérisés par les services énergétiques rendus (chaleur, transport, électricité) et par les moyens mobilisés à cette fin (technologies et énergies primaires).

A partir d'un état de base donné, les différents usages possibles de la biomasse sont ensuite évalués un à un (§2) en construisant pour chaque usage une variante physique du système où la biomasse est réaffectée à cet usage et où les autres énergies et technologies mobilisées sont ajustées pour compenser ce déplacement de la biomasse de manière à garder physiquement inchangés les services énergétiques rendus aux consommateurs finals.

Les performances physiques des différentes variantes obtenues peuvent alors être comparées :

- comparaison des performances des différents usages pour un même état de base (*i.e.* pour un même scénario),
- comparaison des performances relatives d'un même usage pour les différents états de base (*i.e.* pour les différents scénarios).

Les critères d'évaluation retenus sont notamment les émissions globales de CO₂ et l'indépendance énergétique (cf. chapitre 1 et développements ci-après).

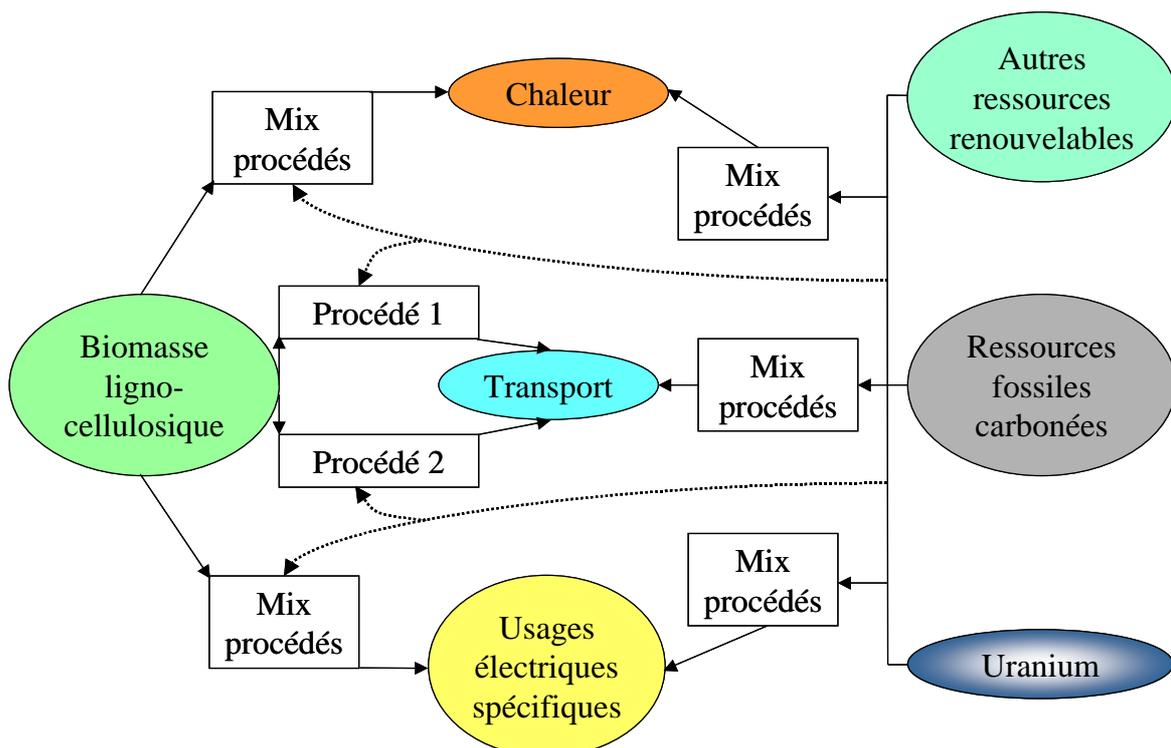


Figure 28 : Schéma de la problématique d'optimisation de l'usage de la biomasse

-1 Scénarios prospectifs pour le système énergétique français : des états contrastés

La simulation de plusieurs scénarios avec le modèle POLES (§1.1) aboutit à des états de base contrastés (§1.3). Pour pouvoir les travailler *i.e.* en construire des variantes physiques en modifiant l'affectation de la biomasse, on est amené à construire une représentation calculable d'un état sous forme de bilan matriciel (§1.2).

-1.1 Construction de scénarios prospectifs pour le système énergétique mondial : le modèle POLES

POLES (Prospective Outlook on Energy System) est un modèle de simulation du système énergétique mondial, développé par le Laboratoire d'Economie de la Production et de l'Intégration Internationale [24], qui permet de simuler le système énergétique mondial jusqu'à 2050 (cet horizon a récemment été porté à 2100).

C'est un modèle dynamique d'équilibre économique sectoriel, qui décrit le système énergétique mondial comme un ensemble de variables annuelles relatives aux consommations, productions, échanges et prix des énergies, depuis les énergies primaires jusqu'aux services énergétiques finals (chaleur, transport, électricité spécifique) en passant par la conversion des énergies primaires en d'autres vecteurs énergétiques (électricité, hydrogène).

Les différentes variables de consommation et de production d'énergie sont désagrégées géographiquement : le monde est découpé en ~ 50 mailles représentant un pays ou une région (Union Européenne maillée par pays). De plus, les variables de consommation d'énergie sont désagrégées en ~ 20 secteurs, par type de consommateur et par technologie de consommation finale (par exemple : industries, services, secteur résidentiel, transports, parmi lesquels sont distingués les véhicules lourds et les véhicules légers, ainsi que les technologies motrices). Quant aux variables de production d'énergie, elles sont désagrégées en ~ 40 technologies différentes (par exemple : gaz ex déchets, carburant ex biomasse, hydrogène ex gaz naturel, électricité ex gaz ou uranium).

Les valeurs des différentes variables pour les années passées sont enregistrées dans une base de données tenue à jour par la société ENERDATA [37], qui poursuit également le développement de POLES.

Pour décrire l'évolution future du système énergétique mondial, les valeurs futures des différentes variables sont calculées pour chaque année $n+1$ en fonction des valeurs observées ou calculées pour l'année n et en fonction des différents changements qui affectent le système l'année $n+1$ par rapport à l'année n :

- changements liés à des hypothèses exogènes sur l'évolution de la démographie dans chaque maille, ainsi que sur l'évolution de l'activité économique globale (produit intérieur brut) dans chaque maille,
- changements liés à l'évolution des réserves en énergies épuisables (notamment pétrole, gaz et charbon), compte tenu d'hypothèses sur l'évolution des découvertes et des techniques de récupération,
- changements liés à l'évolution des technologies de l'énergie *i.e.* progrès des technologies identifiées (compte tenu de l'inertie des systèmes énergétiques, les technologies potentiellement significatives pour les 40 prochaines années, c'est-à-dire jusqu'à l'horizon 2050, sont supposées être déjà identifiées) : le modèle incorpore des courbes d'apprentissage à 2 facteurs, « learning by searching » et « by doing », qui relie le coût d'une technologie par unité de production à l'effort de recherche et développement et à la capacité totale installée, permettant ainsi d'endogénéiser en partie le progrès technique.

Ces changements d'une année par rapport à la précédente transforment le système par propagation en chaînes, via l'ensemble des relations entre les différentes variables : il s'agit typiquement d'équations de conservation et d'équations de réponse variationnelle, caractérisées par des taux de réponse variationnelle, ou élasticités, dont les valeurs résultent d'observations passées (cf. [Figure 29](#)).

Ainsi, POLES modélise les interactions demande-offre entre les acteurs économiques des marchés énergétiques, en intégrant la concurrence entre les différentes technologies et l'évolution de leur compétitivité relative, mais également les stratégies de certains acteurs (par exemple : Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole), ou les arbitrages politiques (par exemple : choix de l'Allemagne de sortir du nucléaire).

Pour modéliser la lutte contre les changements climatiques par la réduction des émissions de gaz à effet de serre, POLES introduit une pénalisation économique des émissions de CO₂ associées aux différentes énergies. Cette taxe appliquée mondialement, en impactant le prix relatif des énergies, agit sur l'équilibre demande-offre et sur la compétitivité des différentes technologies, parmi lesquelles celles de capture et stockage de CO₂. A un profil temporel d'implantation progressive d'une taxe carbone mondiale, POLES fait ainsi correspondre un scénario pour le système énergétique mondial et le profil temporel des émissions de CO₂ associées, auxquelles sont ajoutées les émissions de gaz à effet de serre des autres activités émettrices (cimenteries...).

POLES permet alors de construire « à l'envers », par itérations successives, le profil temporel de taxe carbone dont l'implantation produit un profil temporel donné d'émissions de gaz à effet de serre, ou scénario d'émission. A chaque scénario d'émission correspond ainsi un scénario pour le système énergétique mondial.

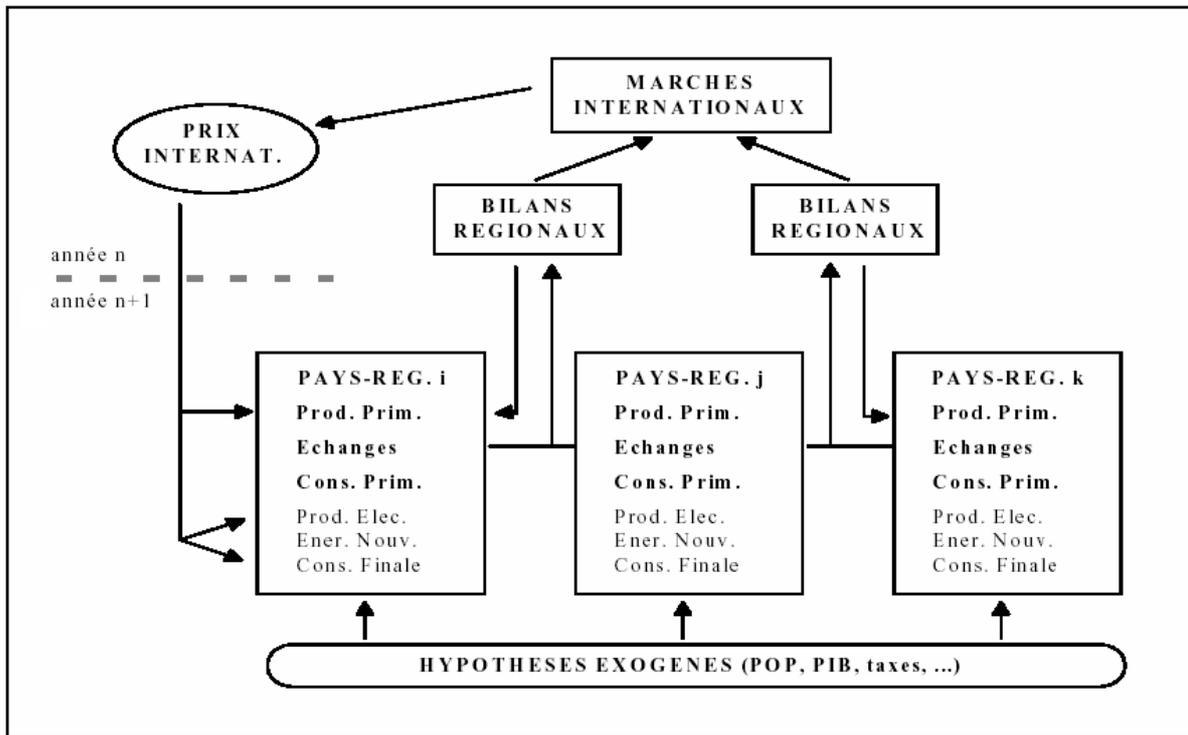


Figure 29 : Schéma de structure du modèle POLES
(source : [24])

-1.2 Représentation d'un état possible du système énergétique français à un horizon de temps fixé

A partir d'un scénario POLES pour le système énergétique mondial, déroulé d'aujourd'hui jusqu'à 2050, l'extraction des variables décrivant la maille France et des valeurs qu'elles prennent pour une année n donnée permet de construire une représentation de l'état du système énergétique français à cet horizon de temps, c'est-à-dire de l'état de base pour l'année n du scénario considéré.

L'objectif étant de construire des variantes physiques d'un état de base du système énergétique français en y testant différents usages de la biomasse lignocellulosique, et notamment l'usage carburant liquide via les options de procédé identifiées précédemment comme particulièrement prometteuses (cf. chapitre 2), on est conduit à construire une représentation physique du système énergétique français qui soit calculable.

Le principe de la démarche de calcul mise en œuvre est le suivant.

- On organise les variables physiques de POLES pour la France selon une matrice de bilan énergétique, soit une série de relations de conservation entre les entrées du système énergétique (énergies primaires) et les sorties du système (consommation finale de services énergétiques et d'énergies finales). Cette matrice est fonction du mix technologique mis en œuvre pour convertir les énergies primaires : le mix technologique d'un état de base résulte de la simulation économique du système par POLES, basée sur la concurrence entre les différentes technologies et l'évolution de leur compétitivité relative, tandis que le mix technologique d'une variante physique construite à partir d'un état de base donné est obtenu en modifiant le mix technologique de l'état de base par l'affectation forcée de la biomasse et par la mobilisation de technologies choisies pour compenser le déplacement de la biomasse.
- L'objectif étant d'évaluer les performances de différents usages de la biomasse à sorties constantes, on part des données POLES sur les sorties obtenues par simulation économique pour un état de base et on calcule les entrées correspondantes, en fonction du mix technologique mis en œuvre (le mix technologique de l'état de base obtenu par simulation ou ses variantes construites « à la main »). Les performances physiques d'un état de base ou d'une variante (émissions de CO₂, importations...) découlent directement des énergies primaires mobilisées (compte tenu du stockage éventuel du CO₂).

Ainsi, la représentation matricielle d'un état du système énergétique français est construite en 3 temps.

- Les services énergétiques de consommation finale (chaleur, usages électriques spécifiques, transport) sont reliés à leurs consommations d'énergies finales (chaleur solaire et chaleur de réseau, biomasse, charbon - lignite, fuel, mix gaz, mix carburants liquides, mix kérosène, mix hydrogène, mix électrique) ; seuls sont comptés les services énergétiques finals consommés à l'intérieur des frontières de la maille et les consommations d'énergies finales associées (consommations finales domestiques pour la France) (cf. [Figure 30](#)).
- Les énergies finales consommées sont distribuées entre leurs différentes technologies de production, après correction aux frontières, c'est-à-dire prise en compte du solde des importations - exportations ; la différence entre les consommations finales de ces énergies et les productions domestiques corrigées correspond aux consommations d'énergies finales par les technologies de production d'énergies finales (consommations intermédiaires) (par exemple : consommation électrique pour produire de l'hydrogène) (cf. [Figure 31](#) et [Figure 32](#)).

C'est à cette étape de distribution entre technologies que l'on peut s'écarter de l'état de base en imposant une autre affectation à la biomasse, ainsi que les modes de compensation de cet écart (par exemple : annulation de l'électricité produite ex biomasse pour affecter celle-ci aux biocarburants, et compensation de l'électricité manquante par l'augmentation de la production d'électricité nucléaire).

- Les consommations domestiques finales d'énergies sont reliées aux énergies primaires consommées par les technologies de production d'énergies finales pour assurer ces consommations finales, mais aussi pour assurer les consommations intermédiaires correspondantes.

A cette étape du bilan, les données relatives aux énergies primaires ne sont pas extraites de POLES mais calculées via la matrice des performances du parc de technologies de production d'énergies finales *i.e.* de l'ensemble de leurs consommations d'énergies primaires par unité d'énergie finale produite et de leurs consommations intermédiaires prises sur les différents mix d'énergies finales (cf. [Figure 33](#)) (pour simplifier, les consommations intermédiaires hors mix sont converties en énergies primaires).

Lorsqu'aucune modification de l'affectation de la biomasse n'est imposée par rapport à l'état de base, la comparaison entre les énergies primaires données par POLES et les énergies primaires calculées permet de vérifier la cohérence entre d'une part la modélisation des technologies dans POLES et d'autre part la matrice des performances des technologies de production d'énergies finales utilisée.

C'est dans cette matrice technique que de nouvelles options technologiques peuvent être introduites afin d'évaluer quantitativement l'impact de leur insertion dans le système énergétique global par le calcul du nouveau bilan entre énergies finales produites et énergies primaires consommées qui découle de leur insertion forcée (cf. §2).

On décrit à présent la méthode de calcul utilisée afin de déterminer les énergies primaires consommées pour produire les services énergétiques finals domestiques donnés par une simulation de POLES, en fonction du mix technologique mis en oeuvre.

On introduit les notations et relations suivantes (voir aussi [Figure 52](#)) :

- ${}^{10}_1C_F$ le vecteur des consommations domestiques finales des 10 énergies finales considérées (i.e. chaleur solaire et chaleur de réseau, biomasse, charbon-lignite et fuel, d'une part, et 5 mix d'autre part (gaz, carburants, kérosène, hydrogène et électricité) (cf. [Figure 31](#))) : il résulte du vecteur des services énergétiques finals,
- ${}^n_{10}M$ la matrice des parts de marché des n technologies de production d'énergies finales considérées dans le marché domestique de chacune des 10 énergies finales considérées : elle résulte de la matrice des productions d'énergies finales par technologie (cf. [Figure 32](#)) en intégrant les importations nettes positives comme un type particulier de mode de production puis en calculant la part de marché de chaque technologie pour l'énergie finale qu'elle produit,
- n_1C_T le vecteur des consommations domestiques d'énergies finales par technologie : on a ${}^n_1C_T = {}^n_{10}M \cdot {}^{10}_1C_F$,
- n_1P_T le vecteur des productions d'énergies finales par technologie : il couvre toutes les consommations finales, plus les consommations intermédiaires des 5 mix (une technologie est en effet représentée par ses consommations unitaires d'énergies primaires et des 5 mix considérés (cf. [Figure 33](#))) d'où ${}^n_1P_T = {}^n_n\Lambda \cdot {}^n_1C_T$ avec ${}^n_n\Lambda$ matrice diagonale définie par $(1, \dots, 1, \lambda_1, \dots, \lambda_1, \dots, \lambda_5, \dots, \lambda_5)$ avec autant de λ_i qu'il y a de technologies dans le mix i, les λ_i étant des inconnues à déterminer,
- ${}^{12}_1E_P$ le vecteur des consommations des 12 énergies primaires considérées (cf. [Figure 34](#)) : on a ${}^{12}_1E_P = {}^{12}_nT_P \cdot {}^n_1P_T$ avec ${}^{12}_nT_P$ la transposée de la matrice des performances des technologies en termes de consommations unitaires d'énergies primaires (cf. [Figure 33](#)),
- 5_1X le vecteur des productions totales des 5 mix : on a ${}^5_1X = {}^5_n\Sigma \cdot {}^n_1P_T$ avec ${}^5_n\Sigma$ la matrice $\begin{bmatrix} 0 & \dots & 0 & 1 & \dots & 1 & 0 & \dots & 0 \\ \dots & & & & & & & & \\ 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 & 1 & \dots & 1 \end{bmatrix}$ avec autant de 1 à la ligne i qu'il y a de technologies dans le mix i.

Comme les productions totales des 5 mix couvrent leurs consommations finales et intermédiaires, on a ${}^5_1X = {}^5_n\Sigma \cdot {}^n_1C_T + {}^5_nT_X \cdot {}^n_1P_T$ avec 5_nT_X la transposée de la matrice des performances des technologies en termes de consommations unitaires de mix (cf. [Figure 33](#)).

Il vient donc ${}^5_1X = {}^5_n\Sigma \cdot {}^n_1P_T = {}^5_n\Sigma \cdot {}^n_n\Lambda \cdot {}^n_1C_T = {}^5_n\Sigma \cdot {}^n_n\Lambda \cdot {}^n_1C_T + {}^5_nT_X \cdot {}^n_n\Lambda \cdot {}^n_1C_T$

qui se développe comme un système linéaire de 5 équations à 5 inconnues λ_1 à λ_5 ,

dont la résolution permet de calculer ${}^n_1P_T = {}^n_n\Lambda \cdot {}^n_1C_T$ puis ${}^{12}_1E_P = {}^{12}_nT_P \cdot {}^n_1P_T$ (cf. [Figure 34](#)).

La représentation d'un état du système énergétique est complétée par le calcul de ses émissions de CO₂ fossile à partir des énergies primaires consommées, sur la base d'un facteur d'émission en tCO₂/tep (cf. [Figure 34](#)) : ~ 4,0 pour le charbon et le lignite, ~ 3,1 pour le pétrole et ~ 2,4 pour le gaz naturel.

services énergétiques produits	chaleur basse / moyenne température	chaleur haute température	électricité spécifique	transport routier personnes	transport routier marchandises	transport ferroviaire	transport aérien	autres transports	total énergies finales consommées (ktep)
unité	ktep	ktep	ktep	G v.km	G t.km	G t.km	G p.km	ktep	
total services produits	43 575	20 063	26 414	408	225	46	81	312	
énergies finales consommées (ktep)	50 717	20 645	26 414	30 735	13 529	1 282	7 450	312	151 084
dont chaleur	39								39
dont biomasse	7 972	1 688							9 659
dont charbon	350	5 843							6 193
dont fuel	12 835	4 002							16 837
dont mix carburants				30 735	13 529	215		312	44 791
dont mix kérosène							7 450		7 450
dont mix gaz	20 404	9 113							29 517
dont mix hydrogène									0
dont mix électricité	9 119		26 414			1 067			36 599

Figure 30 : Matrice bilan pour la France en 2007 des services énergétiques de consommation finale et des énergies finales consommées directement pour leur production (consommations finales domestiques) :
pour chaque famille de services énergétiques (chaleur, électricité spécifique, mobilité des personnes (personne.km ou véhicule.km) et des marchandises (t.km)), différentes technologies de production du service, non détaillées ici, sont proposées au choix du consommateur final (par exemple : type de véhicule), dont chacune fonctionne grâce à une ou plusieurs énergies finales *i.e.* utilisées directement par le consommateur final ; les consommations d'énergies finales par les technologies de production d'énergies finales (consommations intermédiaires) n'apparaissent pas ici.

	énergies finales consommées	énergies finales produites	solde simplifié importations - exportations	consommations intermédiaires
énergies finales (ktep)	151 084	65 397	114 656	28 969
dont chaleur	39	39	0	0
dont biomasse	9 659	14 806	0	5 146
dont charbon	6 193	0	11 744	5 551
dont fuel	16 837	0	23 640	6 803
dont mix carburants	44 791	1 446	43 345	0
dont mix kérosène	7 450	0	7 450	0
dont mix gaz	29 517	0	35 091	5 574
dont mix hydrogène	0	0	0	0
dont mix électricité	36 599	49 106	-6 614	5 894

Figure 31 : Consommations totales d'énergies finales en France en 2007 pour la production de services énergétiques de consommation finale et énergies finales produites en France en 2007 (consommations finales domestiques et productions domestiques) :
la différence entre consommations finales domestiques et productions domestiques provient d'une part du solde importations - exportations et d'autre part des consommations d'énergies finales par les technologies de production d'énergies finales (consommations intermédiaires) ;
le charbon, le fuel, les carburants liquides et le kérosène ex pétrole, ainsi que le gaz naturel, sont considérés comme des importations
i.e. les opérations de transformation des énergies primaires importées en énergies finales distribuées (notamment le raffinage) ne sont pas explicitées.

production domestique d'énergies finales	ktep	production domestique d'énergies finales	ktep
mix gaz 0		mix électrique 49 103	
gaz naturel	0	ex charbon (thermique conventionnel)	2 102
gaz de synthèse ex fossiles	0	ex charbon (thermique conventionnel) + CCS	0
gaz de synthèse ex biomasse	0	ex charbon (gazéification + cycle combiné)	0
biogaz ex déchets	0	ex charbon (gazéification + cycle combiné) + CCS	0
mix carburants 1 446		ex charbon (supercritique)	0
carburants fossiles	0	ex charbon (supercritique) + CCS	0
carburants de synthèse ex fossiles	0	ex lignite (thermique conventionnel)	0
biodiesel 1 ^o génération	1 384	ex lignite (thermique conventionnel) + CCS	0
biodiesel 2 ^o génération	0	ex pétrole (thermique conventionnel)	680
bioéthanol 1 ^o génération	0	ex pétrole (thermique conventionnel) + CCS	0
bioéthanol 2 ^o génération	62	ex pétrole (turbine à gaz à cycle combiné)	95
mix kérosène 0		ex pétrole (turbine à gaz à cycle combiné) + CCS	0
kérosène ex fossile	0	ex gaz (thermique conventionnel)	606
kérosène de synthèse ex fossiles	0	ex gaz (thermique conventionnel) + CCS	0
biokérosène 2 ^o génération	0	ex gaz (turbine)	758
mix hydrogène 0,076		ex gaz (turbine) + CCS	0
ex reformage de gaz naturel	0,042	ex gaz (turbine à cycle combiné)	108
ex reformage de gaz naturel + CCS	0,000	ex gaz (turbine à cycle combiné) + CCS	0
ex reformage de gaz naturel (solaire)	0,007	ex nucléaire 2 ^o -3 ^o génération	37 817
ex oxydation partielle de pétrole	0,017	ex nucléaire 4 ^o génération	0
ex gazéification de charbon	0,009	ex hydraulique	4 350
ex gazéification de charbon + CCS	0,000	ex petit hydraulique	851
ex gazéification de biomasse	0,000	ex éolien terrestre	333
ex gazéification de biomasse + CCS	0,000	ex éolien offshore	0
ex pyrolyse de biomasse	0,000	ex solaire thermique	0
ex thermolyse haute température d'eau (solaire)	0,000	ex géothermie	0
ex thermolyse haute température d'eau (nucléaire)	0,000	ex biomasse (thermique conventionnel)	458
ex électrolyse de l'eau (nucléaire)	0,000	ex biomasse (thermique conventionnel) + CCS	0
ex électrolyse de l'eau (éolien)	0,000	ex biomasse (turbine à gaz à cycle combiné)	0
ex électrolyse de l'eau (mix électrique)	0,000	ex biomasse (turbine à gaz à cycle combiné) + CCS	0
		ex solaire photovoltaïque	1
		ex gaz (cogénération)	943
		ex pile à combustible gaz (stationnaire)	0
		ex pile à combustible hydrogène (stationnaire)	0

Figure 32 : Matrice bilan pour la France en 2007 des productions d'énergies finales par technologie (productions domestiques) :
on ne représente ici que les énergies finales issues d'un mix technologique ;
le gaz naturel, les carburants liquides et le kérosène ex pétrole sont considérés comme des importations
i.e. **les opérations de transformation domestiques ne sont pas comptées comme production domestique ;**
les technologies dont les émissions de CO₂ sont capturées et stockées incluent la mention + CCS.

technologies de production d'énergies finales	énergie primaire : type	énergie primaire : quantité (J/J)	mix gaz (J/J)	mix carburants (J/J)	mix kérosène (J/J)	mix hydrogène (J/J)	mix électrique (J/J)
chaleur solaire	solaire	1,00					
chaleur réseau ex biomasse	biomasse	1,20					
chaleur réseau ex déchets	déchets	1,20					
chaleur réseau ex autres	-	-	1,20				
biomasse	biomasse	1,02		0,005			
charbon	charbon	1,05					
fuel	pétrole	1,09					
mix gaz							
gaz naturel	gaz naturel	1,13					
gaz de synthèse ex fossiles	charbon	1,31					0,025
gaz de synthèse ex biomasse	biomasse	1,31					0,025
biogaz ex déchets	déchets	1,67					0,10
mix carburants							
carburants fossiles	pétrole	1,16					
carburants de synthèse ex fossiles	charbon	3,43			-0,39		-0,46
biodiesel 1° génération	sol (ha/tep)	1,02	0,35	0,12			0,03
biodiesel 2° génération	biomasse				selon procédé		
bioéthanol 1° génération	sol (ha/tep)	0,58	0,58	0,09			0,13
bioéthanol 2° génération	biomasse	3,08		0,04			-0,08
mix kérosène							
kérosène ex fossile	pétrole	1,16					
kérosène de synthèse ex fossiles	charbon	8,82			-2,57		-1,17
biokérosène 2° génération	biomasse				selon procédé		
mix hydrogène							
ex reformage de gaz naturel	gaz naturel	1,51					0,10
ex reformage de gaz naturel + CCS	gaz naturel	1,57					0,10
ex reformage de gaz naturel (solaire)	solaire	0,60	0,90				0,10
ex oxydation partielle de pétrole	pétrole	1,50					0,07
ex gazéification de charbon	charbon	2,11					0,07
ex gazéification de charbon + CCS	charbon	2,47					0,07
ex gazéification de biomasse	biomasse	1,53					0,15
ex gazéification de biomasse + CCS	biomasse	1,53					0,15
ex pyrolyse de biomasse	biomasse	1,53					0,15
ex thermolyse haute température d'eau (solaire)	solaire	2,22					0,10
ex thermolyse haute température d'eau (nucléaire)	uranium (kg/tep)	0,21					0,10
ex électrolyse de l'eau (nucléaire)	uranium (kg/tep)	0,43					0,10
ex électrolyse de l'eau (éolien)	éolien	1,50					0,10
ex électrolyse de l'eau (mix électrique)	-	-					1,57

Figure 33 : Matrice des performances du parc de technologies de production d'énergies finales en termes de consommations unitaires d'énergies primaires et en termes de consommations unitaires prises sur les mix d'énergie finale (cette page et la suivante)

(source des données : [12],
sauf pour les données en italique : estimations physiques ou analogies avec des technologies proches (en particulier, par défaut, les coûts énergétiques de la capture et du stockage du CO₂ sont négligés)) :

les consommations unitaires d'énergies primaires « gratuites » correspondent à un choix formel *i.e.* le rendement énergétique de la technologie de production d'énergie finale n'est pas explicité ;
les performances des procédés de production de biodiesel et biokérosène de deuxième génération ne sont pas détaillées ici (cf. chapitre 2) ;
les consommations négatives correspondent à des coproductions techniquement nécessaires (la production de carburants liquides de synthèse implique la production d'une part de kérosène).

performances énergétiques moyennes des technologies de production d'énergies finales	énergie primaire : type	énergie primaire : quantité (J/J)	mix gaz (J/J)	mix carburants (J/J)	mix kérosène (J/J)	mix hydrogène (J/J)	mix électrique (J/J)
mix électrique							
ex charbon (thermique conventionnel)	charbon	2,50					
ex charbon (thermique conventionnel) + CCS	charbon	2,50					
ex charbon (gazéification + cycle combiné)	charbon	2,44					
ex charbon (gazéification + cycle combiné) + CCS	charbon	2,94					
ex charbon (supercritique)	charbon	2,33					
ex charbon (supercritique) + CCS	charbon	2,33					
ex lignite (thermique conventionnel)	lignite	2,63					
ex lignite (thermique conventionnel) + CCS	lignite	2,63					
ex pétrole (thermique conventionnel)	pétrole	2,66					
ex pétrole (thermique conventionnel) + CCS	pétrole	2,66					
ex pétrole (turbine à gaz à cycle combiné)	pétrole	2,66					
ex pétrole (turbine à gaz à cycle combiné) + CCS	pétrole	2,66					
ex gaz (thermique conventionnel)	gaz naturel	4,07					
ex gaz (thermique conventionnel) + CCS	gaz naturel	4,07					
ex gaz (turbine)	gaz naturel	3,39					
ex gaz (turbine) + CCS	gaz naturel	3,39					
ex gaz (turbine à cycle combiné)	gaz naturel	2,15					
ex gaz (turbine à cycle combiné) + CCS	gaz naturel	2,40					
ex nucléaire 2 ^e -3 ^e génération	uranium (kg/tep)	0,29					
ex nucléaire 4 ^e génération	uranium (kg/tep)	0,006					
ex hydraulique	hydraulique	1,00					
ex petit hydraulique	hydraulique	1,00					
ex éolien terrestre	éolien	1,00					
ex éolien offshore	éolien	1,00					
ex solaire thermique	solaire	3,00					
ex géothermie	géothermie	3,00					
ex biomasse (thermique conventionnel)	biomasse	3,23					
ex biomasse (thermique conventionnel) + CCS	biomasse	3,23					
ex biomasse (turbine à gaz à cycle combiné)	biomasse	3,06					
ex biomasse (turbine à gaz à cycle combiné) + CCS	biomasse	3,06					
ex solaire photovoltaïque	lumière	1,00					
ex gaz (cogénération)	gaz naturel	2,63					
ex pile à combustible gaz (stationnaire)	-	-	2,40				
ex pile à combustible hydrogène (stationnaire)	-	-				1,63	

(Suite de la page précédente)

Rappel :

les consommations unitaires d'énergies primaires « gratuites » correspondent à un choix formel *i.e.* le rendement énergétique de la technologie de production d'énergie finale n'est pas explicité.

énergies primaires	consommations (ktep ou unité spécifique)	émissions de CO ₂ fossile (kt)
géothermie	0	
solaire : lumière	1	
solaire : chaleur	40	
éolien	300	
hydraulique	4 500	
déchets	0	
biomasse : agricole (10 ³ ha)	1 400	
biomasse : lignocellulosique	11 500	
charbon - lignite	11 000	44 000
pétrole	79 000	243 000
gaz	40 000	96 000
uranium (t)	9 500	

Figure 34 : Consommations totales d'énergies primaires calculées pour la France en 2007 pour la consommation finale domestique de services énergétiques et émissions de CO₂ fossile associées :
les consommations énergétiques sont calculées depuis la source primaire jusqu'au service final en incluant les consommations intermédiaires ;
les émissions de CO₂ associées sont calculées sur la base d'un facteur d'émission en tCO₂/tep : ~ 4,0 pour le charbon, ~ 3,1 pour le pétrole et ~ 2,4 pour le gaz naturel ;
elles incluent donc les émissions associées à l'extraction de l'énergie primaire, même importée.

-1.3 Sélection de scénarios mondiaux contrastés et caractérisation d'états de base correspondants pour le système énergétique français

Afin de tester la sensibilité des performances des différents usages possibles de la biomasse lignocellulosique à la configuration du système énergétique dans lequel elle s'insère, 4 scénarios contrastés sont sélectionnés :

1. le scénario POLES de référence (dit « business as usual ») : pas de taxe sur le CO₂,
2. le scénario POLES très fortement contraint sur les émissions de gaz à effet de serre par une taxe CO₂ ajustée pour obtenir une stabilisation de la concentration atmosphérique en CO₂ à 400 ppm en 2100,
3. le scénario POLES contraint de façon à stabiliser de même la concentration de CO₂ à 400 ppm en 2100, mais en faisant l'hypothèse que le stockage du CO₂ n'est pas techniquement disponible,
4. le scénario POLES caractérisé de même par la stabilisation du CO₂ atmosphérique à 400 ppm en 2100 et l'indisponibilité du stockage du CO₂, mais en forçant la diffusion du véhicule tout électrique.

Le choix pour les scénarios 2 à 4 d'une contrainte carbone très forte correspond à la recherche de contrastes (la valeur objectif de 400 ppm de CO₂ atmosphérique ne repose pas sur la modélisation climatique la plus fine).

A ces 4 scénarios correspondent les profils des émissions globales de CO₂ représentés ci-dessous (Figure 35). Les profils d'émission de CO₂ des scénarios 2 à 4 sont approximativement identiques, mais cela recouvre des profils de production de CO₂ différents entre d'une part le scénario 2 et d'autre part les scénarios 3 et 4, où l'indisponibilité du stockage du CO₂ contraint plus fortement la production de CO₂ (cf. Figure 36).

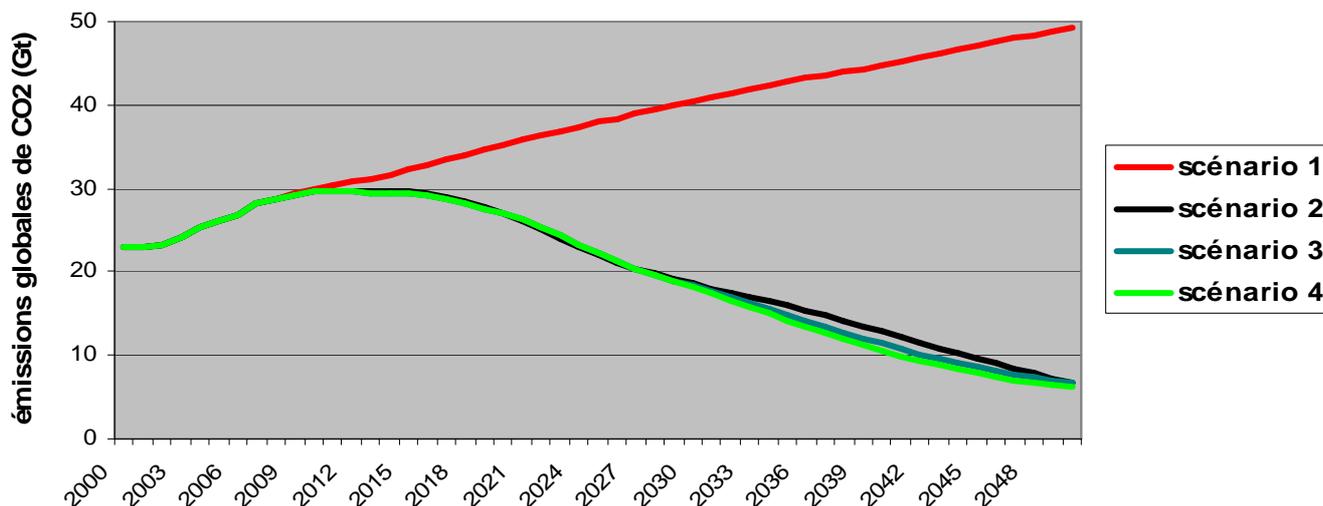


Figure 35 : Profil des émissions globales de CO₂ pour les 4 scénarios

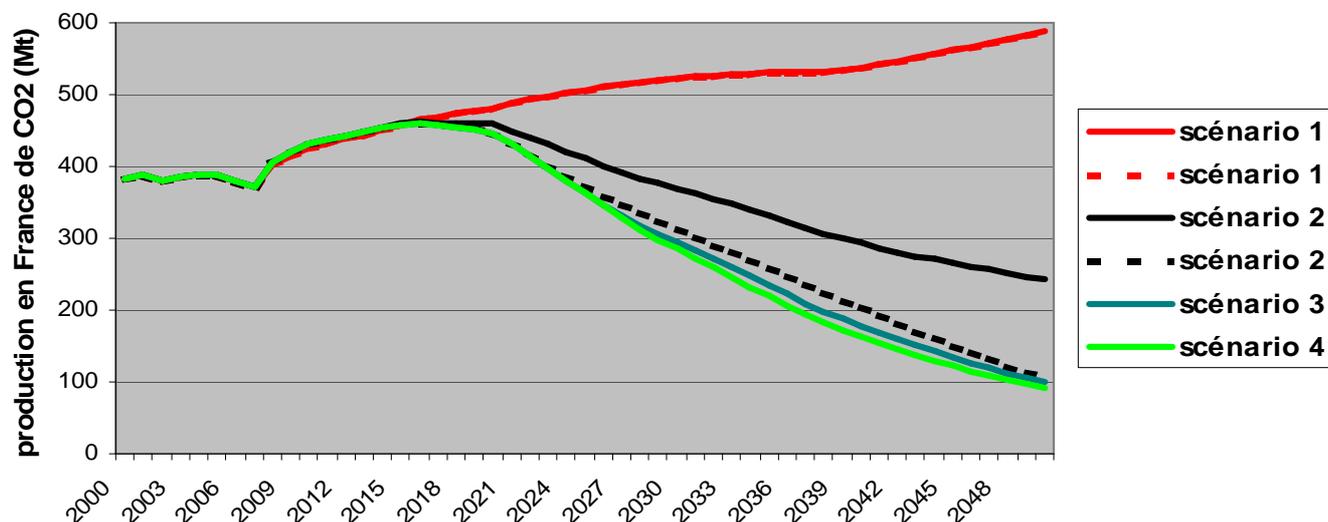


Figure 36 : Profil de production française de CO₂ pour les 4 scénarios : les émissions de CO₂ figurent en pointillés pour les scénarios où le stockage est disponible.

Les profils d'émission / production de CO₂ pour les 4 scénarios sont obtenus en imposant les profils de taxe CO₂ représentés ci-dessous (Figure 37).

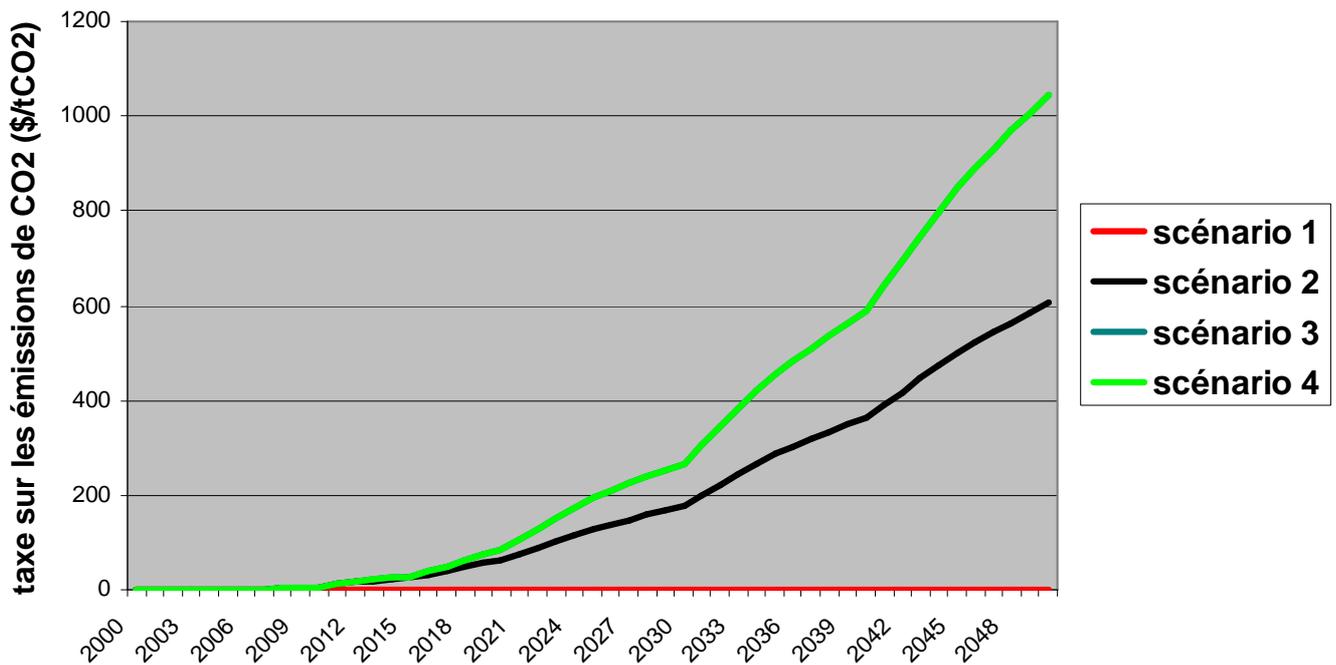


Figure 37 : Profil de taxe mondiale sur les émissions de CO₂ pour les 4 scénarios : les profils des scénarios 3 et 4 sont confondus.

Ces profils de taxe CO₂ conduisent aux profils de prix des énergies fossiles hors taxe CO₂ représentés ci-dessous (Figure 38).

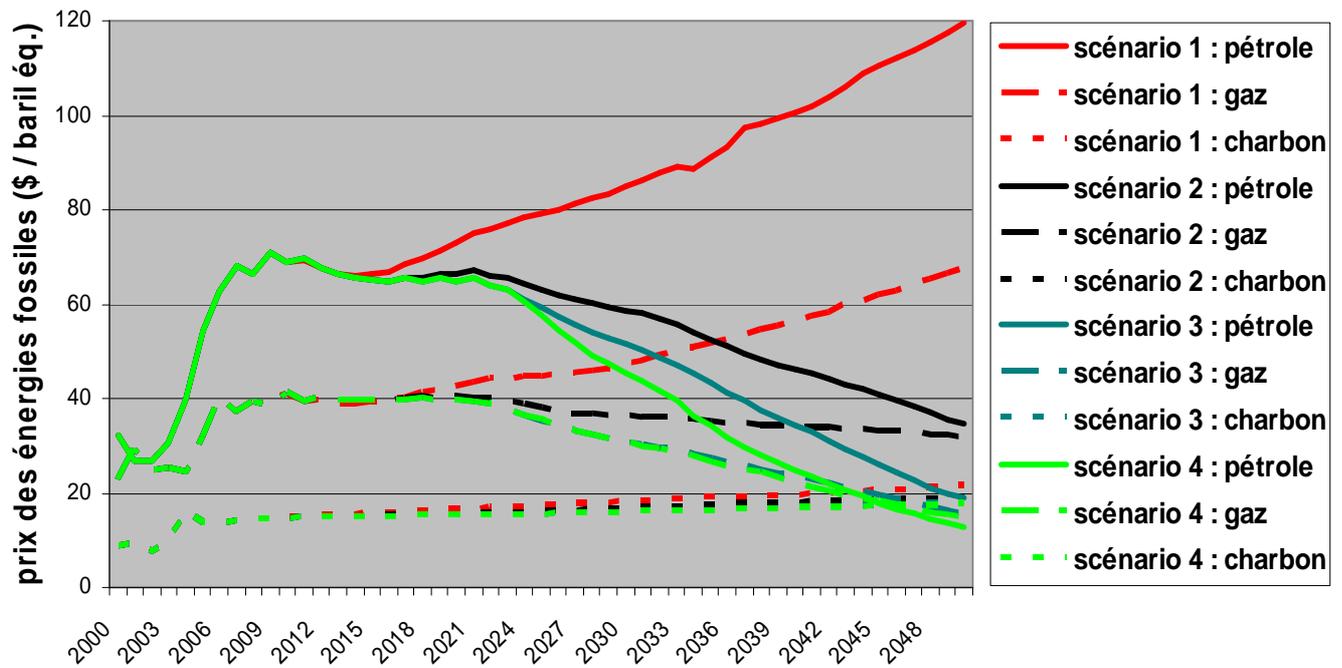


Figure 38 : Profil du prix mondial hors taxe CO₂ des énergies fossiles pour les 4 scénarios : les profils des scénarios 3 et 4 sont confondus.

Les profils de prix hors taxe CO₂ sur le marché français de la biomasse, de l'électricité et du gaz naturel, c'est-à-dire des énergies qui entrent dans les procédés de thermoconversion de la biomasse en carburant liquide, sont représentés ci-dessous (Figure 39).

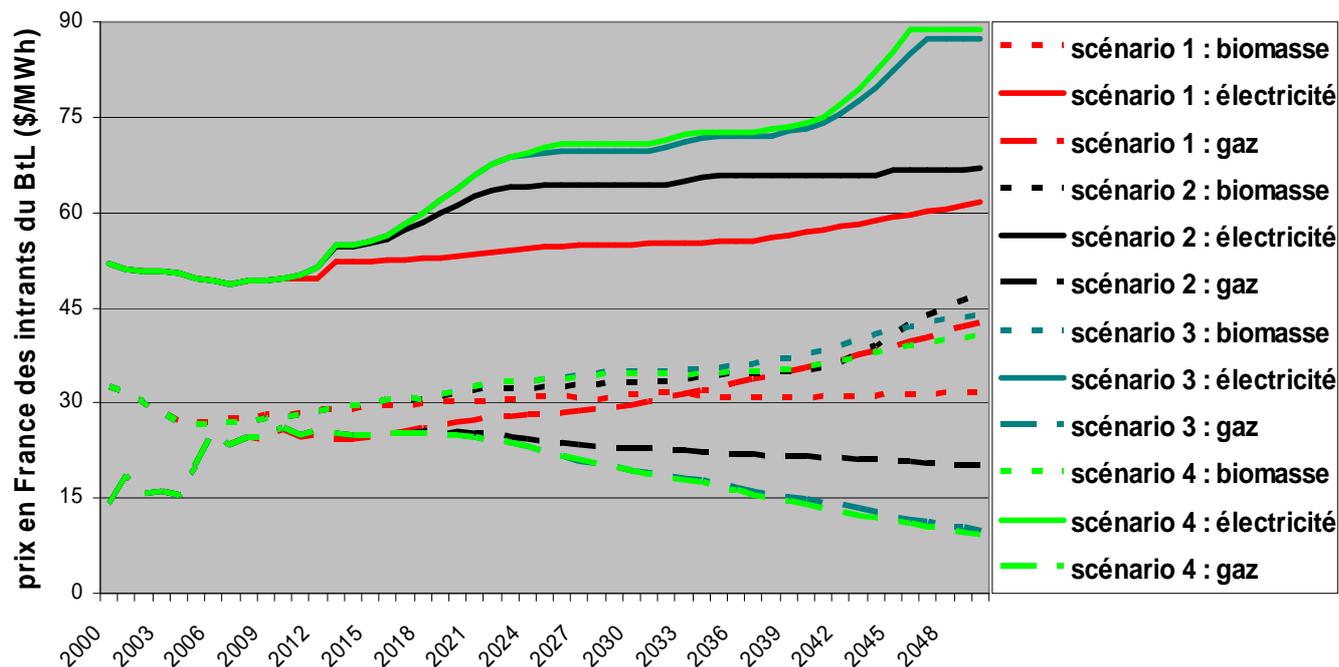


Figure 39 : Profil pour les 4 scénarios du prix français hors taxe CO₂ des énergies entrant dans les procédés de thermoconversion de la biomasse en carburant

S'agissant de la biomasse injectée dans le système énergétique français, les profils des quantités consommées sont représentés ci-dessous (Figure 40). On note que tous les scénarios sollicitent très fortement la biomasse, à la fois en doublant la production domestique et en faisant appel à des importations massives.

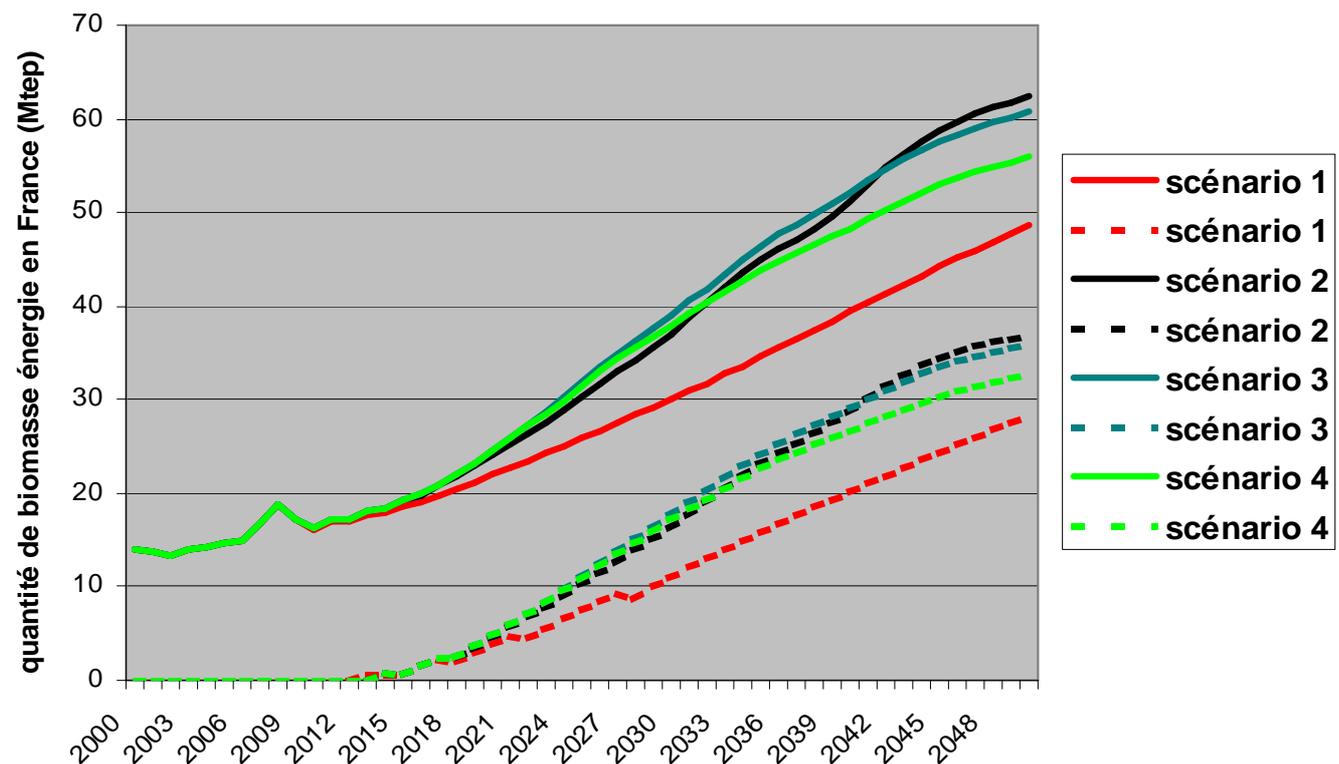


Figure 40 : Profil pour les 4 scénarios de la quantité de biomasse énergie en France, dont importations en pointillés

On considère à présent les horizons de temps 2007, 2030 et 2050 du scénario 1 et 2050 pour les scénarios 2 à 4, et l'état du système énergétique français est caractérisé à chaque fois en termes de services énergétiques rendus et de moyens mobilisés à cette fin (énergies finales, technologies et énergies primaires correspondantes) :

- consommation finale de service chaleur, distribution par énergies finales (cf. [Figure 41](#)),
- consommation finale de services électriques spécifiques (tous usages sauf chaleur et transport) (cf. [Figure 42](#)),
- consommation électrique totale (cf. [Figure 43](#)),
- production électrique par technologie (cf. [Figure 44](#)),
- capacité électrique par technologie (cf. [Figure 45](#)) : la comparaison entre production et capacité montre quelles sont les technologies de production en base et quelles sont celles de pointe ou intermittentes,
- consommation finale de transport en véhicule particulier, distribution par types de véhicule (cf. [Figure 46](#)),
- consommation finale de transport collectif de personnes, distribution par moyens de transport (cf. [Figure 47](#)),
- consommation finale de transport de marchandises, distribution par moyens de transport (cf. [Figure 48](#)),
- consommation d'énergies finales pour les transports (cf. [Figure 49](#)),
- consommation totale d'énergies primaires et d'uranium naturel (cf. [Figure 50](#)),
- affectation de la biomasse énergie primaire (cf. [Figure 51](#)).

La comparaison des caractéristiques des états possibles considérés pour le système énergétique français fait clairement ressortir l'impact des contraintes fiscales et techniques imposées ou non dans chaque scénario.

Il apparaît que, dans le modèle POLES, ces contraintes ne se traduisent pas en baisse de services consommés (sauf pour le service chauffage, mais dans ce cas le véritable service concerne en fait la température obtenue, laquelle dépend significativement de l'isolation des bâtiments dans les secteurs résidentiel et tertiaire, de sorte que la baisse de consommation de service chaleur correspond en fait à une meilleure isolation).

Par contre, le modèle POLES fait porter les contraintes sur les moyens mobilisés pour produire les services : croissance des énergies primaires renouvelables, progrès des technologies de production des énergies finales et progrès très marqué des technologies de transformation des énergies finales en services énergétiques.

Il apparaît également que la disponibilité ou l'indisponibilité technique du stockage du CO₂ modifie significativement la configuration du système électrique (cf. caractéristiques pour les scénarios 2 et 3).

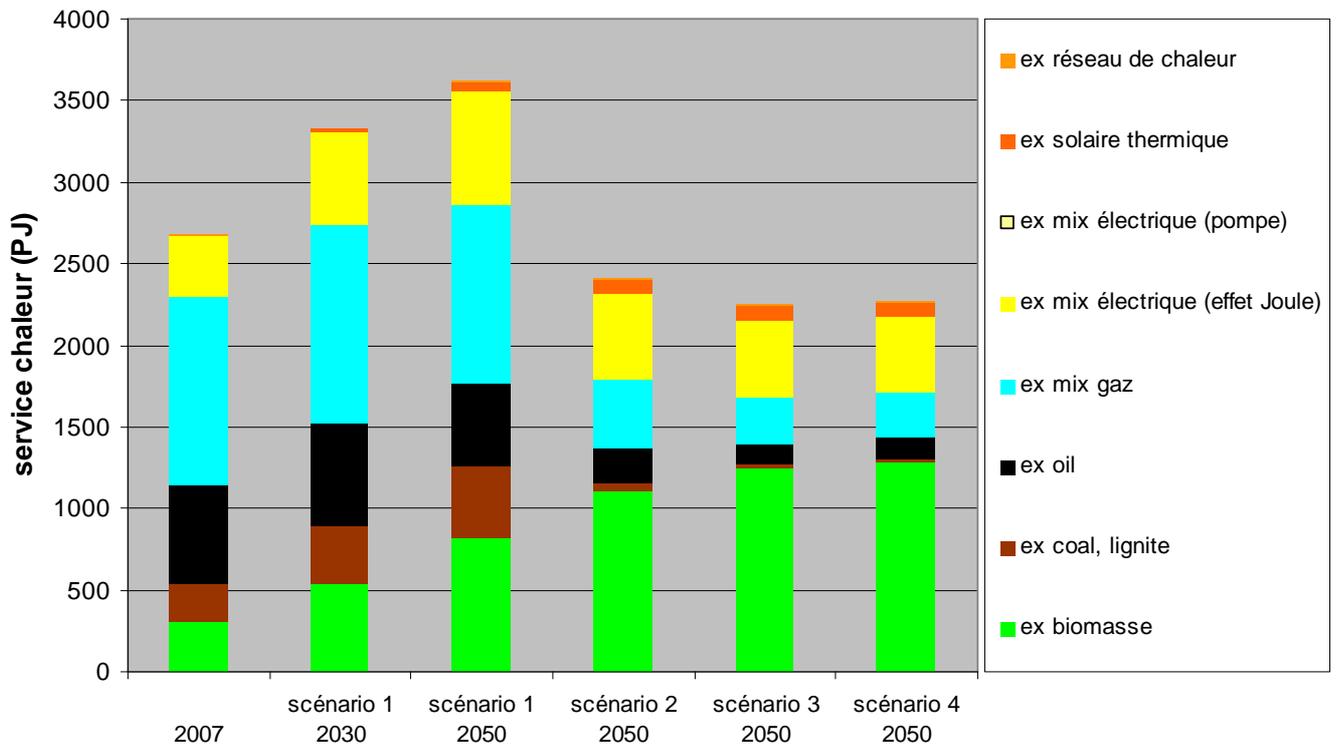


Figure 41 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation finale de service chaleur et distribution par énergies finales

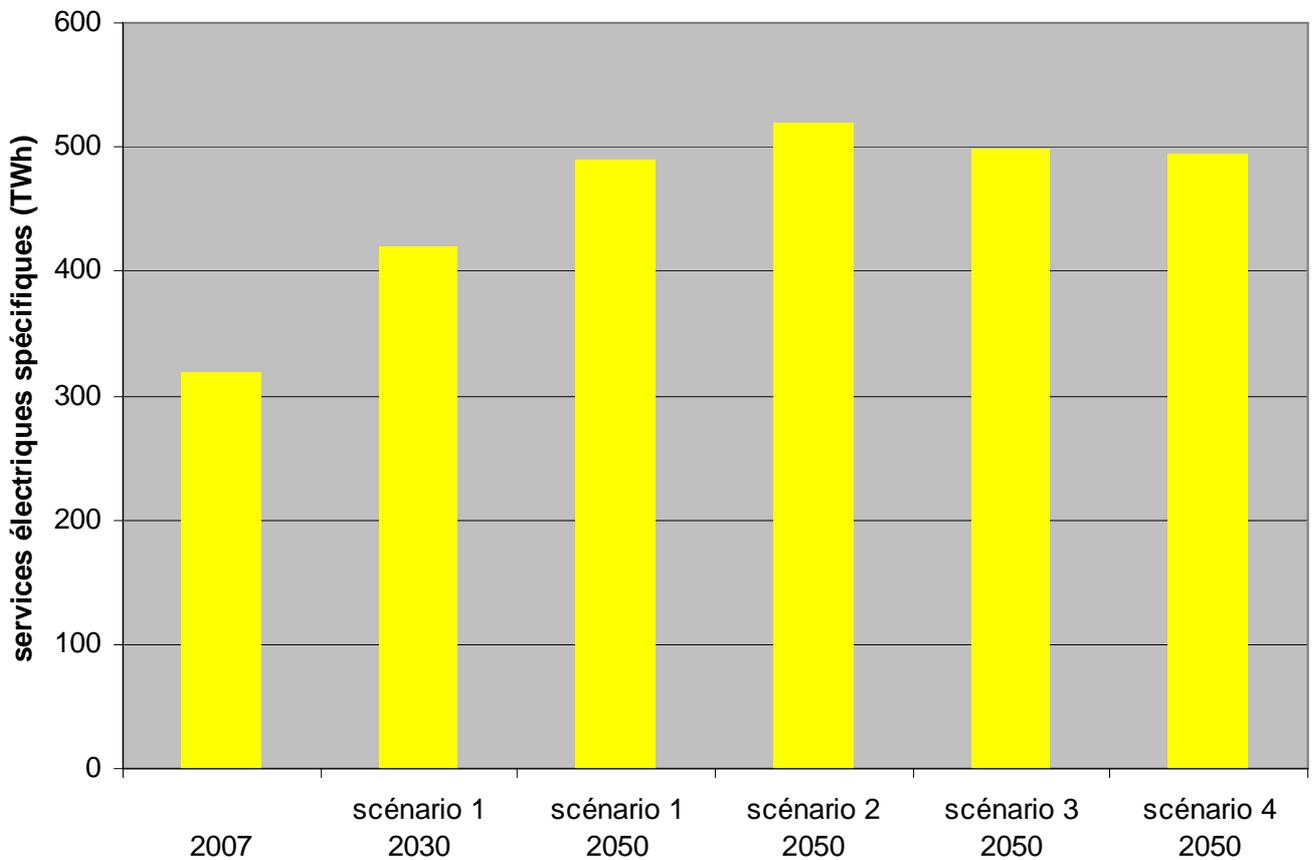


Figure 42 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation finale de services électriques spécifiques (tous usages hors chaleur et transport)

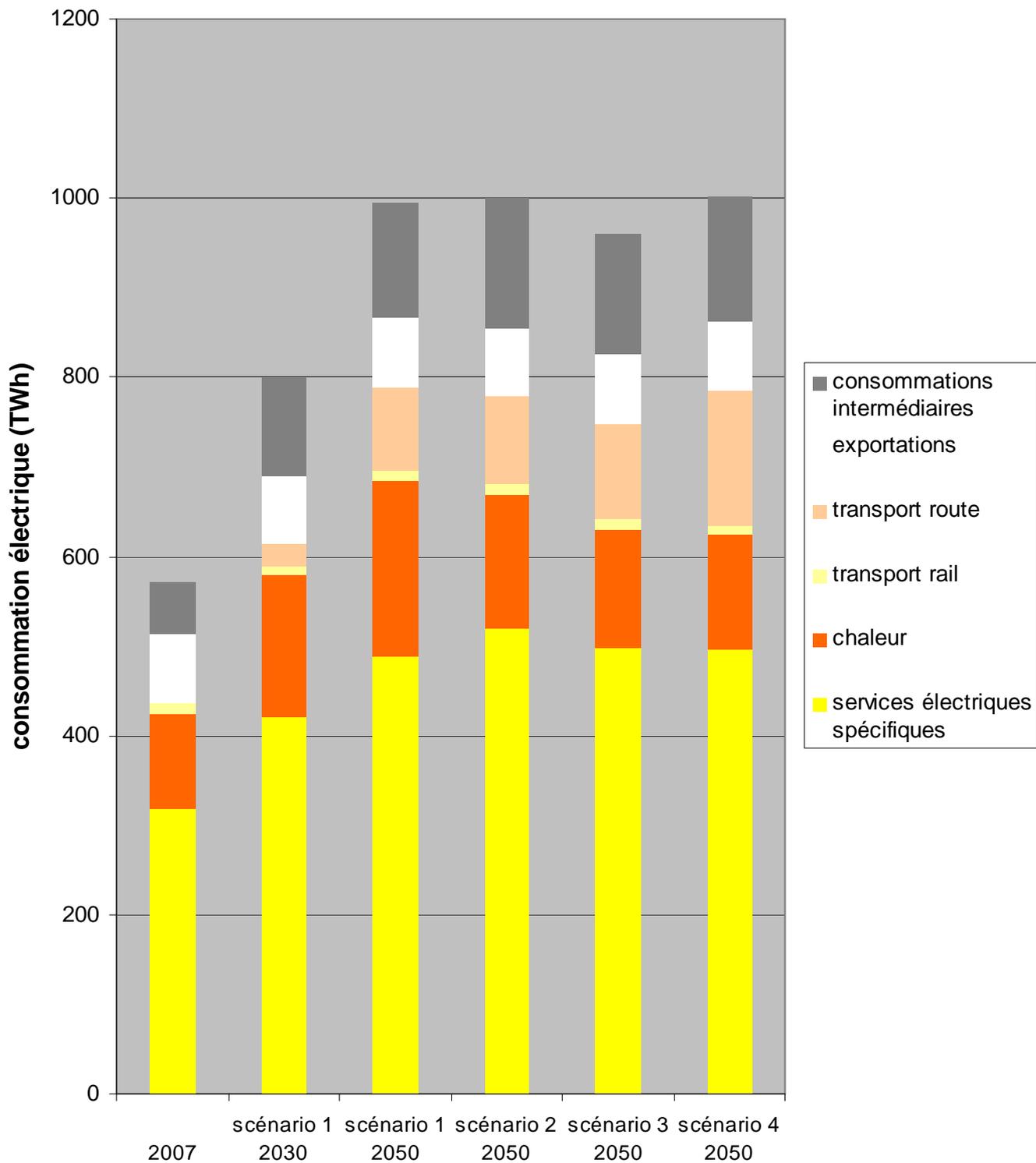


Figure 43 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation électrique totale

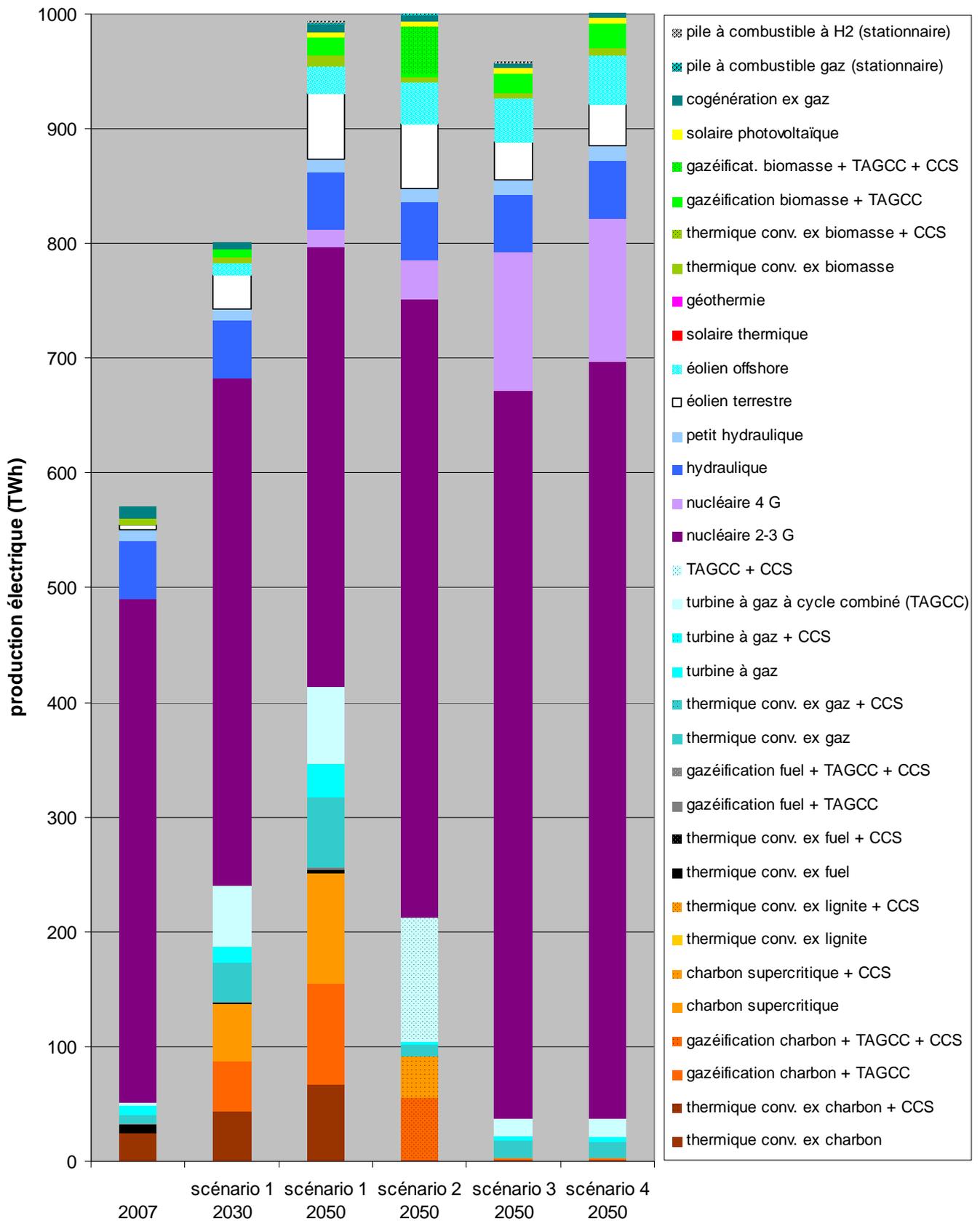


Figure 44 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : production électrique par technologie : la production d'électricité solaire photovoltaïque semble sous-estimée par POLES.

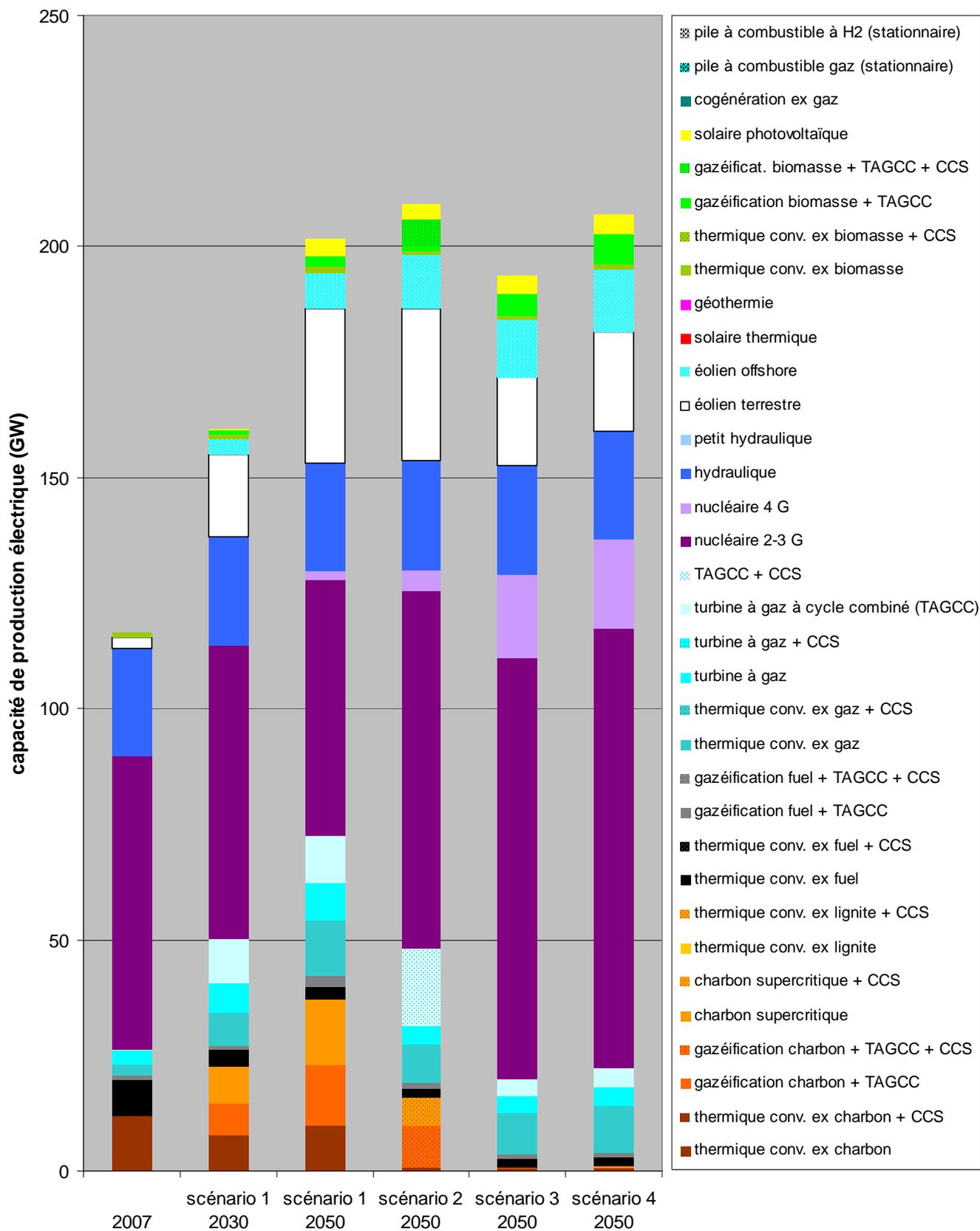


Figure 45 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : capacité de production électrique par technologie : la capacité de production d'électricité solaire photovoltaïque semble sous-estimée par POLES.

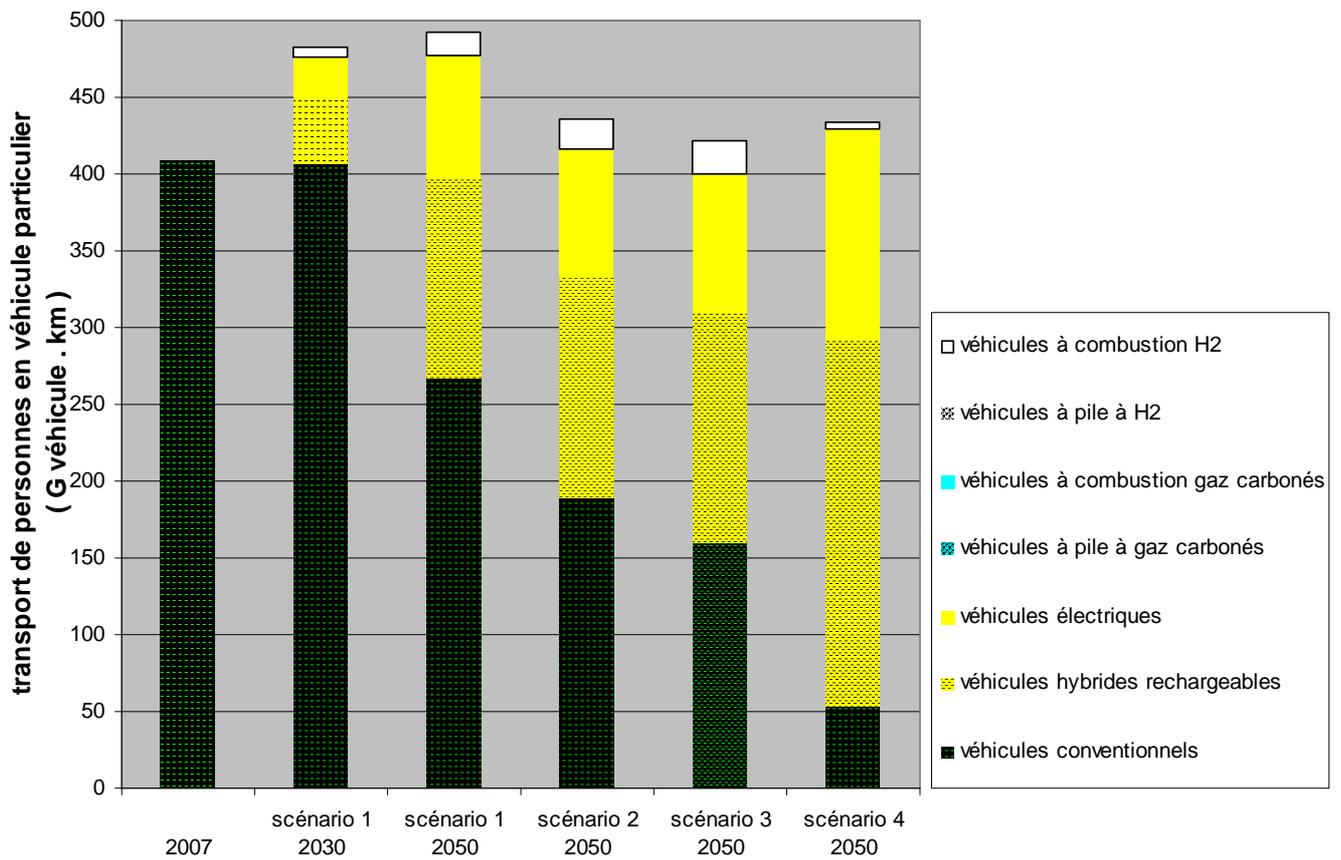


Figure 46 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation finale de transport en véhicule particulier et distribution par types de véhicule

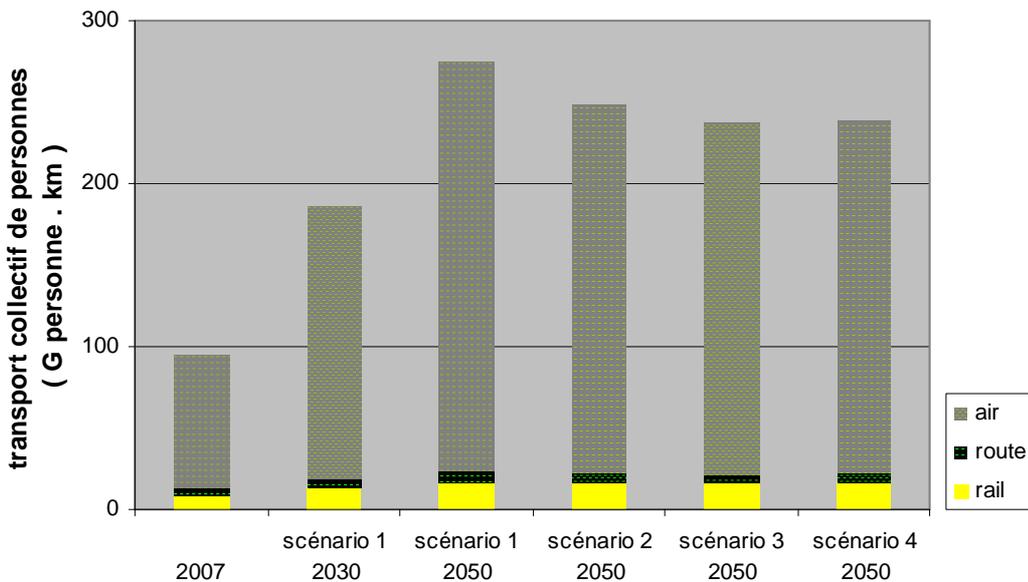


Figure 47 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation finale de transport collectif de personnes et distribution par moyens de transport

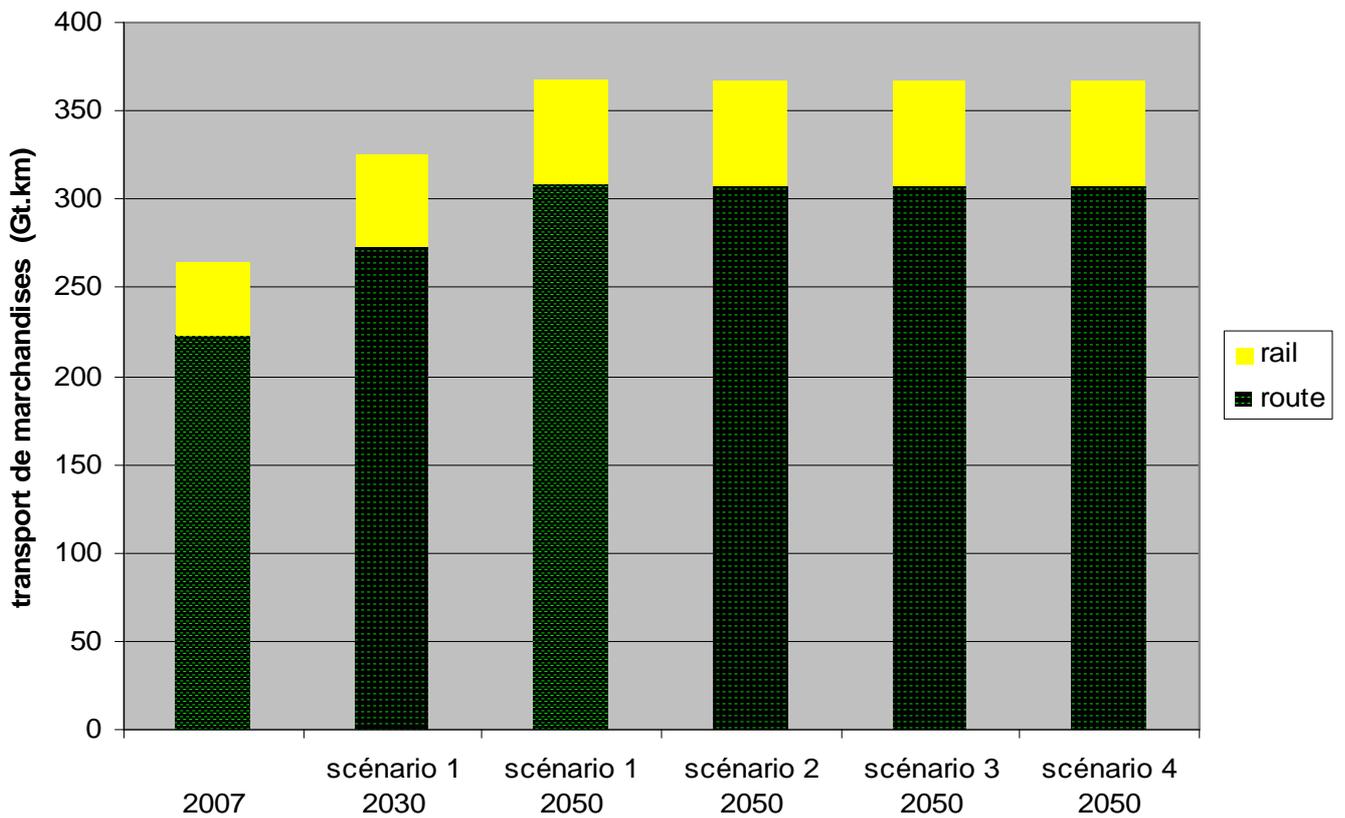


Figure 48 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation finale de transport de marchandises et distribution par moyens de transport

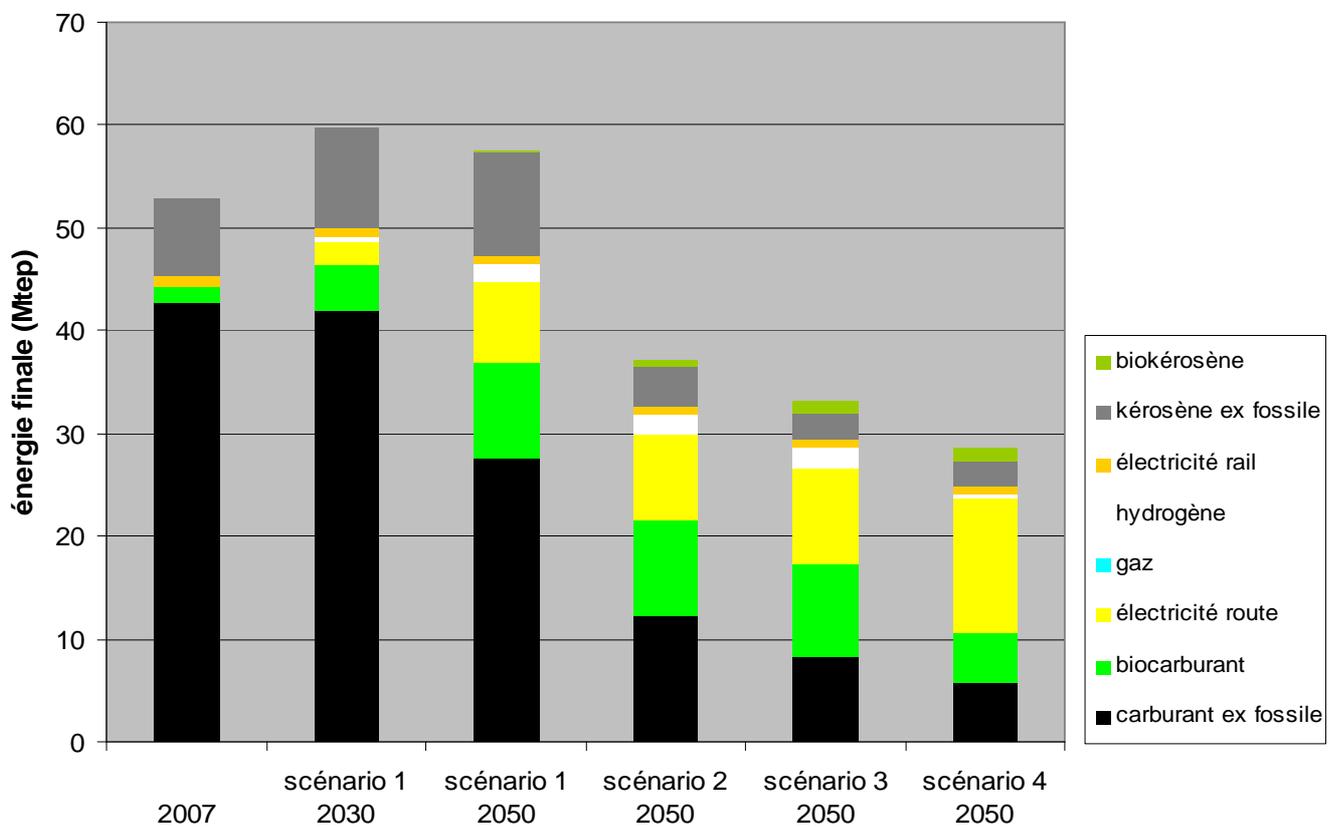


Figure 49 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation d'énergies finales pour les transports

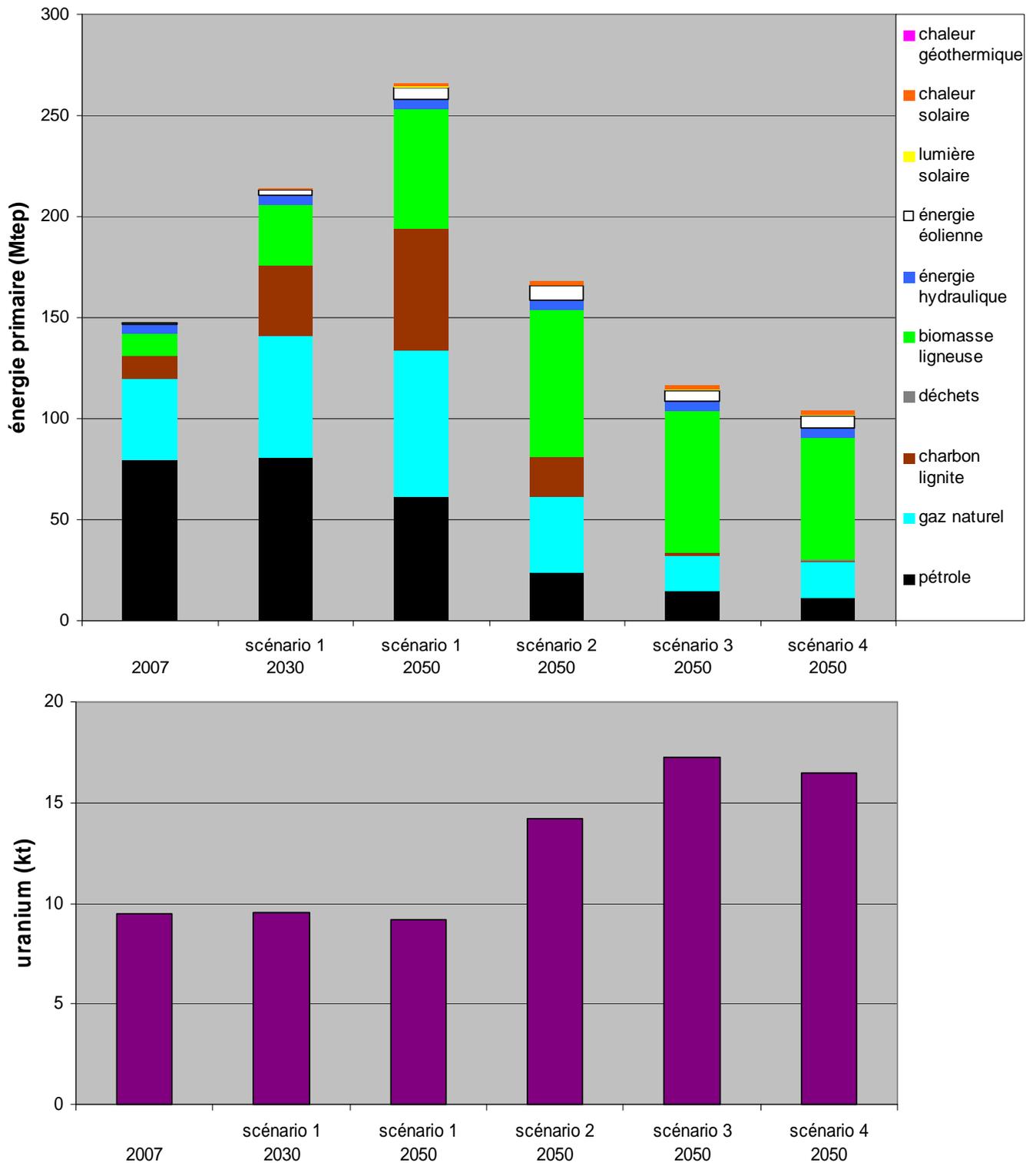


Figure 50 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : consommation totale d'énergies primaires et d'uranium naturel (10 kt d'uranium ~ 100 Mtep de chaleur pour les centrales 2 - 3 G)

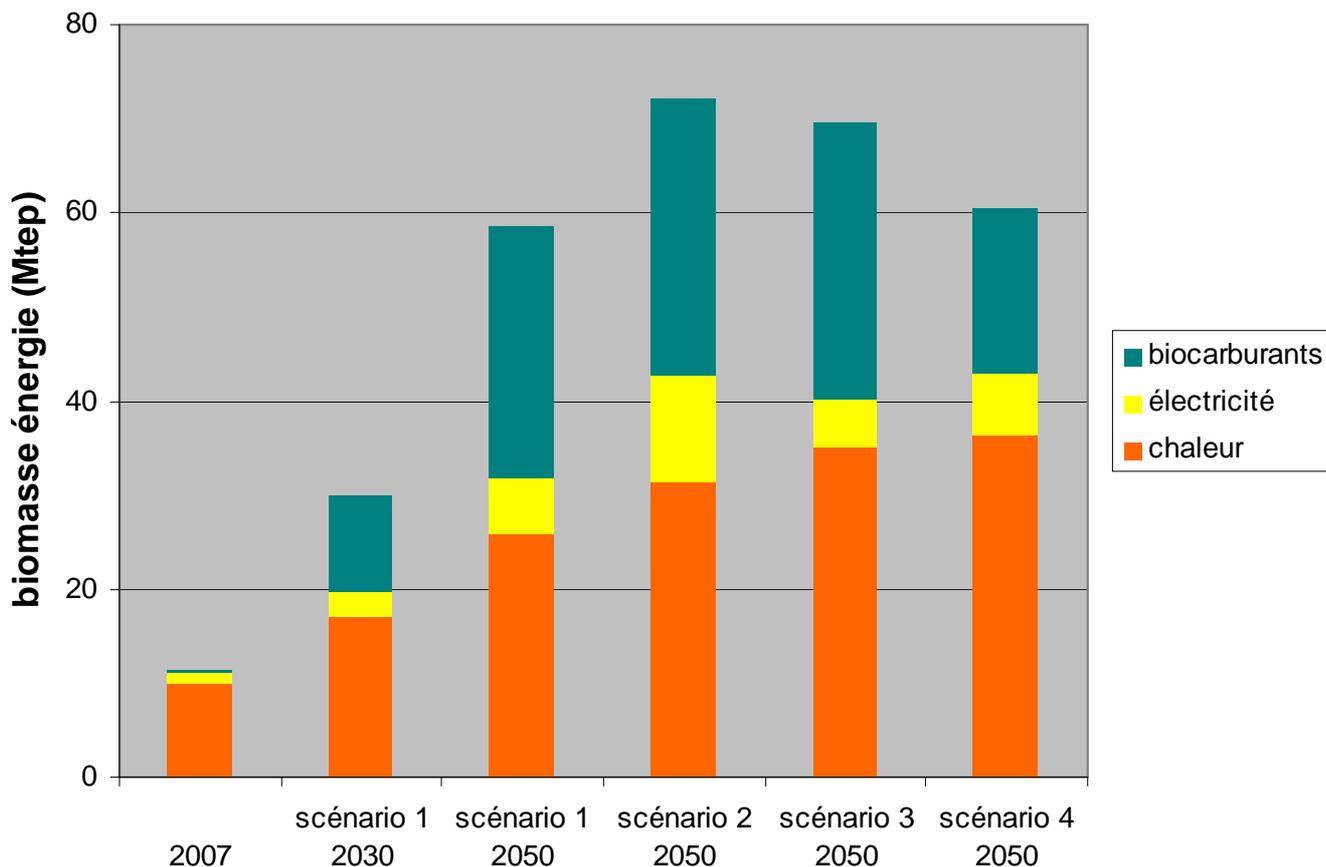


Figure 51 : Caractérisation d'états possibles du système énergétique français : affectation de la biomasse énergie primaire

Le poids de la biomasse dans tous les scénarios considérés pour le système énergétique français est déterminant, y compris dans le scénario de référence, c'est-à-dire non contraint du point de vue des émissions de CO₂. La limitation de la ressource en biomasse rend donc incontournable la recherche de son affectation optimale.

-2 Impact de l'usage de la biomasse lignocellulosique dans les différents scénarios : construction et analyse de variantes pour le système énergétique français

Pour évaluer l'impact de l'usage de la ressource en biomasse lignocellulosique et rechercher des optima, plusieurs variantes physiques sont construites, pour chacun des 5 états de base sélectionnés précédemment, en imposant une réaffectation de la biomasse, assortie d'un ajustement des autres énergies et technologies, de manière à ce que les services énergétiques finals consommés restent les mêmes que dans l'état de base : les performances physiques des variantes obtenues peuvent alors être comparées.

Par variante, toute la biomasse de l'état de base est affectée à une technologie de production d'énergie finale, mais dans la limite de la saturation de la demande domestique de cette énergie finale (celle de l'état de base) (sauf pour la chaleur de réseau et la « biomasse finale » *i.e.* dédiée au chauffage et à la chaleur industrielle). Ainsi, on ne procède à aucune substitution entre les technologies de production d'un même service énergétique (sauf pour les services énergétiques que constituent le chauffage et la production de chaleur industrielle) car on considère que les parts de marché entre ces technologies sont un résultat économique du scénario traité, qui est supposé n'être que peu perturbé par la réaffectation de la biomasse dans le système énergétique.

Cette hypothèse constitue une limite à la méthode utilisée de modification physique d'un scénario économique et elle pèse d'autant plus sur les résultats que les quantités de biomasse énergie déplacées sont importantes. D'ailleurs, pour des quantités relativement faibles de biomasse, la saturation de la demande d'une énergie finale par une technologie donnée de production de cette énergie finale à partir de biomasse primaire ne se réalise pas (à l'exception toutefois de la demande en hydrogène qui reste faible dans tous les scénarios traités).

Si les quantités de biomasse en jeu sont telles que la saturation de la demande d'une énergie finale se réalise, l'excédent de biomasse primaire est affecté à la production de biomasse finale, donc à la chaleur *in situ*. Si les quantités de biomasse affectées au chauffage et à la production de chaleur industrielle sont telles qu'elles satureront la demande de ces services énergétiques, la biomasse en excès est affectée à l'usage matériau.

La construction de variantes extrêmes quant à l'affectation de la biomasse, malgré ses limites méthodologiques, vise à obtenir un bon contraste entre les variantes pour mieux analyser l'impact de l'affectation de la biomasse. L'optimisation de celle-ci n'est pas recherchée dans ce cadre.

-2.1 Méthode de construction d'une variante à partir d'un état de base du système

Pour un état de base donné, des variantes simples sont construites (§2.1.1), puis d'autres plus élaborées (§2.1.2).

- Dans les variantes simples, on se limite à une réaffectation de la biomasse à un usage énergétique et à une compensation du déplacement de la biomasse par d'autres énergies et technologies,
- Dans les variantes élaborées, la biomasse est réaffectée aux biocarburants de deuxième génération et, en plus de compenser le déplacement de la biomasse par d'autres énergies et technologies, on utilise la flexibilité des procédés de biocarburants de deuxième génération à « bi-allohydrogène » *i.e.* utilisant alternativement de l'hydrogène issu de l'électrolyse de l'eau et du reformage de gaz naturel pour optimiser le système électrique en jouant sur la taille du parc électronucléaire.

Ainsi, on introduit une capacité nucléaire supplémentaire telle que la puissance électrique disponible en période à la fois de consommation électrique creuse et de production électrique intermittente élevée puisse être absorbée pour produire de l'hydrogène par électrolyse à hauteur des besoins, en flux tendu, de toutes les installations de production de biocarburants de deuxième génération à bi-allohydrogène.

Cette capacité nucléaire supplémentaire est utilisée pour produire de l'hydrogène pour les biocarburants et pour suivre la demande en électricité hors biocarburants en effaçant progressivement l'électrolyse.

Les installations de production de biocarburants restent stables en compensant l'hydrogène manquant par de l'hydrogène produit par reformage de gaz naturel, dont les émissions de CO₂ fossiles associées sont ~ 2 à 3 fois moins importantes que celles qu'auraient produites les centrales électriques thermiques usuellement mobilisées pour assurer le suivi journalier et saisonnier de la demande électrique, c'est-à-dire des centrales fonctionnant avec des combustibles fossiles. En effet :

- la production de 1 kg de H₂ par reformage de gaz naturel ($\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 4 \text{H}_2 + \text{CO}_2$ endothermique) émet ~ 9 kg de CO₂ [12] ;
- la production de 1 kg de H₂ par électrolyse avec un rendement de ~ 70 % consomme ~ 56 kWh ;
- la production de 56 kWh par turbine à gaz à cycle combiné avec un rendement optimal de ~ 60 % émet ~ $(1/0,60) \cdot (56 \cdot 3,6/50) \cdot (44/16) = 18$ kg de CO₂, qui monte à 24 kg pour un rendement de 45%.

-2.1.1 Construction d'une variante simple

La construction d'une variante simple en réaffectant la biomasse et en compensant ce déplacement de biomasse est schématisée ci-dessous (Figure 52). (La construction d'une variante élaborée inclut également cette étape.)

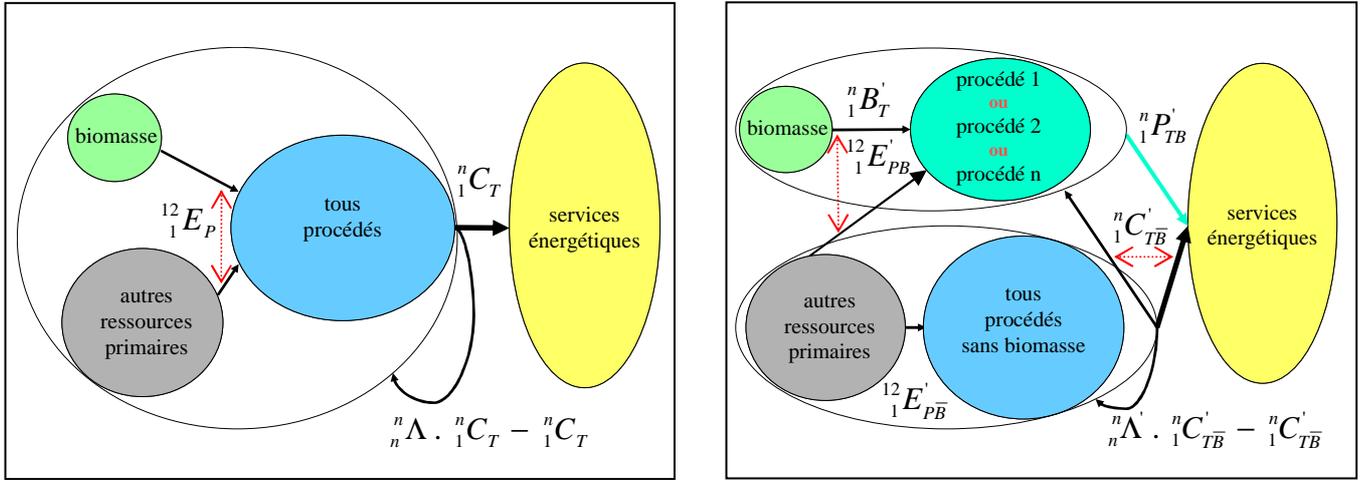


Figure 52 : Schéma de calcul d'un état de base (à gauche) et d'une variante physique de cet état de base (à droite) : une double flèche rouge indique une sommation de flux ; les services énergétiques produits sont les mêmes dans l'état de base et dans la variante ; la quantité de biomasse primaire est la même également, mais, dans la variante, elle est réaffectée et les autres ressources et technologies sont ajustées pour compenser ce déplacement de la biomasse.

On décrit à présent le calcul d'une variante simple, avec les notations et relations suivantes (cf. Figure 52) :

- ${}^n C_T$ le vecteur des consommations finales d'énergies finales par technologie, dans l'état de base,
- ${}^n H_T$ la part de ${}^n C_T$ destinée uniquement à la production de chaleur (chaleur solaire, chaleurs réseau, biomasse finale, charbon et lignite finals, fuel) : on a ${}^n H_T(i) = {}^n C_T(i)$ pour $i=1$ à 7 et ${}^n H_T(i) = 0$ sinon (cf. Figure 32),
- ${}^5 X_F$ le reste de ${}^n C_T$, en agrégeant les énergies finales par mix : on a ${}^5 X_F = {}^5 \Sigma \cdot {}^n C_T$,
- ${}^n B'_T$ le vecteur des affectations de biomasse lignocellulosique primaire par technologie imposé dans la variante considérée (le total de biomasse affectée est celui de l'état de base),
- ${}^n P'_{TB}$ le vecteur des productions d'énergies finales par technologie à partir de cette biomasse : on a ${}^n P'_{TB}(i) = \frac{{}^n B'_T(i)}{{}^{12} T_P(3,i)}$ si ${}^{12} T_P(3,i) \neq 0$ et ${}^n P'_{TB}(i) = 0$ sinon (${}^{12} T_P(3,i) = 0 \Rightarrow {}^n B'_T(i) = 0$) (la troisième ligne de la matrice ${}^{12} T_P$ correspond à la biomasse primaire (cf. Figure 33)),
- ${}^n H'_{TB}$ la part de ${}^n P'_{TB}$ destinée uniquement à la production de chaleur : on a ${}^n H'_{TB}(i) = {}^n P'_{TB}(i)$ si $i=2$ ou $i=5$ et ${}^n H'_{TB}(i) = 0$ sinon (cf. Figure 32) (la technologie 2 correspond à la production de chaleur en réseau à partir de biomasse, la technologie 5 correspond à la production de biomasse finale destinée à être brûlée pour produire du chauffage ou de la chaleur industrielle),
- ${}^5 X'_B$ le reste de ${}^n P'_{TB}$, en agrégeant les énergies finales par mix et en déduisant les consommations de mix nécessaires pour transformer ${}^n B'_T$: on a ${}^5 X'_B = ({}^5 \Sigma - {}^5 T_X) \cdot {}^n P'_{TB}$,

- ${}^n_1C'_{TB}$ le vecteur des consommations d'énergies finales appelées par technologie, hors biomasse, pour assurer les services énergétiques finals en complément de ${}^n_1P'_{TB}$ et les consommations de mix nécessaires pour transformer ${}^n_1B'_T$ dans la variante considérée : ${}^n_1C'_{TB}$ doit être déterminé pour mener à bien le calcul de la variante,
- ${}^n_1H'_{TB}$ la part de ${}^n_1C'_{TB}$ destinée uniquement à la production de chaleur,
- ${}^5_1\delta X'$ le vecteur des variations, entre la variante considérée et l'état de base, de la part des 5 mix d'énergies finales consommée pour produire de la chaleur finale : ${}^n_1H'_{TB}$ et ${}^5_1\delta X'$ se déduisent de ${}^n_1H'_T$ et de ${}^n_1H'_{TB}$ en compensant le déplacement de biomasse :
 - si le déplacement de biomasse induit un déficit de chaleur par rapport à l'état de base, le chauffage manquant est compensé par des pompes à chaleur alimentées par le mix électrique et la chaleur industrielle manquante est compensée par des brûleurs alimentés par le mix gaz,
 - si le déplacement de biomasse induit un excédent de chaleur par rapport à l'état de base, on substitue en priorité :
 - . la chaleur industrielle ex charbon et lignite,
 - . puis la chaleur industrielle ex fuel, puis le chauffage ex fuel,
 - . puis la chaleur industrielle ex mix gaz, puis le chauffage ex mix gaz,
 - . puis le chauffage ex mix électrique par effet Joule,
 (les rendements moyens utilisés pour la production de chaleur sont les suivants :
 - . chauffage ex biomasse lignocellulosique : rendement de 0,7,
 - . chauffage ex fuel : rendement de 0,8,
 - . chauffage ex mix gaz : rendement de 0,9,
 - . chauffage ex mix électrique par effet Joule : rendement de 1,
 - . chauffage ex mix électrique par pompe à chaleur : efficacité de 3,
 - . chaleur industrielle ex biomasse lignocellulosique, charbon, fuel ou gaz : rendement de 1),
- ${}^5_1X'_{FB}$ le reste de ${}^n_1C'_{TB}$, en agrégeant les énergies finales par mix :

on a ${}^5_1X'_{FB} = {}^5_1X'_F - {}^5_1X'_B + {}^5_1\delta X'$, ce qui permet de déduire ${}^n_1C'_{TB}$ à partir de ${}^n_1C'_{TB} - {}^n_1H'_{TB}$, puisque ${}^n_1C'_{TB} - {}^n_1H'_{TB}$ est obtenu en distribuant ${}^5_1X'_{FB}$ entre les technologies des 5 mix, en utilisant ${}^n_1C'_T$ comme référence pour définir la part de marché de chaque technologie : la part absolue des technologies basées sur une énergie primaire renouvelable hors biomasse est conservée dans la variante considérée au même niveau que dans l'état de base, tandis que le reste de la production de chaque mix est réparti entre les autres technologies au *pro rata* de leur part de marché relative dans ${}^n_1C'_T$, sauf pour le mix électrique :

 - si le déplacement de biomasse induit un déficit d'électricité par rapport à l'état de base, l'électricité manquante est compensée par des turbines à gaz à cycle combiné (avec capture et stockage du CO₂ dans les cas qui le permettent),
 - si le déplacement de biomasse induit un excédent d'électricité par rapport à l'état de base, on fait l'hypothèse que les centrales électriques à la biomasse peuvent offrir assez de flexibilité pour substituer en priorité l'électricité produite par :
 - . les centrales au charbon conventionnelles,
 - . puis les centrales au charbon à turbine à cycle combiné,
 - . puis les centrales au charbon supercritique,
 - . puis les centrales au fuel conventionnelles,
 - . puis les centrales au fuel à turbine à cycle combiné,
 - . puis les centrales au gaz conventionnelles,
 - . puis les centrales au gaz à turbine,
 - . puis les centrales au gaz à turbine à cycle combiné,
 - . puis les centrales au gaz à turbine à cycle combiné avec capture et stockage du CO₂
 - . puis les centrales au charbon à turbine à cycle combiné avec capture et stockage du CO₂,
 - . puis les centrales au charbon supercritique avec capture et stockage du CO₂
 - . puis les centrales nucléaires de deuxième génération,
 (*i.e.* substitution des centrales les plus émettrices de CO₂ au moins émettrices, puis substitution des centrales dépendantes du gaz, puis du charbon, puis de l'uranium),

- ${}^1_1 E'_{PB}$ le vecteur des consommations des 12 énergies primaires nécessaires pour produire ${}^n_1 C'_{TB}$:
 ${}^1_1 E'_{PB}$ s'obtient à partir de ${}^n_1 C'_{TB}$ par la méthode déjà utilisée pour calculer l'état de base, c'est-à-dire en résolvant le système ${}^5_n \Sigma \cdot {}^n_n \Lambda' \cdot {}^n_1 C'_{TB} = {}^5_n \Sigma \cdot {}^n_1 C'_{TB} + {}^5_n T_X \cdot {}^n_n \Lambda' \cdot {}^n_1 C'_{TB}$ puis en calculant ${}^1_1 E'_{PB} = {}^{12}_n T_P \cdot {}^n_n \Lambda' \cdot {}^n_1 C'_{TB}$,
- ${}^1_1 E'_{PB}$ le vecteur des consommations des 12 énergies primaires directement nécessaires à ${}^n_1 P'_{TB}$, *i.e.* la biomasse et les autres énergies primaires, hors mix, consommées pour produire ${}^n_1 P'_{TB}$:
on a ${}^1_1 E'_{PB} = {}^{12}_n T_P \cdot {}^n_1 P'_{TB}$,
- ${}^1_1 E'_P$ le vecteur des consommations totales des 12 énergies primaires dans la variante considérée :
on a ${}^1_1 E'_P = {}^1_1 E'_{PB} + {}^1_1 E'_{PB}$,
- ${}^1_1 \Delta E'_P$ le vecteur des variations de consommation totale des 12 énergies primaires entre la variante considérée et l'état de base à partir duquel elle a été construite :
on a ${}^1_1 \Delta E'_P = {}^1_1 E'_P - {}^1_1 E'_P$,

La représentation de la variante considérée est complétée par le calcul de ses émissions de CO₂ fossile à partir des énergies primaires consommées, sur la base d'un facteur d'émission en tCO₂/tep (cf. [Figure 34](#)) : ~ 4,0 pour le charbon et le lignite, ~ 3,1 pour le pétrole et ~ 2,4 pour le gaz naturel.

-2.1.2 Construction d'une variante élaborée

On décrit à présent le calcul d'une variante élaborée, dont on rappelle qu'elle est caractérisée par :

- l'affectation de la biomasse à la production de biocarburants de deuxième génération Fischer-Tropsch, en utilisant exclusivement des procédés à bi-allohydrogène,
- l'introduction d'une capacité nucléaire supplémentaire telle que la puissance électrique disponible en période à la fois de consommation électrique creuse et de production électrique intermittente élevée puisse être absorbée pour produire de l'hydrogène par électrolyse à hauteur des besoins, en flux tendu, de toutes les installations de production de biocarburants de deuxième génération à bi-allohydrogène,
- l'utilisation de cette capacité nucléaire supplémentaire pour produire de l'hydrogène par électrolyse et pour suivre la demande en électricité hors biocarburants en effaçant progressivement l'électrolyse : outre le suivi annuel, la flexibilité des électrolyseurs permet d'assurer un suivi de charge journalier, donc de substituer tous les types de suivi de charge assurés par les centrales thermiques à énergie fossile (le suivi de charge assuré par les centrales hydrauliques à réservoir reste inchangé),
- la stabilisation des installations de production de biocarburants en compensant l'hydrogène manquant par de l'hydrogène produit par reformage de gaz naturel.

De telles caractéristiques imposent l'introduction d'une modélisation partielle du système électrique français. Elle est réalisée de façon simplifiée, en commençant par la gestion du parc électronucléaire dans l'état de base, à l'aide des notations et relations suivantes (cf. [Figure 53](#)) :

- P (GW) la puissance électronucléaire installée (connue dans l'état de base),
- P_{\min} (GW) la puissance nucléaire appelée en période plancher (à déterminer),
- P_{\max} (GW) la puissance nucléaire qui pourrait être appelée par la demande hors biocarburants, si elle existait (à déterminer),
- t (h) la durée de la période plancher, toujours prise égale à 3696 h (22 semaines),
- Δ (h/GW) la durée pendant laquelle la puissance nucléaire appelée est comprise entre p et $p + 1$ GW ($P_{\min} \leq p \leq P - 1$) :
 on a $\frac{1}{2} * (8760 - 3696) * \frac{8760 - 3696}{\Delta} \approx E_{\text{chauffage}}$
 où $E_{\text{chauffage}}$ est la consommation électrique de chauffage (connue dans l'état de base),
 d'où $\Delta \approx \frac{1}{2} * (8760 - 3696) * \frac{8760 - 3696}{E_{\text{chauffage}}}$,
- τ (h/an) la durée annuelle maximale de fonctionnement d'une centrale nucléaire, compte tenu de ses besoins de maintenance, soit $8760 - \tau$ h/an, τ est pris égal à 7500 h/an,
- $P_{\text{arrêt}}$ (GW) la puissance nucléaire maximum arrêtée pour maintenance :
 on a $P_{\text{arrêt}} * \frac{1}{2} (t + (t + P_{\text{arrêt}} * \Delta)) = P * (8760 - \tau)$,
 d'où $P_{\text{arrêt}} = \sqrt{\frac{t^2}{\Delta^2} + \frac{2}{\Delta} * P * (8760 - \tau)} - \frac{t}{\Delta}$,
- $E_{\text{nuc. tot.}}$ (TWh) la production d'électricité nucléaire totale (connue dans l'état de base),
- $E_{\text{nuc. pot.}}$ (TWh) la production d'électricité nucléaire potentielle :
 on a $E_{\text{nuc. pot.}} = P * \tau$,
 d'où $P_{\min} \approx P - P_{\text{arrêt}} - \frac{E_{\text{nuc. pot.}} - E_{\text{nuc. tot.}}}{t + P_{\text{arrêt}} * \Delta}$
 et $P_{\max} = P_{\min} + \frac{8760 - t}{\Delta}$.

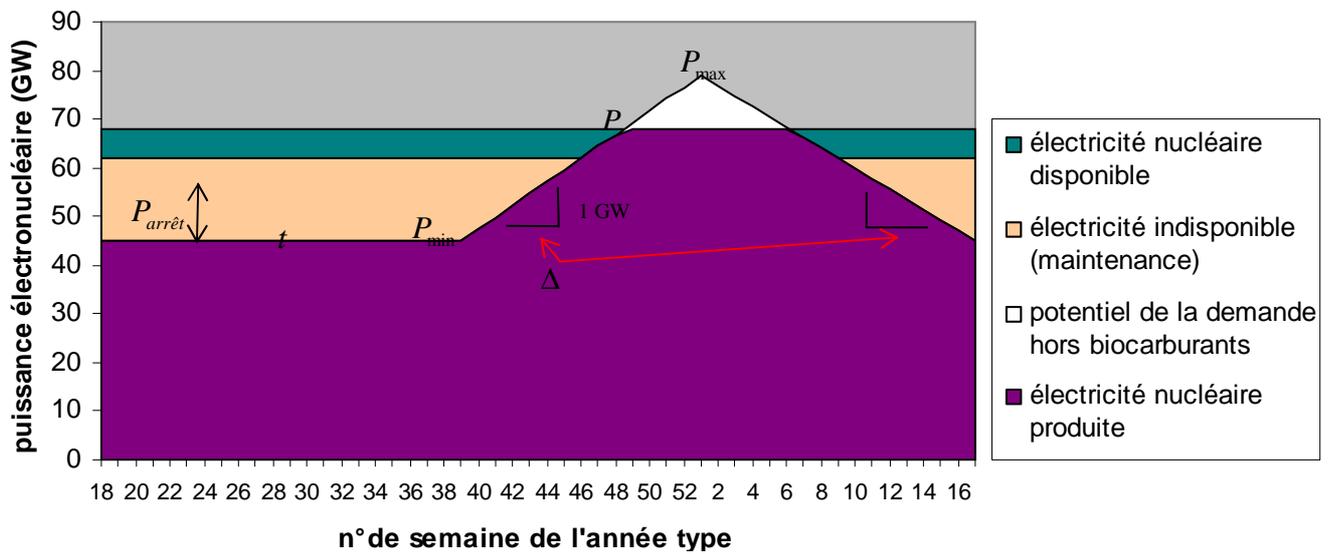


Figure 53 : Modélisation simplifiée de la gestion du parc électronucléaire dans l'état de base :
 pour la production effective d'électricité nucléaire, on néglige le suivi de charge journalier ;
 pour le potentiel de la demande hors biocarburants, on néglige le creux des fêtes de fin d'année ;
 la maintenance est optimisée sans tenir compte du fait que le cycle de gestion n'est pas forcément annuel (celui-ci peut être organisé sur 18 mois, selon les centrales).

Une première modification de l'état de base est ensuite introduite en supprimant les usages de biomasse hors biocarburants (dans la limite de la saturation de la demande : le reste de biomasse est affecté à la chaleur) :

- la production manquante de chauffage à partir de biomasse est remplacée par des pompes à chaleur, entraînant une demande électrique δE_{pompe} (connue à partir de l'état de base),
- la production d'électricité (de base) à partir de biomasse E_{bio} (connue dans l'état de base) est remplacée par de l'électricité nucléaire.

La modélisation du parc électronucléaire est donc modifiée de la manière suivante (cf. [Figure 54](#)) :

- P_{min} devient $P'_{min} = P_{min} + \frac{E_{bio}}{8760}$,
- P_{max} devient $P'_{max} = P_{max} + \frac{E_{bio}}{8760} + \frac{\delta E_{pompe}}{(8760-t)/2}$,
- Δ devient $\Delta' = \frac{8760-t}{P'_{max} - P'_{min}}$.

Puis une deuxième modification est introduite en ajoutant une capacité électronucléaire telle que la puissance électrique disponible en période de consommation creuse et de production intermittente élevée puisse être absorbée pour produire de l'hydrogène par électrolyse à hauteur des besoins, en flux tendu, de toutes les installations de production de biocarburants de deuxième génération à bi-allohydrogène.

La nouvelle modélisation du parc électronucléaire est décrite à l'aide des notations suivantes (cf. Figure 54) :

- P_{b1} (GW) la puissance électrique maximale absorbable par les usines de biocarburants (connue par la quantité de biomasse affectée et les performances des procédés),
- P_{b2} (GW) la puissance électrique minimale nécessaire aux usines de biocarburants (hors arrêt) (connue par la quantité de biomasse affectée et les performances des procédés),
- P_{in} (GW) la puissance électrique intermittente installée (connue dans l'état de base),
- α le taux d'activité de cette capacité intermittente qu'on veut pouvoir toujours absorber (par exemple, on choisit α pour pouvoir absorber 90 % de l'électricité intermittente : compte tenu de la décorrélation des régimes de vent et de l'ensoleillement, on n'a pas besoin de pouvoir absorber 90 % de la puissance intermittente installée pour capter 90 % de l'électricité intermittente produite),

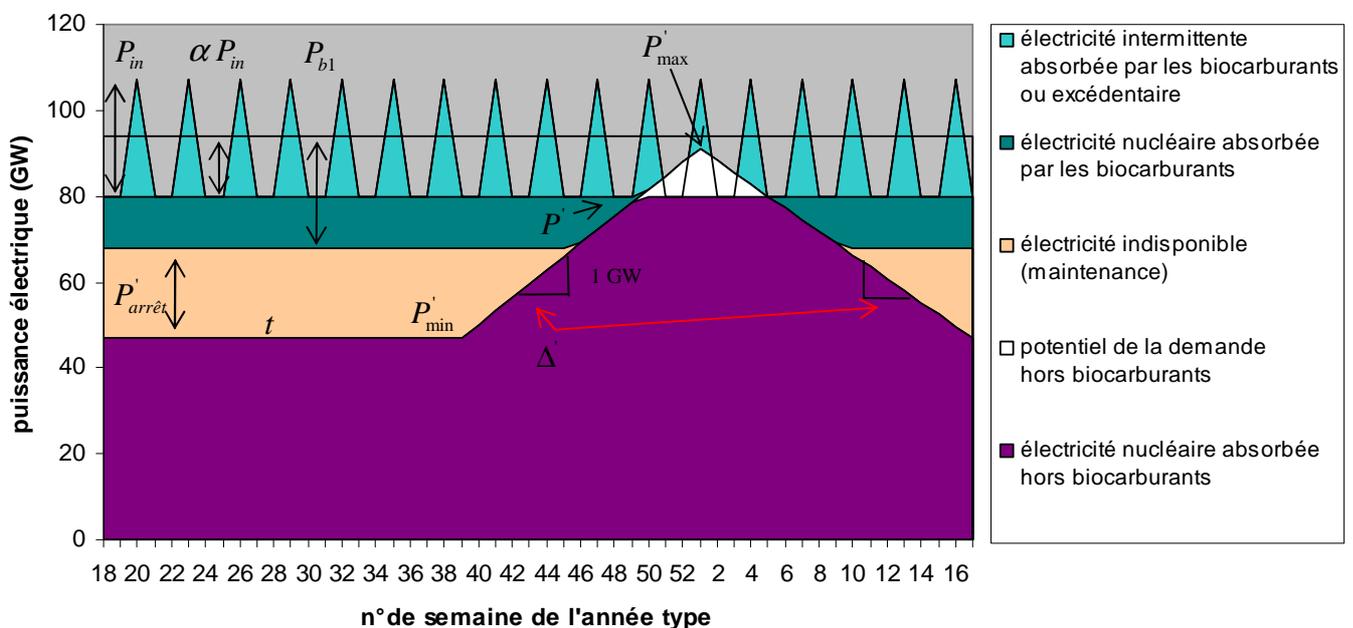


Figure 54 : Modélisation simplifiée de la gestion du parc électronucléaire et intermittent dans la variante : par rapport à l'état de base, le minimum de la puissance nucléaire appelée hors biocarburants est relevé pour compenser la suppression de la production d'électricité de base à partir de biomasse ; de même, le maximum du potentiel de la demande de puissance nucléaire hors biocarburants est relevé pour compenser la suppression de la production de chauffage à partir de biomasse ; la production d'électricité intermittente est représentée de façon stylisée (en particulier, la fréquence des variations réelles est nettement plus élevée).

La puissance électronucléaire installée P est montée à P' , de manière à avoir $P' - P'_{\min} - P'_{\text{arrêt}} + \alpha P_{in} = P_{b1}$:

comme $P'_{\text{arrêt}} = \sqrt{\frac{t^2}{\Delta'^2} + \frac{2}{\Delta'} * P' * (8760 - \tau)} - \frac{t}{\Delta'}$, il vient

$$P' = P'_{\min} + P_{b1} - \alpha P_{in} - \frac{t}{\Delta'} + \frac{8760 - \tau}{\Delta'} + \sqrt{\frac{t^2}{\Delta'^2} + \frac{(8760 - \tau)^2}{\Delta'^2} + \frac{2 * (8760 - \tau)}{\Delta'} * \left(P'_{\min} + P_{b1} - \alpha P_{in} - \frac{t}{\Delta'} \right)}$$

L'affectation de l'électricité nucléaire et intermittente est calculée à l'aide des notations et relations suivantes :

- $p_{rés}$ (GW) la puissance électrique instantanée d'origine nucléaire appelée par le réseau, hors usines de biocarburants,
- $p_{arrêt}$ (GW) la puissance électrique instantanée d'origine nucléaire en maintenance,
- p_1 (GW) la puissance électrique instantanée absorbée par les usines de biocarburants qui utilisent de l'hydrogène ex électrolyse de l'eau,
- p_2 (GW) la puissance électrique instantanée absorbée par les usines de biocarburants qui utilisent de l'hydrogène ex reformage de gaz naturel :
on a $\frac{p_1}{P_{b1}} + \frac{p_2}{P_{b2}} = 1$ sur toute la durée de fonctionnement des usines de biocarburants,
- p_{in} (GW) la puissance électrique instantanée fournie par les capacités intermittentes,
- \tilde{p}_{in} (GW) la puissance électrique instantanée fournie par les capacités intermittentes et absorbée :
on a $p_{rés} + p_{arrêt} + p_1 + p_2 = P' + \tilde{p}_{in}$ sur la période de production de biocarburants, en utilisant en priorité les biocarburants pour absorber l'électricité intermittente (on néglige les moments où elle serait mieux affectée à la demande hors biocarburants, ce qui est raisonnable si la maintenance des usines de biocarburants a lieu en hiver).

$$\text{On a donc } \begin{cases} p_2 = P' + \tilde{p}_{in} - p_{rés} - p_{arrêt} - p_1 \\ \frac{p_1}{P_{b1}} + \frac{P' + \tilde{p}_{in} - p_{rés} - p_{arrêt} - p_1}{P_{b2}} = 1 \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} p_1 = \frac{P_{b1}}{P_{b2} - P_{b1}} * (P_{b2} - P' - \tilde{p}_{in} + p_{rés} + p_{arrêt}) \\ p_2 = \frac{P_{b2}}{P_{b1} - P_{b2}} * (P_{b1} - P' - \tilde{p}_{in} + p_{rés} + p_{arrêt}) \end{cases} .$$

En intégrant sur la durée annuelle de fonctionnement des usines de biocarburants, prise égale à 8000 h/an, avec 760 h d'arrêt de maintenance placées en hiver *i.e.* hors période de maintenance des centrales nucléaires, on obtient l'affectation de la production électrique nucléaire et intermittente :

- $\int_0^{8000h} p_{rés} dt$ (GWh) est la consommation d'électricité nucléaire hors biocarburants,
hors période d'arrêt des usines de biocarburants où on a $\int_0^{760h} p_{rés} dt = P' * 760$:
$$\int_0^{8000h} p_{rés} dt \approx P'_{min} * 8000 + (P' - P'_{min}) * \frac{8000 - t + 8000 - t - (P' - P'_{min}) * \Delta'}{2}$$

$$+ S * d * \frac{t + (P' - P'_{min} - S) * \Delta'}{24}$$

$$S * d * \frac{t + (P' - P'_{min} - S) * \Delta'}{24}$$
 étant la part du nucléaire dans le suivi journalier, avec S la puissance moyenne de ce suivi journalier, de l'ordre de 6 GW, d la durée journalière moyenne du suivi à hauteur de S , de l'ordre de 10 h/j, et $\frac{t + (P' - P'_{min} - S) * \Delta'}{24}$ une valeur approchée du nombre de jours par an où S est disponible sous forme nucléaire,

- $P' * (\tau - 760) - \int_0^{8000h} p_{rés} dt$ (GWh) est la consommation d'électricité nucléaire pour les biocarburants,

- $\int_0^{8000h} \tilde{p}_{in} dt$ (GWh) est la consommation d'électricité intermittente pour les biocarburants :

avec α tel qu'on peut toujours absorber 90 % de l'électricité intermittente,

$$\text{on a } \int_0^{8000h} \tilde{p}_{in} dt \approx 0,90 * \int_0^{8000h} p_{in} dt \approx 0,90 * \frac{8000}{8760} * \int_0^{8760h} p_{in} dt$$

$$\text{avec } \int_0^{8760h} p_{in} dt \text{ connu par l'état de base,}$$

- $\int_0^{8000h} p_1 dt$ et $\int_0^{8000h} p_2 dt$ (GWh) sont les consommations électriques des usines de biocarburants

lorsqu'elles fonctionnent respectivement à l'hydrogène ex électrolyse de l'eau et à l'hydrogène ex reformage de gaz naturel :

$$\text{on a } \int_0^{8000h} p_1 dt = \frac{P_{b1}}{P_{b2} - P_{b1}} * \left[(P_{b2} - P') * 8000 + \int_0^{8000h} (-\tilde{p}_{in} + p_{rés} + p_{arrêt}) dt \right]$$

$$\text{et } \int_0^{8000h} p_2 dt = \frac{P_{b2}}{P_{b1} - P_{b2}} * \left[(P_{b1} - P') * 8000 + \int_0^{8000h} (-\tilde{p}_{in} + p_{rés} + p_{arrêt}) dt \right],$$

$$\text{avec } \int_0^{8000h} p_{arrêt} dt = P' * (8760 - \tau).$$

A partir de ces éléments, la variante est totalement déterminée par les flux suivants :

- ${}^n_1 B'_T$ le vecteur des affectations de biomasse lignocellulosique primaire par technologie :
la biomasse est affectée en priorité aux biocarburants de deuxième génération Fischer-Tropsch (soit au maximum ce qui permet de produire tout le mix de carburants liquides de l'état de base : s'il reste de la biomasse en excès, le solde est affecté à la production de chaleur),
en choisissant pour une variante donnée un procédé thermochimique à allohydrogène fonctionnant à l'hydrogène produit tantôt par électrolyse et tantôt par reformage de gaz naturel,
la répartition entre ces 2 modes résultant des valeurs de $\int_0^{8000h} p_1 dt$ et $\int_0^{8000h} p_2 dt$,
- ${}^n_1 P'_{TB}$, ${}^n_1 H'_{TB}$ et ${}^5_1 X'_B$, déterminés à partir de ${}^n_1 B'_T$ (cf. [Figure 52](#) et suite) :
en particulier, du fait de l'introduction de la puissance électronucléaire supplémentaire $P' - P$,
 ${}^5_1 X'_B$ inclut la production électrique $\int_0^{8000h} p_{rés} dt + \int_0^{876h} p_{rés} dt - E_{nuc.tot.}$
(on rappelle que $E_{nuc.tot.}$ est la production électronucléaire dans l'état de base)
et cet excédent d'électricité (par rapport à la base) permet de substituer des centrales électriques, en commençant par les plus émettrices de CO₂,
- ${}^n_1 C'_{TB}$, ${}^{12}_1 E'_{PB}$ et ${}^{12}_1 E'_{PB}$, déterminés selon la méthode exposée précédemment (cf. [Figure 52](#) et suite).

-2.2 Analyse des variantes d'usage de la biomasse lignocellulosique selon l'état de base du système

On calcule à présent, pour chacun des 5 états de base sélectionnés (§ 2.2.1, §2.2.2, §2.2.3, §2.2.4 et §2.2.5), les performances physiques de plusieurs variantes physiques en affectant la biomasse primaire tour à tour :

- à la production de biocarburants de deuxième génération Fischer-Tropsch (« biocarburants 2G FT »),
- à la production de bioéthanol de deuxième génération (« biocarburants 2G éthanol »),
- à la production d'électricité de pointe (4 options technologiques au maximum cf. [Figure 33](#)),
- à la production d'hydrogène (3 options technologiques au maximum cf. [Figure 33](#)),
- à la production de chaleur en réseau,
- à la production de biomasse finale, dédiée au chauffage et à la chaleur industrielle *in situ*,
- à la production de gaz de synthèse.

S'agissant de la production de biocarburants de deuxième génération Fischer-Tropsch (biocarburants 2G FT), plusieurs options de procédé, de référence ou identifiées précédemment comme prometteuses, sont testées (elles incluent toutes le recyclage des gaz de tête).

Dans le cadre des variantes simples, les 10 options suivantes sont testées :

- slurry + gazéification autothermique + ajustement en H₂ par water gas shift,
- slurry + gazéification autothermique + H₂ ex électrolyse de l'eau (électricité prise sur le mix électrique),
- slurry + gazéification autothermique + H₂ ex électrolyse de l'eau (électricité nucléaire dédiée),
- slurry + gazéification autothermique + H₂ ex reformage de gaz naturel,
- slurry + gazéification allothermique électrique + H₂ ex électrolyse de l'eau (électricité nucléaire),
- slurry + gazéification allothermique au gaz naturel + H₂ ex reformage de gaz naturel,
- torréfaction + gazéification autothermique + H₂ ex électrolyse de l'eau (électricité nucléaire dédiée),
- torréfaction + gazéification autothermique + H₂ ex reformage de gaz naturel,
- torréfaction + gazéification allothermique électrique + H₂ ex électrolyse de l'eau (électricité nucléaire),
- torréfaction + gazéification allothermique au gaz naturel + H₂ ex reformage de gaz naturel.

Dans le cadre des variantes élaborées, les 5 options suivantes sont testées :

- slurry + gazéification allothermique électrique + H₂,
- slurry + gazéification allothermique au gaz naturel + H₂,
- torréfaction + gazéification autothermique + H₂,
- torréfaction + gazéification allothermique électrique + H₂,
- torréfaction + gazéification allothermique au gaz naturel + H₂,

avec à chaque fois 3 modes de production pour l'hydrogène :

- H₂ ex électrolyse de l'eau fonctionnant avec de l'électricité nucléaire dédiée,
- H₂ ex reformage de gaz naturel,
- H₂ produit alternativement ex électrolyse et ex reformage de gaz naturel en optimisant le parc électrique (cas à bi-allohydrogène optimisé, désignés par la suite par « biocarburants 2G FT optimisés »).

En synthèse, les résultats des usages de la biomasse lignocellulosique les plus performants sont comparés avec ceux du maintien de la biomasse sous sa forme de matériau carboné, utilisé comme tel ou séquestré, sans tenir compte toutefois des émissions de CO₂ évitées par la substitution de métal ou de béton.

L'usage de la biomasse sous forme de matériaux représente en effet un puits potentiel de carbone significatif : les biomatériaux disposent d'un important potentiel de développement avant d'atteindre un régime permanent, où les volumes produits et les volumes détruits en fin de vie s'équilibrent, et la différence entre ces volumes constitue sur la durée du régime transitoire un stock de carbone renouvelable séquestré qui n'est pas à négliger.

En particulier, l'usage des biomatériaux en construction (bois d'œuvre, matériaux de structure ou d'isolation...) représente un fort potentiel de séquestration à moyen terme, sur 50 à 100 ans, du carbone de la biomasse : le renouvellement progressif du parc immobilier en y maximisant l'utilisation des biomatériaux, ainsi que l'isolation avec des biomatériaux des bâtiments qui ne sont pas encore arrivés en fin de vie, peuvent permettre de séquestrer, pour le parc français, un cumul de l'ordre du milliard de tonnes de CO₂.

De plus, les biomatériaux de construction substituent des matériaux dont la production est très émettrice de CO₂, notamment le béton et l'acier. (Si les émissions de CO₂ liées à la production d'acier ne sont pas fatales (les oxydes de fer pouvant être réduits avec de l'hydrogène à la place du carbone), celles du béton sont fatales.)

Enfin, à saturation du parc, la séquestration peut se poursuivre au rythme du renouvellement des bâtiments si les biomatériaux en fin de vie sont mis en décharge anaérobie ou stabilisés par carbonisation.

De manière plus large, c'est-à-dire au-delà des matériaux carbonés en fin de vie, il est techniquement possible d'utiliser directement la biomasse comme puits de carbone par enfouissement stabilisé.

Ainsi, dans la suite, lorsque les performances de l'usage de la biomasse sous forme de matériau sont évaluées, on considère que :

- on est en régime transitoire (l'horizon de temps est généralement 2050), ce qui permet d'absorber de grandes quantités de biomasse sous forme de matériaux de toutes sortes,
- les quantités de biomasse qui dépassent ces besoins peuvent être séquestrées de manière massive et sur des périodes longues, de l'ordre de la centaine d'années, qui font sens par rapport aux enjeux de la transition énergétique.

Pour chacun des 5 états de base sélectionnés, toutes les variantes construites à partir d'un même état de base lui sont comparées selon 3 critères :

- variation des émissions de CO₂ dans l'atmosphère,
- variation de l'énergie fossile carbonée consommée (charbon + pétrole + gaz),
- variation de la puissance électronucléaire installée.

Ces 3 critères sont représentés simultanément sur un seul graphique pour les variantes d'un même état de base : le mode de lecture de ce graphique est explicité ci-contre (cf. [Figure 55](#)).

Ces 3 critères sont également détaillés dans des tableaux, afin d'analyser le poids du stockage du CO₂, ainsi que la décomposition entre charbon, pétrole et gaz de la dépendance vis-à-vis des énergies fossiles.

Dans les analyses qui suivent, les variations sont toujours calculées par rapport à l'état de base considéré. On appelle « gain » le taux d'émissions de CO₂ évitées par rapport au total des émissions dans l'état de base. Le « gain » peut être négatif si c'est de l'énergie fossile qui compense la biomasse retirée à certains usages et qu'elle conduit à des émissions de CO₂ supérieures à celles évitées par la nouvelle affectation de la biomasse. Le gain est supérieur à 100% si la séquestration de carbone renouvelable conduit à des émissions négatives.

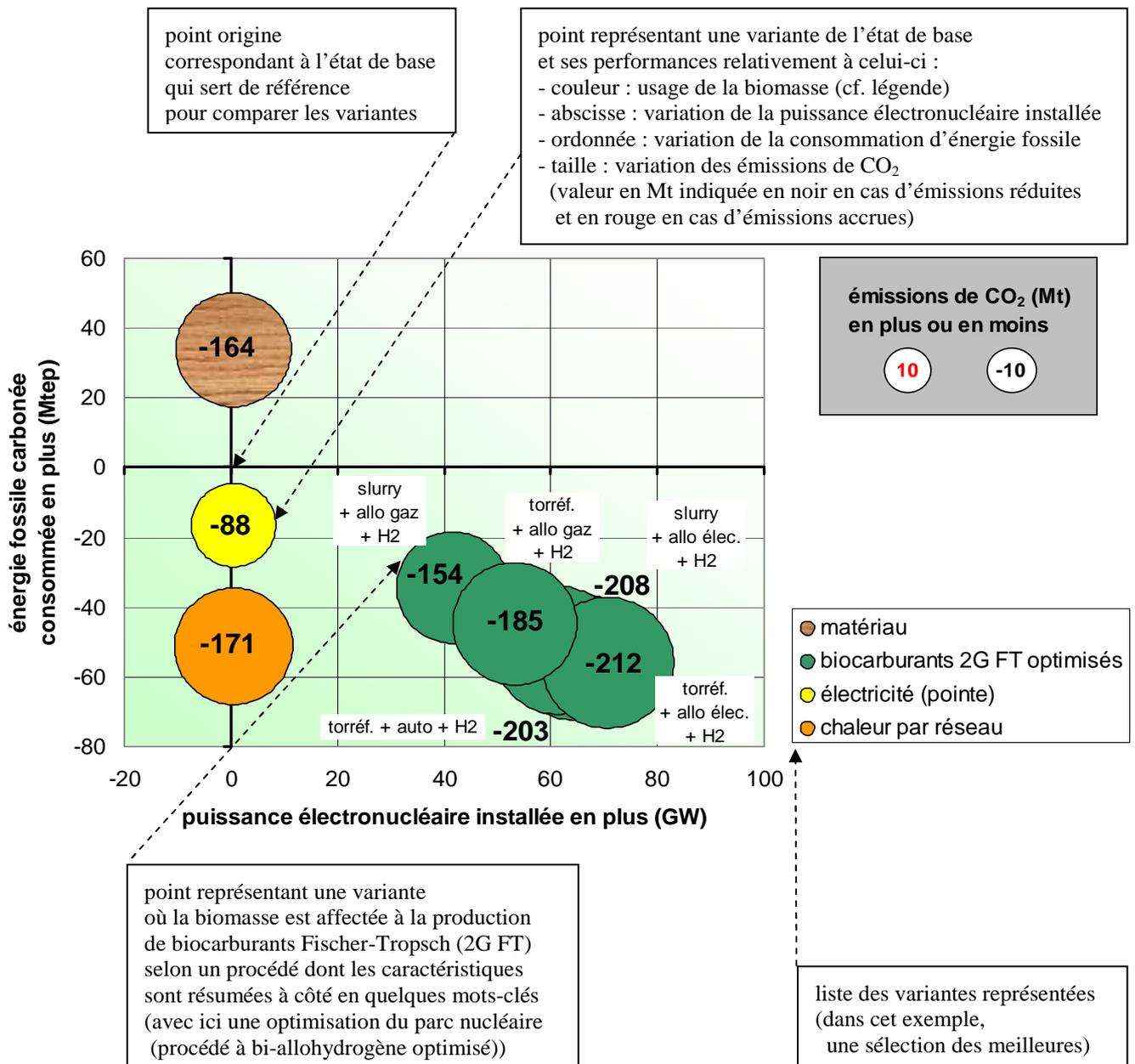


Figure 55 : Mode de lecture de la représentation graphique des performances relatives des variantes d'usages de la biomasse à partir d'un état de base donné

-2.2.1 Scénario 1 (scénario de référence), en 2030 : 30 Mtep de biomasse

Les résultats à souligner sont les suivants (cf. Figure 56, Figure 57 et Figure 58).

- L'usage de toute la biomasse pour la chaleur permet de baisser les émissions de CO₂ de moins de 10 % par rapport à l'état de base, en substituant du pétrole (~ -15 %) et du gaz (~ -5 %).
- L'usage électricité permet un gain du même ordre, en substituant essentiellement du charbon (~ -45 %).
- L'usage biocarburants Fischer-Tropsch avec bi-allohydrogène optimisé permet un gain de ~ 20 à 30 %, en substituant du charbon et du pétrole (~ -50 % chacun), mais en consommant plus de gaz (~ +40 %) et au prix d'une très forte augmentation du parc nucléaire (~ +50 à 100 %).
L'usage biocarburants Fischer-Tropsch avec hydrogène ex électrolyse fonctionnant sur le mix électrique conduit par contre à un gain très négatif car le surcroît d'électricité est produit par des turbines à gaz.
L'usage bio-éthanol de deuxième génération conduit à un gain nul ou même légèrement négatif : la quantité de carburants fossiles substitués est trop faible pour que les émissions de CO₂ ainsi évitées supplantent le surcroît d'émissions lié au remplacement de la biomasse retirée aux usages chaleur.
- Le maintien de la biomasse sous forme de matériau, utilisé ou séquestré, permet un gain de ~ 15 %, au prix d'une augmentation modérée de la dépendance énergétique vis-à-vis du gaz naturel (~ +25 %).

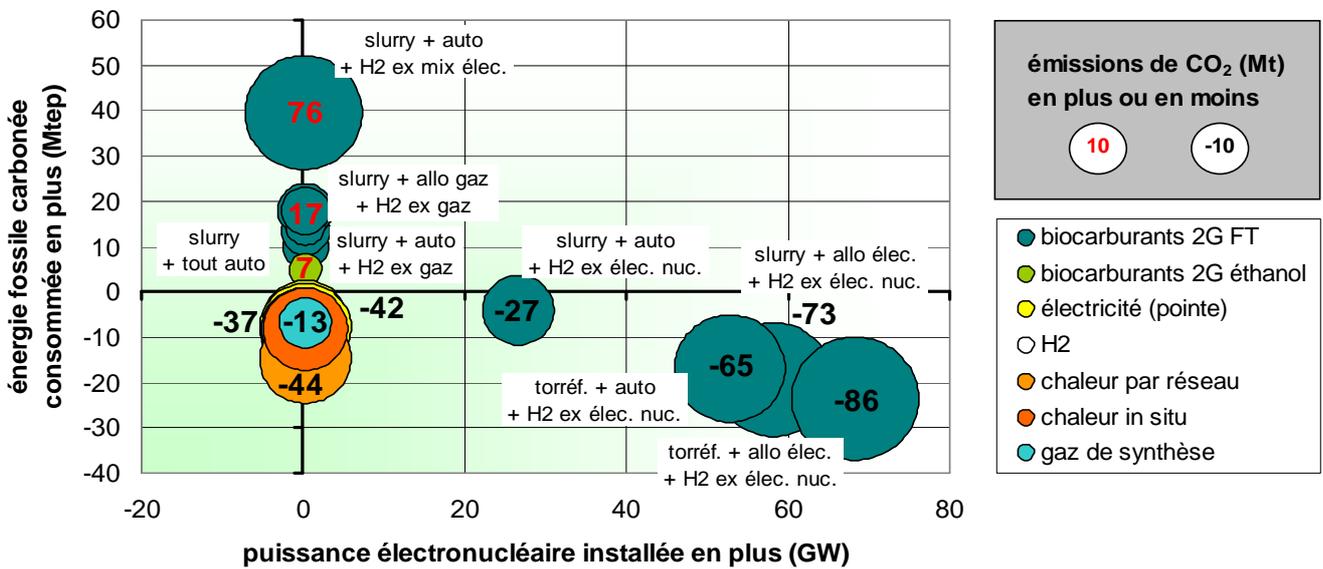


Figure 56 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes simples) par rapport à l'état de base du scénario 1 (référence) en 2030

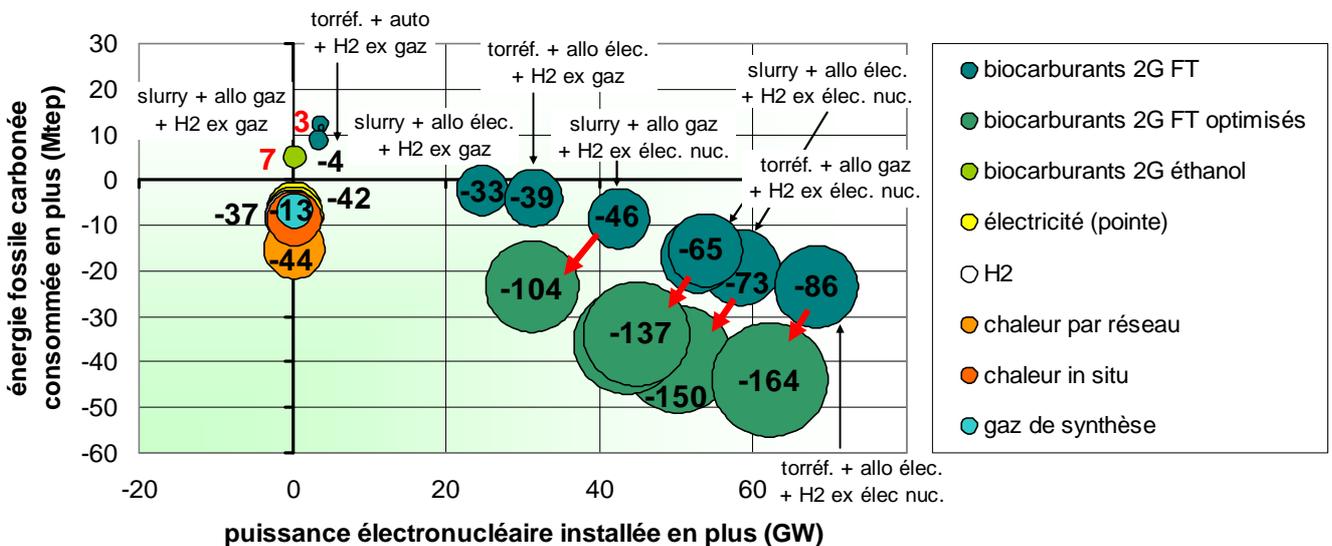
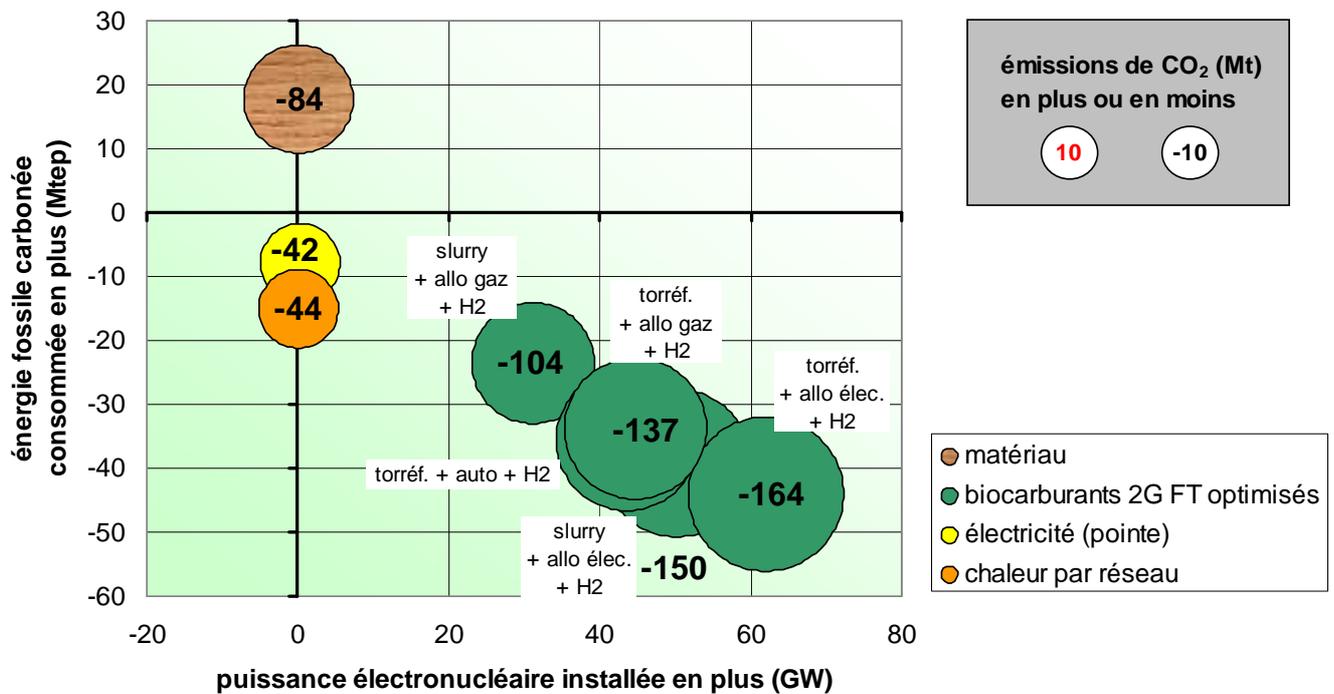


Figure 57 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes élaborées) par rapport à l'état de base du scénario 1 (référence) en 2030 : une flèche rouge relie les images des performances d'un même procédé de biocarburants incorporant soit du H₂ produit grâce à une centrale nucléaire dédiée (en bleu), soit du bi-alloH₂ optimisé (en vert).



	biomasse (Mtep)	émissions de CO ₂ (Mt)	énergies fossiles (Mtep)	puissance nucléaire (GW)	puissance intermittente (GW)
état de base	30	530	175	64	21
	17 chaleur	530 production	35 charbon	64 2-3 G	21 éolien
	3 électricité	0 séquestration	81 pétrole	0 4 G	0 solaire
	10 biocarburants		60 gaz		
variante chaleur réseau	30	487	160	64	21
	30 chaleur	487 production	35 charbon	64 2-3 G	21 éolien
	0 électricité	0 séquestration	69 pétrole	0 4 G	0 solaire
	0 biocarburants		56 gaz		
variante électricité (pointe)	30	488	167	64	21
	0 chaleur	488 production	19 charbon	64 2-3 G	21 éolien
	30 électricité	0 séquestration	85 pétrole	0 4 G	0 solaire
	0 biocarburants		63 gaz		
variante matériau	30	447	193	64	21
	0 chaleur	575 production	35 charbon	64 2-3 G	21 éolien
	0 électricité	0 séquestration	85 pétrole	0 4 G	0 solaire
	0 biocarburants	-129 séq. matériau	74 gaz		
variante biocarburants 2G FT 1 slurry + allo élec. + bi-alloH ₂	30	381	136	114	21
	0 chaleur	381 production	17 charbon	114 2-3 G	21 éolien
	0 électricité	0 séquestration	42 pétrole	0 4 G	0 solaire
	30 biocarburants		76 gaz		
variante biocarburants 2G FT 2 slurry + allo gaz + bi-alloH ₂	30	426	152	95	21
	0 chaleur	426 production	21 charbon	95 2-3 G	21 éolien
	0 électricité	0 séquestration	44 pétrole	0 4 G	0 solaire
	30 biocarburants		86 gaz		
variante biocarburants 2G FT 3 torréf. + auto + bi-alloH ₂	30	393	140	107	21
	0 chaleur	393 production	18 charbon	107 2-3 G	21 éolien
	0 électricité	0 séquestration	45 pétrole	0 4 G	0 solaire
	30 biocarburants		77 gaz		
variante biocarburants 2G FT 4 torréf. + allo élec. + bi-alloH ₂	30	366	131	126	21
	0 chaleur	366 production	17 charbon	126 2-3 G	21 éolien
	0 électricité	0 séquestration	38 pétrole	0 4 G	0 solaire
	30 biocarburants		76 gaz		
variante biocarburants 2G FT 5 torréf. + allo gaz + bi-alloH ₂	30	394	142	108	21
	0 chaleur	394 production	18 charbon	108 2-3 G	21 éolien
	0 électricité	0 séquestration	41 pétrole	0 4 G	0 solaire
	30 biocarburants		83 gaz		

Figure 58 : Performances relatives (figure) et absolues (tableau) des usages de la biomasse les plus performants par rapport à l'état de base du scénario 1 (référence) en 2030

-2.2.2 Scénario 1 (scénario de référence), en 2050 : 59 Mtep de biomasse

Le stockage du CO₂, techniquement disponible, n'est pas mis en œuvre faute d'incitation économique. Les résultats à souligner sont les suivants (cf. Figure 59, Figure 60 et Figure 61).

- L'usage de la biomasse pour la chaleur en réseau permet de baisser les émissions de CO₂ de ~ 30 % par rapport à l'état de base, en substituant principalement du charbon (~ -50 %) et du gaz (~ -30 %). Ce gain vient en partie de la substitution du chauffage individuel ex biomasse par des pompes à chaleur.
- L'usage électricité permet un gain de ~ 15 %, en substituant essentiellement du charbon (~ -50 %).
- L'usage biocarburants Fischer-Tropsch avec bi-allohydrogène optimisé permet un gain de ~ 25 à 35 %, en substituant du charbon (~ -50 %) et du pétrole (~ -80 %), mais contre plus de gaz (~ +30 à 50 %) et au prix d'une très forte augmentation du parc nucléaire (~ +70 à 120 % par rapport à l'état de base, dans lequel la puissance du parc nucléaire (57 GW) est en baisse par rapport à aujourd'hui (63 GW)).
- Le maintien de la biomasse sous forme de matériau, utilisé ou séquestré, permet un gain de ~ 30 %, au prix d'une augmentation de la dépendance vis-à-vis du pétrole (~ +15 %) et du gaz (~ +35 %).
- La quantité de biomasse dans le système est telle que son usage pour les biocarburants Fischer-Tropsch peut saturer la demande en carburants et qu'il reste de la biomasse, qu'on a affectée à la chaleur *in situ*.

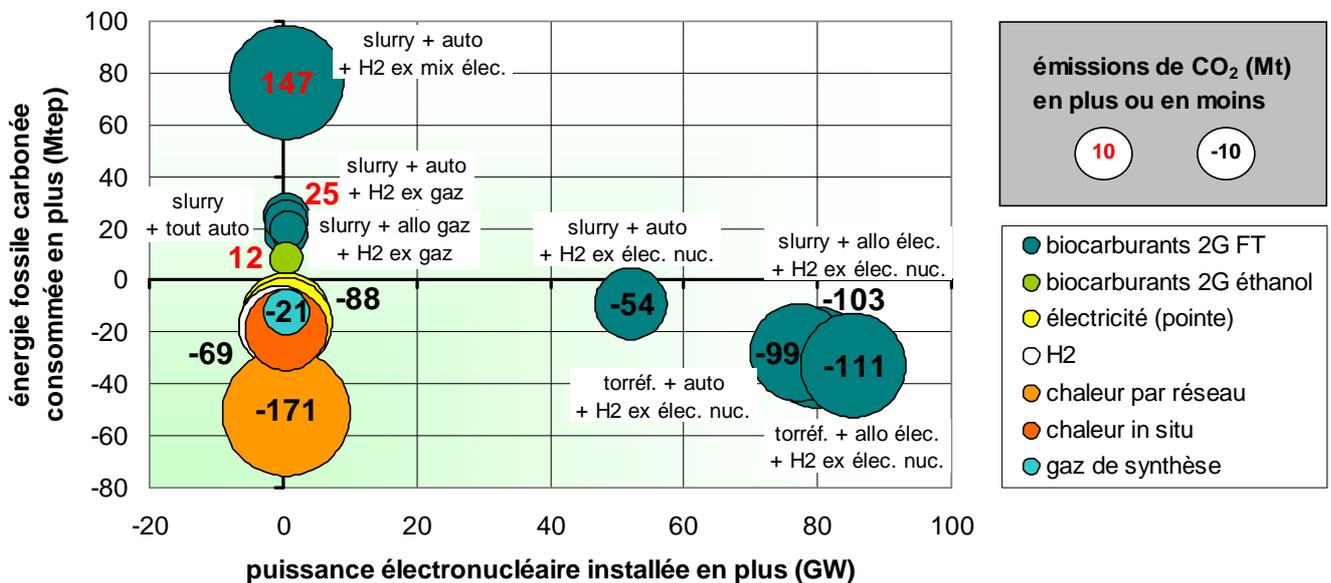


Figure 59 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes simples) par rapport à l'état de base du scénario 1 (référence) en 2050

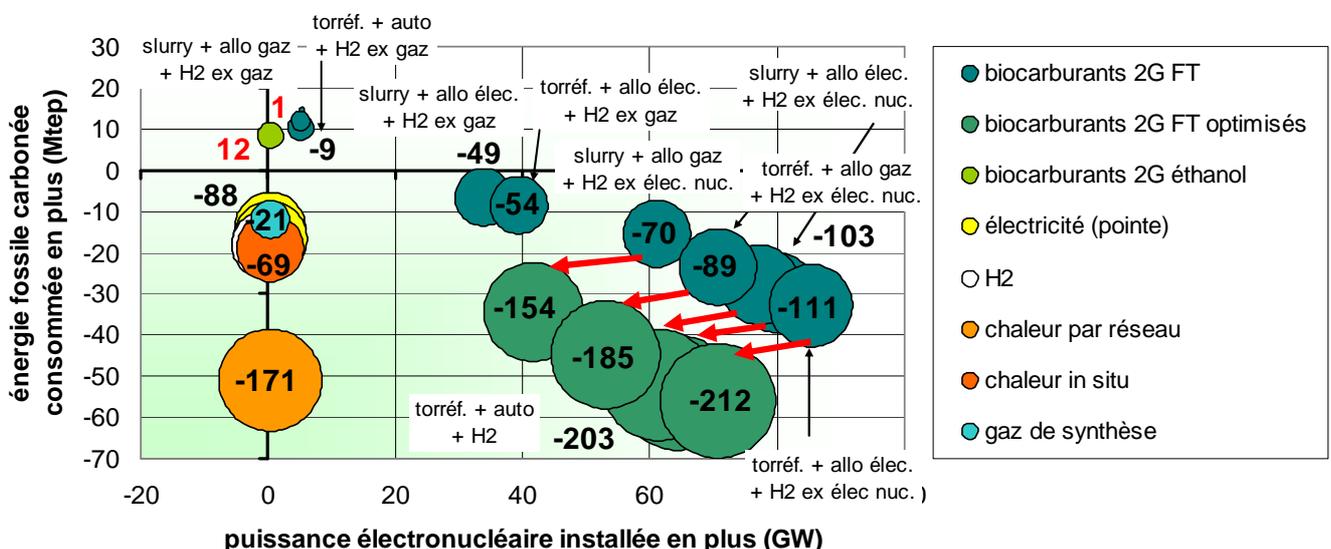
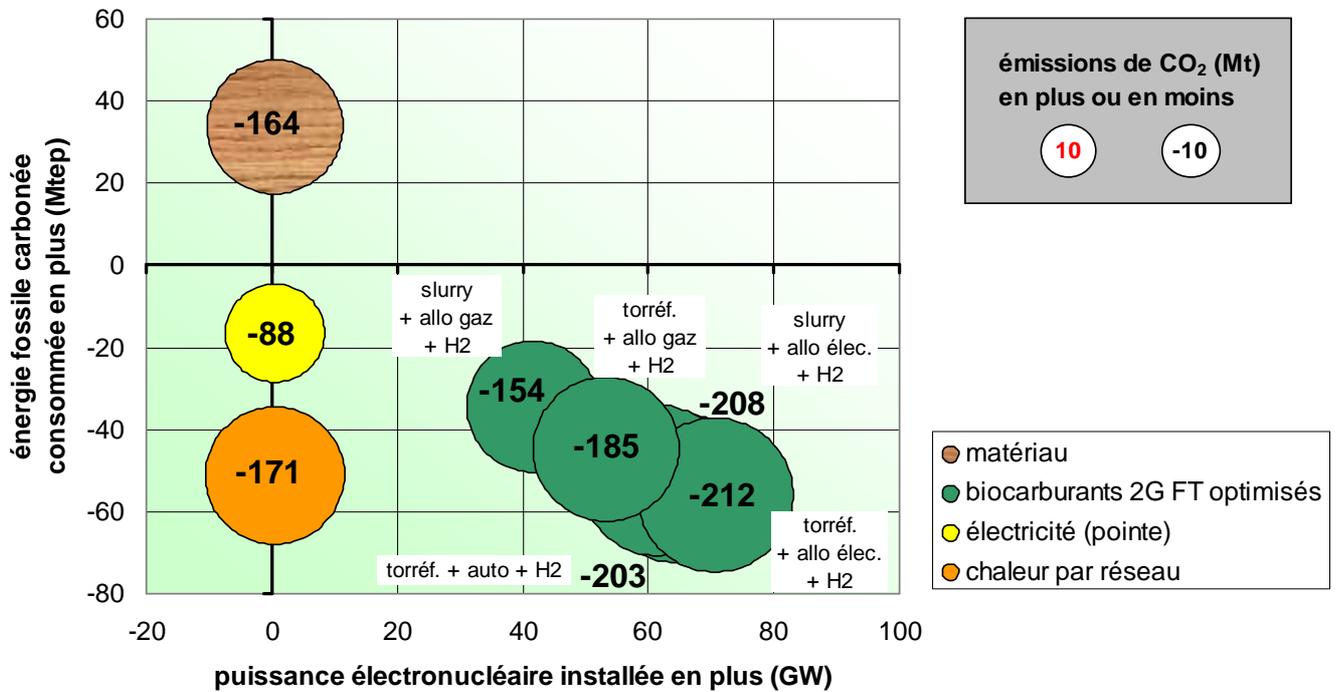


Figure 60 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes élaborées) par rapport à l'état de base du scénario 1 (référence) en 2050



	biomasse (Mtep)	émissions de CO ₂ (Mt)	énergies fossiles (Mtep)	puissance nucléaire (GW)	puissance intermittente (GW)
état de base	59	602	194	57	45
	26 chaleur	602 production	60 charbon	55 2-3 G	41 éolien
	6 électricité	0 séquestration	61 pétrole	2 4 G	4 solaire
	27 biocarburants		72 gaz		
variante chaleur réseau	59	432	143	58	45
	59 chaleur	432 production	32 charbon	56 2-3 G	41 éolien
	0 électricité	0 séquestration	58 pétrole	2 4 G	4 solaire
	0 biocarburants		52 gaz		
variante électricité (pointe)	59	514	177	58	45
	0 chaleur	514 production	27 charbon	56 2-3 G	41 éolien
	59 électricité	0 séquestration	71 pétrole	2 4 G	4 solaire
	0 biocarburants		79 gaz		
variante matériau	59	438	227	57	45
	0 chaleur	690 production	61 charbon	55 2-3 G	41 éolien
	0 électricité	0 séquestration	71 pétrole	2 4 G	4 solaire
	0 biocarburants	-252 séq. matériau	96 gaz		
variante biocarburants 2G FT 1 slurry + allo élec. + bi-alloH2	59	394	140	122	45
	17 chaleur	394 production	33 charbon	120 2-3 G	41 éolien
	0 électricité	0 séquestration	13 pétrole	2 4 G	4 solaire
	42 biocarburants		94 gaz		
variante biocarburants 2G FT 2 slurry + allo gaz + bi-alloH2	59	449	159	99	45
	15 chaleur	449 production	37 charbon	97 2-3 G	41 éolien
	0 électricité	0 séquestration	13 pétrole	2 4 G	4 solaire
	44 biocarburants		109 gaz		
variante biocarburants 2G FT 3 torréf. + auto + bi-alloH2	59	400	142	119	45
	14 chaleur	400 production	33 charbon	117 2-3 G	41 éolien
	0 électricité	0 séquestration	13 pétrole	2 4 G	4 solaire
	45 biocarburants		95 gaz		
variante biocarburants 2G FT 4 torréf. + allo élec. + bi-alloH2	59	391	138	128	45
	21 chaleur	391 production	33 charbon	126 2-3 G	41 éolien
	0 électricité	0 séquestration	13 pétrole	2 4 G	4 solaire
	38 biocarburants		92 gaz		
variante biocarburants 2G FT 5 torréf. + allo gaz + bi-alloH2	59	418	149	110	45
	19 chaleur	418 production	34 charbon	108 2-3 G	41 éolien
	0 électricité	0 séquestration	13 pétrole	2 4 G	4 solaire
	40 biocarburants		102 gaz		

Figure 61 : Performances relatives (figure) et absolues (tableau) des usages de la biomasse les plus performants par rapport à l'état de base du scénario 1 (référence) en 2050

-2.2.3 Scénario 2 (très contraint en CO₂, avec stockage du CO₂), en 2050 : 75 Mtep de biomasse

Les résultats à souligner sont les suivants (cf. [Figure 62](#), [Figure 63](#) et [Figure 64](#)).

- L'usage massif de biomasse pour la chaleur permet de baisser les émissions de CO₂ de près de 40 %, avec une baisse du charbon (~ -20 %) et surtout du gaz (~ -100 %) et une hausse du pétrole (~ +20 %), mais le gain par rapport à l'état de base doit en fait être décomposé (cf. tableau de la [Figure 62](#)) : il provient essentiellement de l'excès de biomasse affecté à l'usage matériau, et non de l'usage chaleur. Ceci résulte de l'hypothèse de non stockage du CO₂ issu de la production de chaleur ex biomasse car les chaudières et fours sont supposés être trop petits pour intégrer la capture et le stockage du CO₂. Ainsi, compte tenu du ratio tCO₂/tep de plus de 4,2 pour la biomasse contre 2,4 pour le gaz naturel, il est plus efficace d'utiliser la biomasse pour des applications avec capture et stockage du CO₂ et de réserver le gaz naturel aux applications incompatibles avec la capture et le stockage du CO₂.
- L'usage électricité permet un gain de 250 %, en substituant du charbon (~ -100 %) et du gaz (~ -15 %), tandis que la consommation de pétrole augmente (~ +45 %) pour compenser l'absence de biocarburants. Les émissions de CO₂ globalement négatives résultent de la capture et du stockage de tout le CO₂ issu de la combustion centralisée de la biomasse pour produire de l'électricité. Ces résultats sont cependant à tempérer car ils supposent que la production d'électricité ex biomasse offre un niveau de flexibilité idéal qui ne correspond pas à la réalité technique actuelle.
- L'usage biocarburants Fischer-Tropsch avec bi-allohydrogène optimisé permet un gain de ~ 120 %, en substituant tout le pétrole (~ -120 %) et parfois du gaz selon l'option (~ -30 à +15 %), au prix d'une augmentation modérée du parc nucléaire (~ +10 à 30 % par rapport à l'état de base, compte tenu du fait que, dans l'état de base de ce scénario de référence, la puissance du parc nucléaire est en hausse par rapport à son niveau actuel (75 GW en 2050 contre 63 GW aujourd'hui)). Le pétrole est substitué au-delà de la demande car la satisfaction de la demande en carburants liquides par les options de procédé testées conduit à un excédent de kérosène, qui est supposé être exporté. Le charbon, utilisé surtout pour l'électricité avec capture et stockage du CO₂, est peu substitué car l'électricité décarbonée ajoutée au système substitue d'abord l'électricité produite ex gaz naturel sans capture et stockage du CO₂, puis avec capture et stockage du CO₂. Cette substitution entraîne une baisse de la quantité de CO₂ stocké, mais celle-ci est contrebalancée par le stockage du CO₂ produit par les usines de biocarburants.
- Le maintien de la biomasse sous forme de matériau, utilisé ou séquestré, permet un gain de ~ 240 %, au prix d'une augmentation de la dépendance vis-à-vis du pétrole (~ +45 %) et du gaz naturel (+100 %).
- La quantité de biomasse dans le système est telle que son usage pour les biocarburants Fischer-Tropsch sature la demande en carburants et qu'il reste beaucoup de biomasse, affectée à la chaleur *in situ*. Les performances d'une variante répartissant la biomasse entre biocarburants, électricité et matériau (pour tenir compte de la flexibilité limitée de l'usage électricité) pourraient donc être bien meilleures. Ainsi, sans chercher à calculer un optimum, on calcule par exemple les performances d'une variante où la biomasse est équirépartie entre ces 3 usages (25 Mtep de biomasse pour chacun) (cf. [Tableau 10](#)). Avec pour les biocarburants une option torréfaction + gazéification autothermique + bi-allohydrogène, le gain atteint 260 %, en substituant une très forte part du pétrole (-80 %) contre du gaz naturel (+45 %), au prix d'un accroissement modéré du parc nucléaire par rapport à l'état de base (~ +20 %).

Tableau 10 : Performances de l'équirépartition de la biomasse entre biocarburants, électricité et matériau comparées aux performances de l'état de base dans le scénario 2 en 2050

	biomasse (Mtep)	émissions de CO ₂ (Mt)	énergies fossiles (Mtep)	puissance nucléaire (GW)	puissance intermittente (GW)
état de base	75	84	81	82	48
	32 chaleur	244 production	20 charbon	78 2-3 G	45 éolien
	11 électricité	-159 séquestration	25 pétrole	5 4 G	3 solaire
	32 biocarburants		37 gaz		
variante biocarburants 2G FT 3 + électricité + matériau	75	-136	78	97	48
	0 chaleur	218 production	20 charbon	92 2-3 G	45 éolien
	25 électricité	-248 séquestration	4 pétrole	5 4 G	3 solaire
	25 biocarburants	-106 séq. matériau	54 gaz		

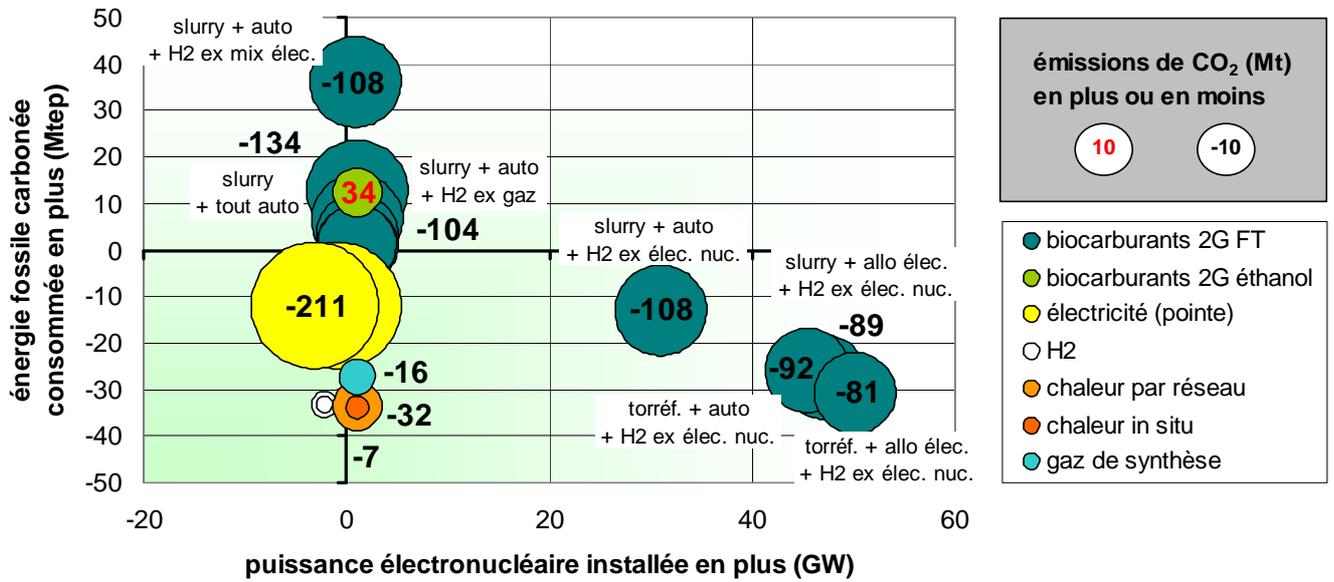


Figure 62 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes simples) par rapport à l'état de base du scénario 2 en 2050

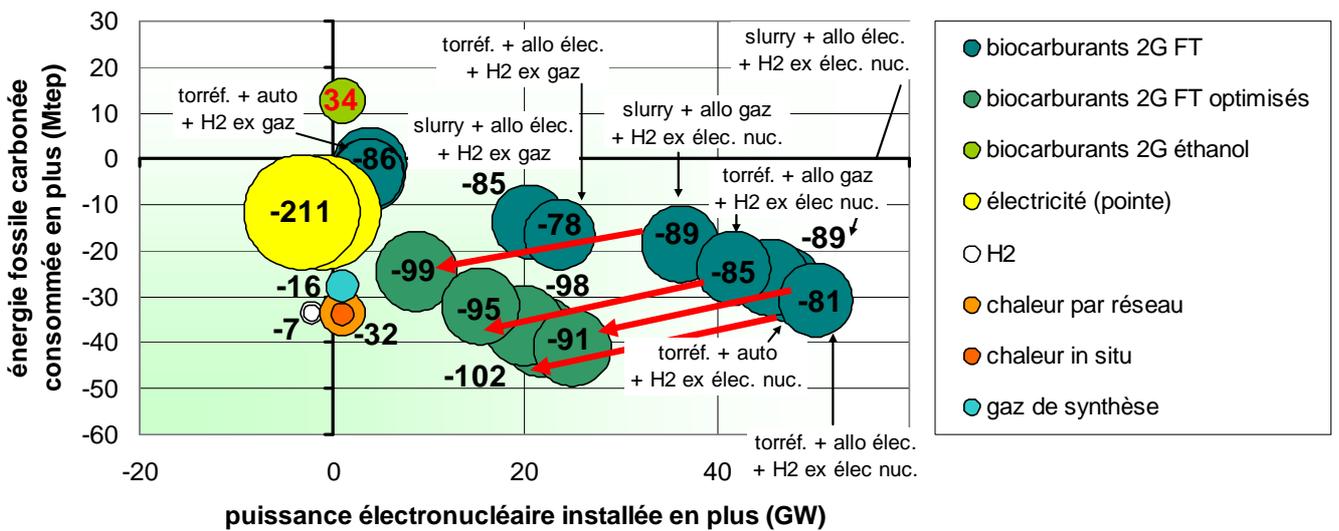


Figure 63 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes élaborées) par rapport à l'état de base du scénario 2 en 2050

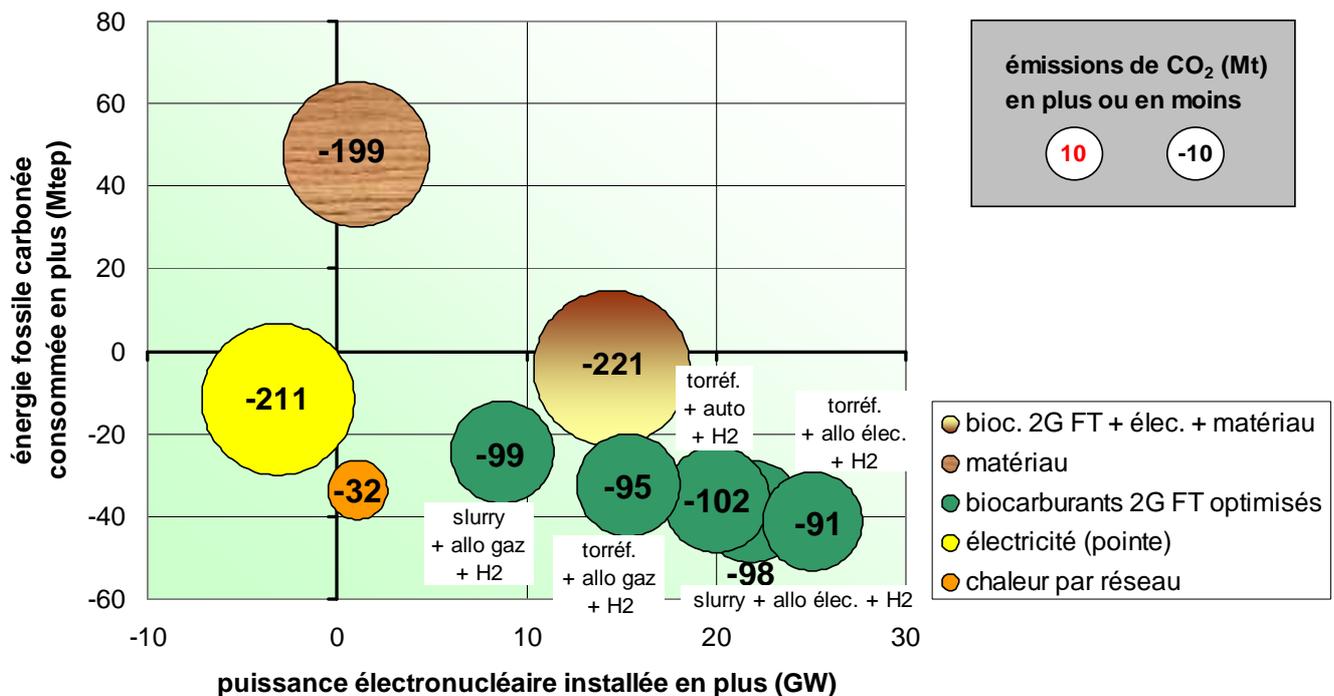


Figure 64 : Performances relatives (figure) et absolues (tableau) des usages de la biomasse les plus performants par rapport à l'état de base du scénario 2 en 2050

-2.2.4 Scénario 3 (très contraint en CO₂, sans stockage du CO₂), en 2050 : 75 Mtep de biomasse

Les résultats à souligner sont les suivants (cf. [Figure 65](#), [Figure 66](#) et [Figure 67](#)).

- L'usage massif de biomasse pour la chaleur permet de baisser les émissions de CO₂ de plus de 80 % par rapport à l'état de base, avec une baisse du gaz (~ -100 %) et une hausse du pétrole (~ +50 %), mais ce gain en CO₂ doit en fait à nouveau être décomposé (cf. tableau de la [Figure 65](#)) : il provient à 75 % de l'excès de biomasse affecté à l'usage matériau, pour 25 % dû à l'usage chaleur. Par contre, ces résultats s'accompagnent d'une réduction non négligeable du parc nucléaire (~ -10 %) qui s'explique par la faible production de chauffage ex énergies fossiles dans ce scénario très contraint : de ce fait, la production de chauffage ex biomasse substitue majoritairement du chauffage électrique, c'est-à-dire de l'électricité de pointe très carbonée, mais aussi une bonne part d'électricité nucléaire.
- L'usage de la biomasse pour produire de l'électricité conduit à augmenter les émissions de CO₂ de 70 % en augmentant fortement la consommation de pétrole et de gaz naturel (~ +75 % chacun). Ceci résulte du fait que, dans ce scénario très contraint et sans disponibilité du stockage du CO₂, non seulement la biomasse détournée vers l'électricité ne produit ni chaleur ni biocarburants, mais en plus l'électricité ex biomasse n'a que très peu d'électricité ex charbon ou ex gaz à substituer et substitue donc surtout de l'électricité nucléaire, d'où un parc nucléaire bien réduit (~ -25 %).
- L'usage biocarburants Fischer-Tropsch avec bi-allohydrogène optimisé permet un gain de ~ 60 à 80 %, en substituant tout le pétrole (~ -120 %) et même une part du gaz naturel (~ 0 à -30 %), au prix d'une faible augmentation du parc nucléaire (~ 0 à +10 % par rapport à l'état de base, compte tenu du fait que, dans l'état de base de ce scénario de référence, la puissance du parc nucléaire est en forte hausse par rapport à son niveau actuel (109 GW en 2050 contre 63 GW aujourd'hui)). Le pétrole est substitué au-delà de la demande car la satisfaction de la demande en carburants liquides par les options de procédé testées conduit à un excédent de kérosène, qui est supposé être exporté.
- Le maintien de la biomasse sous forme de matériau, utilisé ou séquestré, permet un gain de ~ 210 %, au prix d'une très forte augmentation de la dépendance vis-à-vis du pétrole (+75 %) et du gaz (+200 %).
- La quantité de biomasse dans le système est telle que son usage pour les biocarburants Fischer-Tropsch sature la demande en carburants et qu'il reste beaucoup de biomasse, affectée à la chaleur *in situ*. On peut donc à nouveau rechercher de meilleures performances en répartissant la biomasse autrement. Même si la séquestration de la biomasse est la plus efficace pour la réduction des émissions de CO₂, on peut chercher un compromis avec les dépendances énergétiques (à défaut d'un optimum, à définir), en calculant par exemple les performances d'une variante où la biomasse est répartie comme suit : 20 Mtep aux biocarburants, 20 Mtep à la chaleur par réseau et 35 Mtep de matériau (cf. [Tableau 11](#)). Avec pour les biocarburants une option torréfaction + gazéification autothermique + bi-allohydrogène, le gain atteint 170 %, en substituant tout le pétrole (-100 %) contre du gaz naturel (+100 %), au prix d'un faible accroissement du parc nucléaire par rapport à l'état de base (~ +5 %).

Tableau 11 : Performances de la répartition de la biomasse entre biocarburants, chaleur par réseau et matériau comparées aux performances de l'état de base dans le scénario 3 en 2050

	biomasse (Mtep)	émissions de CO ₂ (Mt)		énergies fossiles (Mtep)		puissance nucléaire (GW)	puissance intermittente (GW)
état de base	75	94		34		109	36
	35 chaleur	94	production	1 charbon	91	2-3 G	31 éolien
	5 électricité	0	séquestration	16 pétrole	18	4 G	4 solaire
	34 biocarburants			17 gaz			
variante biocarburants 2G FT 3 + électricité + matériau	75	-68		33		114	36
	20 chaleur	79	production	1 charbon	96	2-3 G	31 éolien
	0 électricité	0	séquestration	-1 pétrole	18	4 G	4 solaire
	20 biocarburants	-147	seq. matériau	34 gaz			

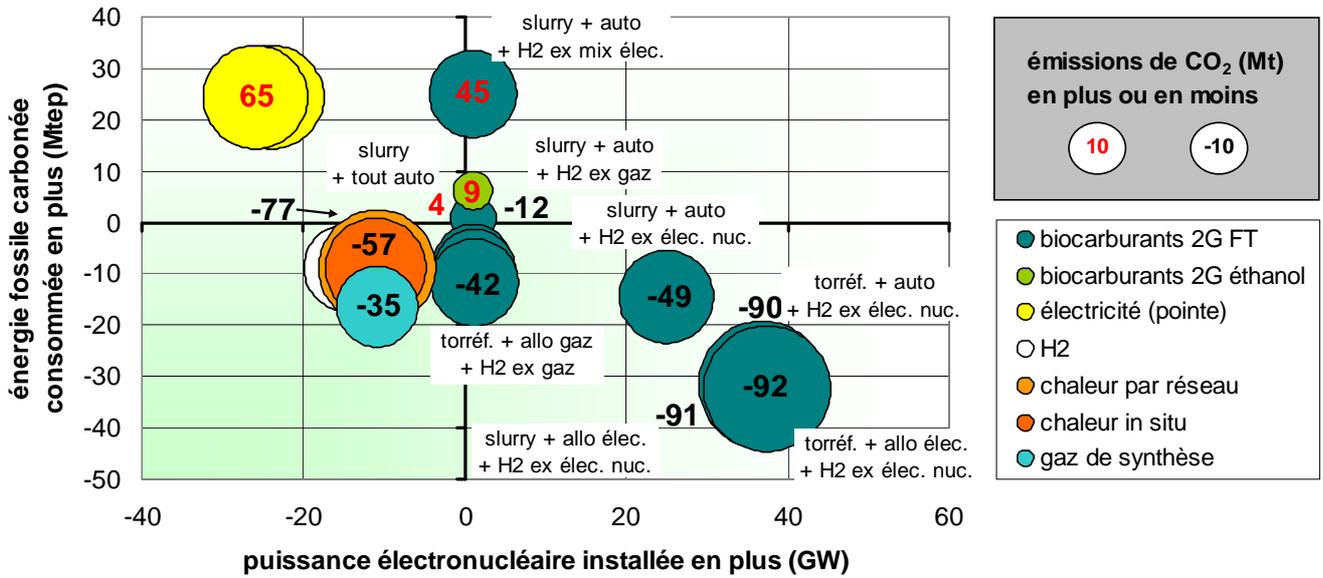


Figure 65 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes simples) par rapport à l'état de base du scénario 3 en 2050

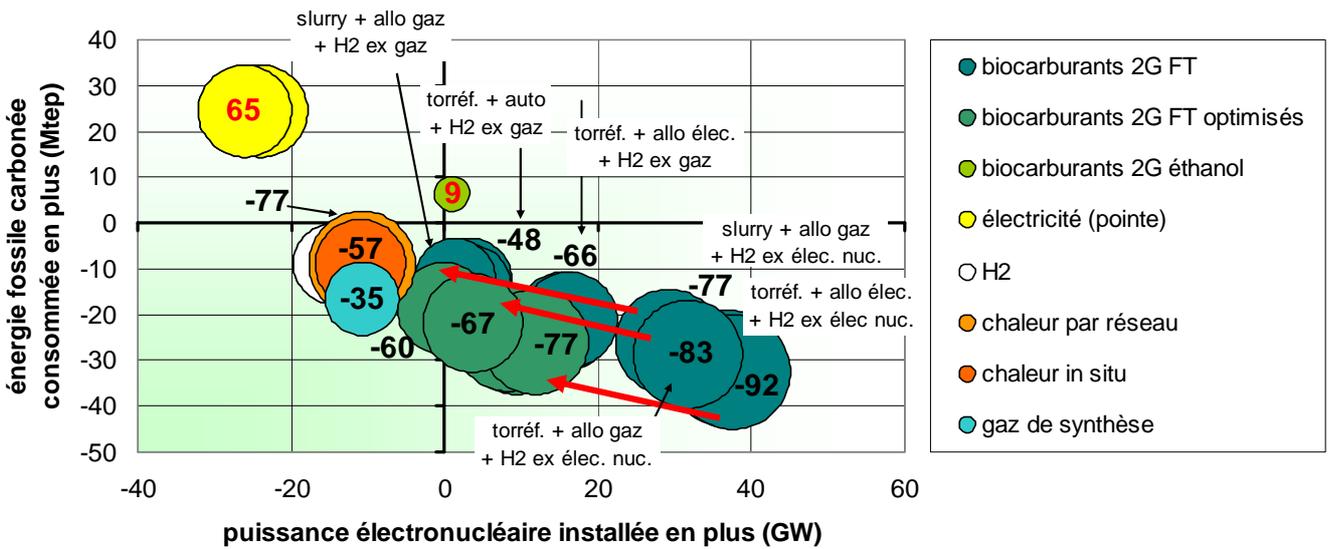
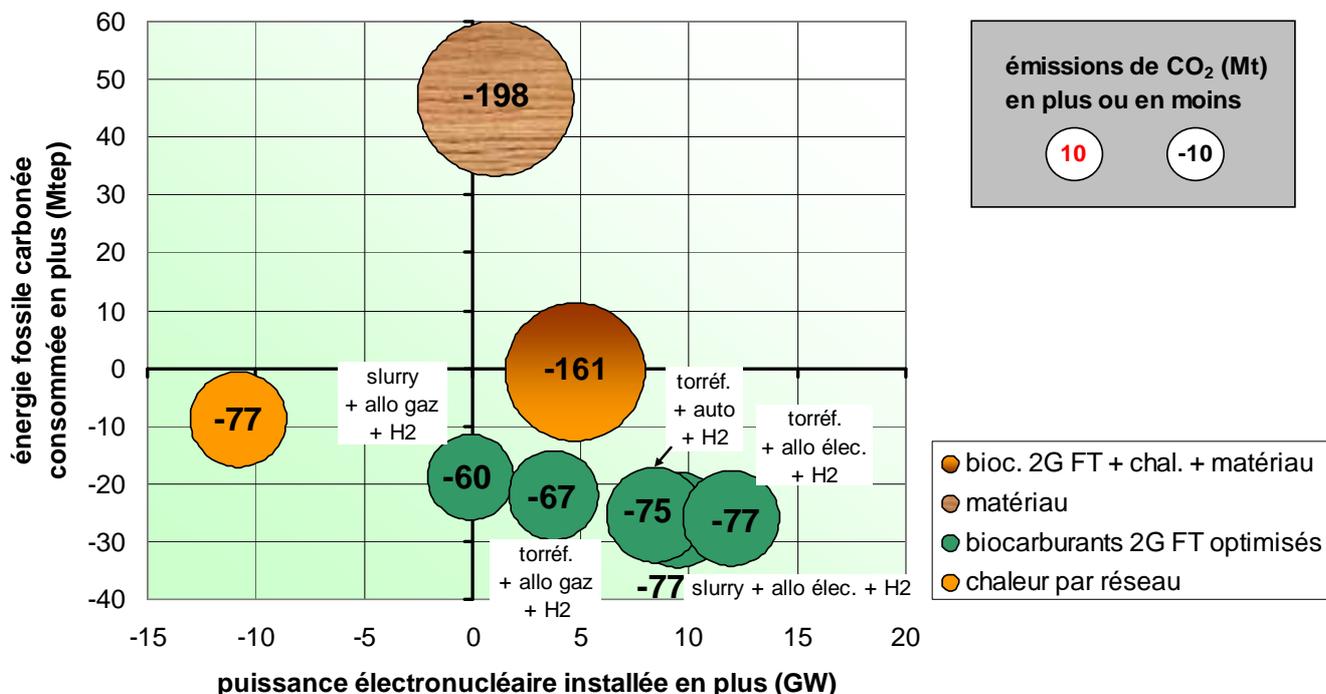


Figure 66 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes élaborées) par rapport à l'état de base du scénario 3 en 2050



	biomasse (Mtep)	émissions de CO ₂ (Mt)	énergies fossiles (Mtep)	puissance nucléaire (GW)	puissance intermittente (GW)
état de base	75	94	34	109	36
	35 chaleur	94 production	1 charbon	91 2-3 G	31 éolien
	5 électricité	0 séquestration	16 pétrole	18 4 G	4 solaire
	34 biocarburants		17 gaz		
variante chaleur réseau	75	17	25	98	36
	61 chaleur	76 production	0 charbon	80 2-3 G	31 éolien
	0 électricité	0 séquestration	24 pétrole	18 4 G	4 solaire
	0 biocarburants	-59 séq. matériau	1 gaz		
variante électricité (pointe)	75	159	59	83	36
	0 chaleur	159 production	1 charbon	65 2-3 G	31 éolien
	75 électricité	0 séquestration	28 pétrole	18 4 G	4 solaire
	0 biocarburants		30 gaz		
variante matériau	75	-104	81	109	36
	0 chaleur	213 production	1 charbon	91 2-3 G	31 éolien
	0 électricité	0 séquestration	28 pétrole	18 4 G	4 solaire
	0 biocarburants	-317 séq. matériau	52 gaz		
variante biocarburants 2G FT 1 slurry + allo élec. + bi-alloH2	75	17	8	119	36
	55 chaleur	17 production	0 charbon	101 2-3 G	31 éolien
	0 électricité	0 séquestration	-3 pétrole	18 4 G	4 solaire
	20 biocarburants		11 gaz		
variante biocarburants 2G FT 2 slurry + allo gaz + bi-alloH2	75	34	15	109	36
	54 chaleur	34 production	0 charbon	91 2-3 G	31 éolien
	0 électricité	0 séquestration	-3 pétrole	18 4 G	4 solaire
	21 biocarburants		18 gaz		
variante biocarburants 2G FT 3 torréf. + auto + bi-alloH2	75	19	9	118	36
	54 chaleur	19 production	0 charbon	100 2-3 G	31 éolien
	0 électricité	0 séquestration	-3 pétrole	18 4 G	4 solaire
	21 biocarburants		12 gaz		
variante biocarburants 2G FT 4 torréf. + allo élec. + bi-alloH2	75	17	8	121	36
	57 chaleur	17 production	0 charbon	103 2-3 G	31 éolien
	0 électricité	0 séquestration	-3 pétrole	18 4 G	4 solaire
	18 biocarburants		11 gaz		
variante biocarburants 2G FT 5 torréf. + allo gaz + bi-alloH2	75	27	12	113	36
	56 chaleur	27 production	0 charbon	95 2-3 G	31 éolien
	0 électricité	0 séquestration	-3 pétrole	18 4 G	4 solaire
	19 biocarburants		15 gaz		

Figure 67 : Performances relatives (figure) et absolues (tableau) des usages de la biomasse les plus performants par rapport à l'état de base du scénario 3 en 2050

-2.2.5 Scénario 4 (idem scénario 3, avec véhicule électrique favorisé), en 2050 : 66 Mtep de biomasse

Les résultats à souligner sont les suivants (cf. Figure 68, Figure 69 et Figure 70), en notant que ce scénario reste proche du scénario 3 en 2050, comme le montre leur caractérisation (cf. §1.3), de sorte que ses variantes et leur analyse sont également proches de celles du scénario 3 en 2050.

- L'usage massif de biomasse pour la chaleur permet de baisser les émissions de CO₂ jusqu'à 60 % : ce gain provient à 60 % de l'usage chaleur et à 40 % de l'excès de biomasse affecté à l'usage matériau.
- L'usage de la biomasse pour produire de l'électricité conduit à augmenter les émissions de CO₂ de 70 % en augmentant fortement la consommation de pétrole (~ +60 %) et de gaz naturel (~ +75 %).
- L'usage biocarburants Fischer-Tropsch avec bi-allohydrogène optimisé permet un gain de ~ 40 à 70 %, en substituant tout le pétrole (-100 %) et parfois du gaz naturel selon l'option (~ -30 à +30 %), tout en permettant une réduction du parc nucléaire (~ -5 à -10 % par rapport à l'état de base, compte tenu du fait que, dans l'état de base de ce scénario de référence, la puissance du parc nucléaire est en très forte hausse par rapport à son niveau actuel (114 GW en 2050 contre 63 GW aujourd'hui)). Cette réduction relative du parc nucléaire résulte de l'optimisation de la gestion des centrales nucléaires rendue possible par la flexibilité de la production d'hydrogène pour les biocarburants Fischer-Tropsch.
- Le maintien de la biomasse sous forme de matériau, utilisé ou séquestré, permet un gain de ~ 200 %, au prix d'une très forte augmentation de la dépendance vis-à-vis du pétrole (+60 %) et du gaz (+200 %).

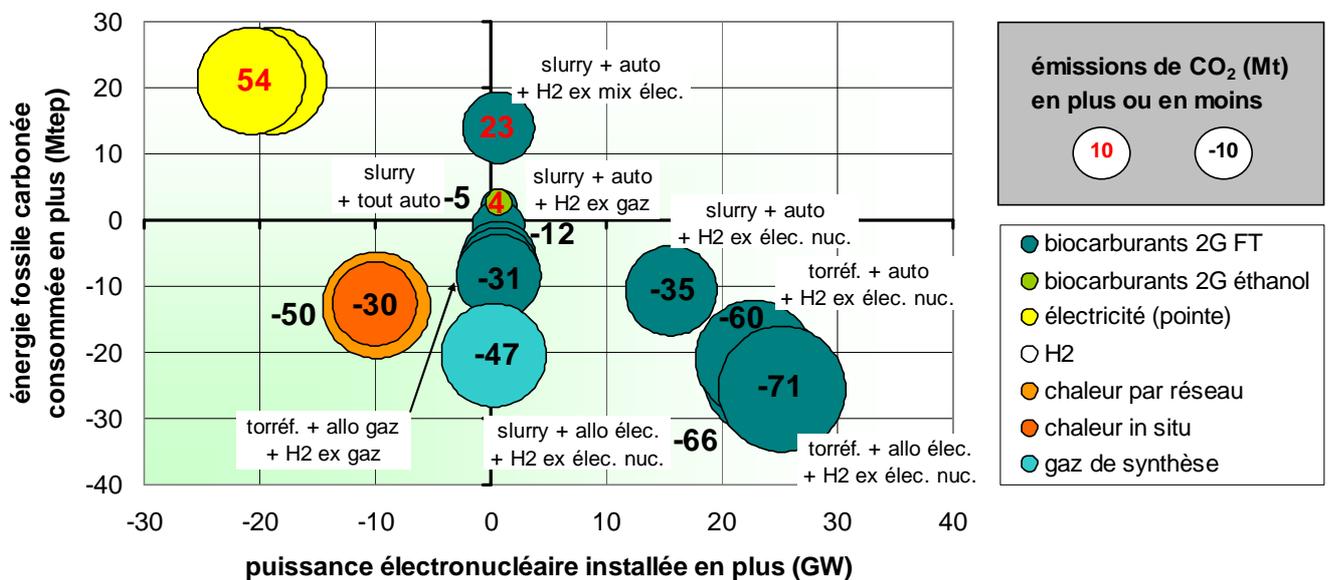


Figure 68 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes simples) par rapport à l'état de base du scénario 4 en 2050

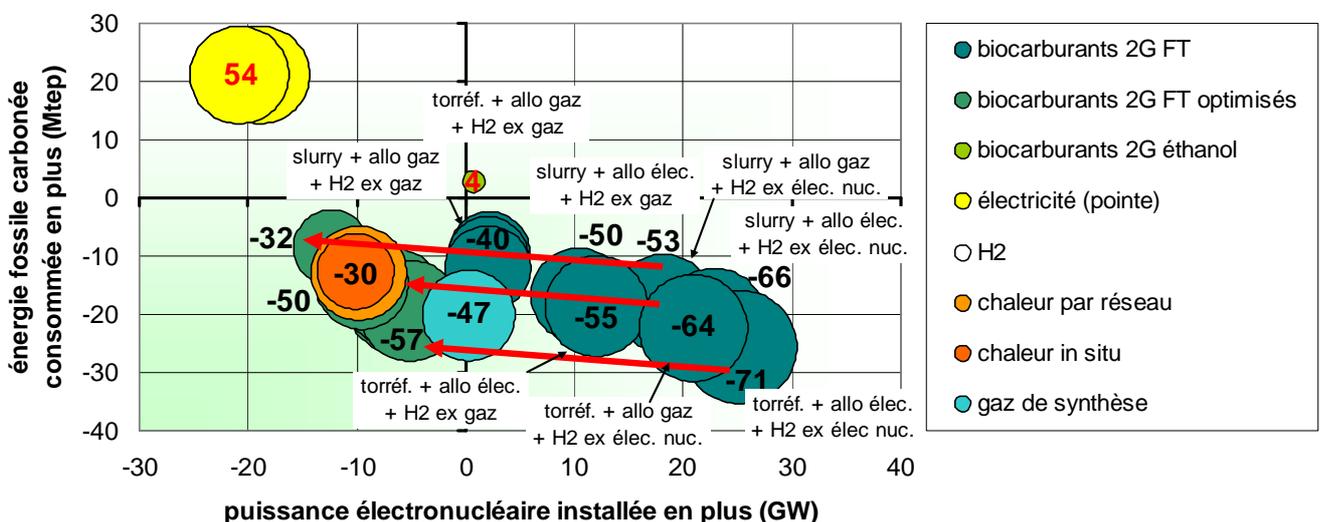
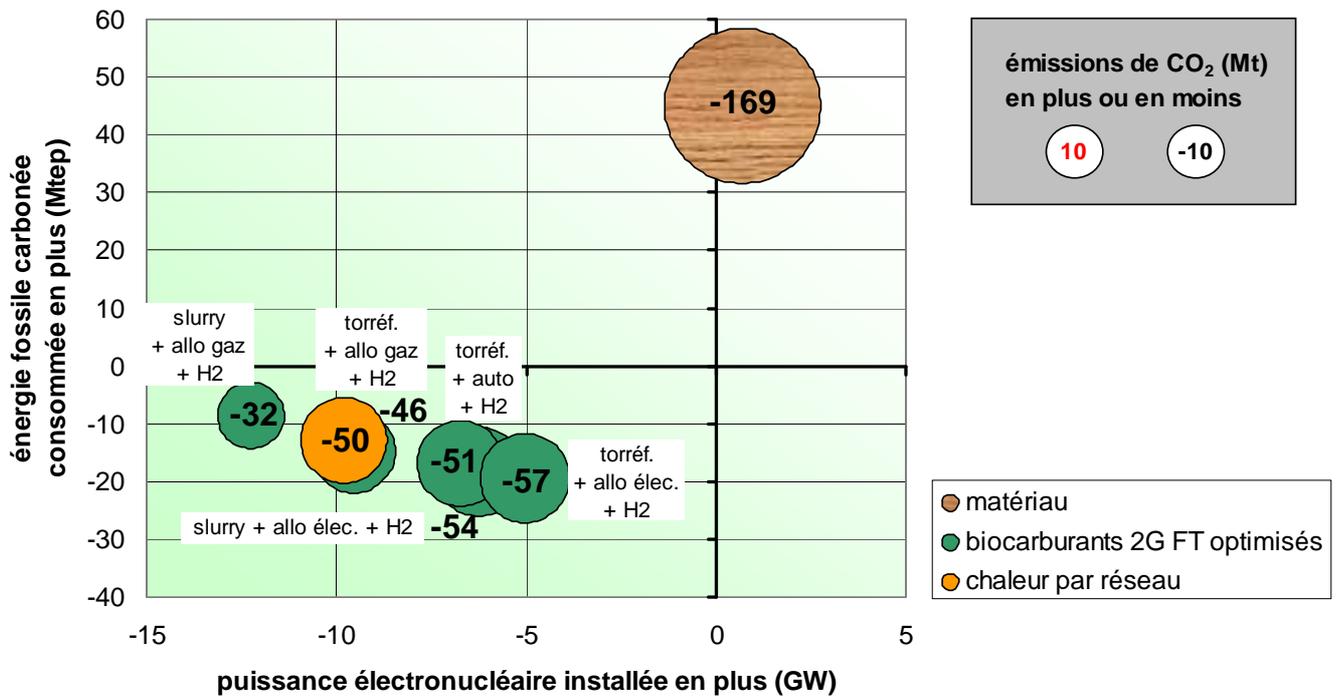


Figure 69 : Performances relatives des différents usages de la biomasse lignocellulosique (variantes élaborées) par rapport à l'état de base du scénario 4 en 2050



	biomasse (Mtep)	émissions de CO ₂ (Mt)	énergies fossiles (Mtep)	puissance nucléaire (GW)	puissance intermittente (GW)
état de base	66	83	31	114	39
	37 chaleur	83 production	1 charbon	95 2-3 G	35 éolien
	7 électricité	0 séquestration	13 pétrole	19 4 G	4 solaire
	23 biocarburants		17 gaz		
variante chaleur réseau	66	33	18	105	39
	61 chaleur	54 production	0 charbon	85 2-3 G	35 éolien
	0 électricité	0 séquestration	17 pétrole	19 4 G	4 solaire
	0 biocarburants	-20 séq. matériau	1 gaz		
variante électricité (pointe)	66	138	52	94	39
	0 chaleur	138 production	1 charbon	74 2-3 G	35 éolien
	66 électricité	0 séquestration	21 pétrole	19 4 G	4 solaire
	0 biocarburants		30 gaz		
variante matériau	66	-86	75	114	39
	0 chaleur	195 production	1 charbon	95 2-3 G	35 éolien
	0 électricité	0 séquestration	21 pétrole	19 4 G	4 solaire
	0 biocarburants	-281 séq. matériau	54 gaz		
variante biocarburants 2G FT 1 slurry + allo élec. + bi-alloH2	66	29	12	108	39
	53 chaleur	29 production	0 charbon	89 2-3 G	35 éolien
	0 électricité	0 séquestration	0 pétrole	19 4 G	4 solaire
	13 biocarburants		12 gaz		
variante biocarburants 2G FT 2 slurry + allo gaz + bi-alloH2	66	52	22	102	39
	53 chaleur	52 production	0 charbon	83 2-3 G	35 éolien
	0 électricité	0 séquestration	0 pétrole	19 4 G	4 solaire
	13 biocarburants		22 gaz		
variante biocarburants 2G FT 3 torréf. + auto + bi-alloH2	66	32	14	108	39
	52 chaleur	32 production	0 charbon	88 2-3 G	35 éolien
	0 électricité	0 séquestration	0 pétrole	19 4 G	4 solaire
	14 biocarburants		14 gaz		
variante biocarburants 2G FT 4 torréf. + allo élec. + bi-alloH2	66	26	11	109	39
	54 chaleur	26 production	0 charbon	90 2-3 G	35 éolien
	0 électricité	0 séquestration	0 pétrole	19 4 G	4 solaire
	12 biocarburants		11 gaz		
variante biocarburants 2G FT 5 torréf. + allo gaz + bi-alloH2	66	37	16	105	39
	54 chaleur	37 production	0 charbon	85 2-3 G	35 éolien
	0 électricité	0 séquestration	0 pétrole	19 4 G	4 solaire
	12 biocarburants		16 gaz		

Figure 70 : Performances relatives (figure) et absolues (tableau) des usages de la biomasse les plus performants par rapport à l'état de base du scénario 4 en 2050

Conclusions

En conclusion de l'évaluation à l'échelle du système énergétique français, les points suivants sont à souligner.

- La méthode d'évaluation des usages de la biomasse au moyen de variantes uniquement physiques, dans leur évaluation et dans leur construction à partir d'une base obtenue par simulation économique, présente des limites importantes : d'une part, il manque des critères économiques d'évaluation et, d'autre part, les variantes ignorent les rétroactions économiques du déplacement de la biomasse. (Toutefois, pour tout état physiquement possible, il existe en théorie un système de prix qui le réalise).
- Néanmoins, cette méthode d'évaluation permet de montrer que l'optimisation de l'usage de la biomasse dépend fortement de l'ensemble du système énergétique : voir synthèse ci-dessous (Tableau 12).

Tableau 12 : Synthèse des performances des principaux usages de la biomasse dans les 4 scénarios considérés : à titre de référence globale, les critères d'évaluation sont donnés pour 2007, en valeur absolue ; pour chaque scénario, les critères sont donnés pour l'état de base en 2050, en valeur absolue ; les critères pour les différentes variantes sont donnés en taux de variation par rapport à l'état de base, sauf pour les quantités de biomasse qui sont toujours données en valeur absolue et pour le détail des émissions de CO₂ pour lequel on donne la structure du gain (i.e. parts du gain imputables à la variation de production de CO₂ et à la variation de son stockage).

	critères	biomasse totale	biomasse chaleur	biomasse électricité	biomasse biocarburants	biomasse matériau	émissions CO ₂	production CO ₂	séquestration CO ₂	séquestration carbone bio.	charbon	pétrole	gaz	puissance élec. nucléaire	puissance élec. intermittente	
		unité	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mt	Mt	Mt	Mt	Mtep	Mtep	Mtep	GW	GW
2007		11	10	1	0	0	384	384	0	0	11	79	41	63	2	
état de base 2050	scén. 1	59	26	6	27	0	602	602	0	0	60	61	72	57	45	
	scén. 2	75	32	11	32	0	84	244	159	0	20	25	37	82	48	
	scén. 3	75	35	5	34	0	94	94	0	0	1	16	17	109	36	
	scén. 4	66	37	7	23	0	83	83	0	0	1	13	17	114	39	
variante 2050 chaleur par réseau	scén. 1	59	59	0	0	0	-30%	100%	0%	0%	-50%	-5%	-20%	0%	0%	
	scén. 2	75	65	0	0	10	-40%	265%	-300%	135%	-20%	20%	-100%	0%	0%	
	scén. 3	75	61	0	0	14	-80%	25%	0%	75%	-100%	50%	-100%	-10%	0%	
	scén. 4	66	61	0	0	5	-60%	60%	0%	40%	-100%	30%	-100%	-10%	0%	
variante 2050 électricité (pointe)	scén. 1	59	0	59	0	0	-15%	100%	0%	0%	-50%	15%	10%	0%	0%	
	scén. 2	75	0	75	0	0	-250%	25%	75%	0%	-100%	45%	-15%	-5%	0%	
	scén. 3	75	0	75	0	0	70%	100%	0%	0%	0%	75%	75%	-25%	0%	
	scén. 4	66	0	66	0	0	70%	100%	0%	0%	0%	60%	75%	-20%	0%	
variante 2050 biocarburants 2G FT	scén. 1	59	0	0	59	0	-25%	100%	0%	0%	-50%	-80%	50%	70%	0%	
							-35%					-120%				30%
	scén. 2	75	50	0	25	0	0	-120%	130%	-30%	0%	-10%	-120%	15%	10%	0%
								-80%	80%	20%		30%				
scén. 3	75	55	0	20	0	0	-60%	100%	0%	0%	-100%	-120%	0%	0%	0%	
							-80%					-30%	10%			
scén. 4	66	53	0	13	0	0	-40%	100%	0%	0%	-100%	-100%	30%	-10%	0%	
							-70%					-30%	-5%			
variante 2050 matériau	scén. 1	59	0	0	0	59	-30%	-50%	0%	150%	0%	15%	35%	0%	0%	
	scén. 2	75	0	0	0	75	-240%	-60%	0%	160%	0%	45%	100%	0%	0%	
	scén. 3	75	0	0	0	75	-210%	-60%	0%	160%	0%	75%	200%	0%	0%	
	scén. 4	66	0	0	0	66	-200%	-65%	0%	165%	0%	60%	200%	0%	0%	
variante 2050 répartition	scén. 2	75	0	25	25	25	-260%	10%	40%	50%	0%	-80%	45%	20%	0%	
	scén. 3	75	20	0	20	35	-170%	10%	0%	90%	0%	-100%	100%	5%	0%	

- Cette synthèse montre comment l'efficacité en termes d'émissions de CO₂ d'un usage de la biomasse dépend des énergies primaires effectivement substituées par la biomasse affectée à cet usage. Au passage, elle montre également comment la disponibilité ou l'indisponibilité du stockage du CO₂ conditionne l'optimisation de l'usage de la ressource en biomasse.
- L'usage de la biomasse pour la chaleur dans un scénario où les émissions de CO₂ sont peu contraintes évite une part de la production de chaleur ex énergies fossiles avec un bon rendement de substitution. Mais, dans un scénario où le stockage du CO₂ est techniquement disponible et mis en œuvre, l'usage chaleur restant *a priori* trop diffus pour permettre la capture et le stockage du CO₂, les usages très centralisés de la biomasse intégrant le stockage du CO₂ sont nettement meilleurs. Quant aux scénarios très contraints où le stockage du CO₂ n'est pas techniquement disponible, la production de chaleur ex énergies fossiles carbonées s'y avère particulièrement réduite, de sorte que la production de chaleur ex biomasse substitue majoritairement du chauffage électrique, c'est-à-dire un peu d'électricité de pointe très carbonée mais surtout une part d'électricité nucléaire.
- L'usage de la biomasse pour l'électricité dans un scénario peu contraint en termes de CO₂ émis substitue une part de l'électricité ex énergies fossiles, mais avec un rendement de substitution moyen. Par contre, dans un scénario avec disponibilité technique et mise en œuvre du stockage du CO₂, la production d'électricité ex biomasse avec stockage du CO₂ est particulièrement efficace : elle substitue alors notamment de l'électricité produite ex charbon avec stockage du CO₂, en s'accompagnant du stockage de CO₂ renouvelable cette fois (et en plus grande quantité). A l'inverse, dans les autres scénarios très contraints en CO₂, la production d'électricité ex biomasse substitue majoritairement de l'électricité nucléaire, ce qui conduit à un très mauvais bilan CO₂.
- L'usage de la biomasse pour les biocarburants substitue toujours du pétrole, avec un rendement moyen mais fortement amélioré par l'optimisation du parc nucléaire grâce à l'ajout de bi-allohydrogène. Dans les scénarios très contraints en CO₂, la quantité de biomasse excède le besoin des biocarburants et l'affectation de tout le reste de la biomasse à la production de chaleur n'est pas optimale. Répartir la biomasse entre les biocarburants et les autres usages efficaces dans le scénario considéré permet alors d'obtenir de très bonnes performances sur la plupart des critères.
- Le maintien de la biomasse sous forme de matériau carboné, utilisé comme tel ou séquestré, est toujours très efficace en termes d'émissions de CO₂. Seul l'usage de la biomasse pour produire de l'électricité avec stockage du CO₂ est plus efficace, à condition qu'il substitue des énergies fossiles dont la combustion émet du CO₂ non stocké. Répartir la biomasse entre séquestration de carbone et usages efficaces dans le scénario considéré permet d'obtenir de très bonnes performances sur la plupart des critères.
- Ainsi, dans le cadre méthodologique défini, les meilleurs usages de la biomasse en 2050 sont :
 - dans le scénario 1 : la production de chaleur(s),
 - dans le scénario 2 : la répartition entre production d'électricité avec stockage du CO₂, production de biocarburants Fischer-Tropsch et matériau utilisé ou séquestré,
 - dans les scénarios 3 et 4 : la répartition entre chaleur(s), biocarburants Fischer-Tropsch et matériau.

Remarques :

- La production d'éthanol de deuxième génération ex biomasse n'apparaît jamais très intéressante. Même si le stockage du CO₂ produit par les usines d'éthanol n'a pas été considéré ici, cette amélioration ne suffirait pas à rendre cet usage de la biomasse particulièrement intéressant.
- La production d'hydrogène ex biomasse a été peu regardée car le vecteur hydrogène reste marginal dans les scénarios considérés.
- La production de gaz de synthèse ex biomasse paraît intéressante dans les scénarios 3 et surtout 4, mais elle se ramène en fait à l'usage chaleur de la biomasse, en raison du peu de gaz consommé.
- La très grande quantité de biomasse mobilisée dans les scénarios considérés a pour conséquence que les variantes choisies, en concentrant la biomasse sur un ou deux usages pour dégager des contrastes, non seulement sont caricaturales et techniquement peu réalistes, en accord avec la méthode retenue, mais en plus n'incluent pas toujours la meilleure variante pour la minimisation des émissions de CO₂, sans parler des autres critères d'évaluation.

Il y a donc lieu de rechercher des optima en répartissant la biomasse entre les différents usages, mais aussi en s'autorisant à déplacer de la biomasse finale du chauffage vers la chaleur industrielle, ainsi qu'à jouer sur la capacité de production d'électricité intermittente.

CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

Le développement de biocarburants Fischer-Tropsch liquides répond à une logique de substitution du pétrole, pour des raisons à la fois environnementales et d'indépendance vis-à-vis d'une énergie en voie de raréfaction, en mobilisant une ressource en biomasse limitée par les surfaces forestières et agricoles disponibles.

Il en découle une recherche d'optimisation de la quantité de carburants liquides produits par unité de biomasse, quitte à consommer d'autres ressources énergétiques jugées potentiellement plus disponibles.

Différentes options technologiques ont donc été évaluées à l'échelle des procédés en termes de flux absolus, puis à l'échelle du système énergétique français pour appréhender l'impact des substitutions liées à ces flux, en considérant des scénarios très contrastés en termes d'efforts et de moyens pour réduire les émissions de CO₂. Les coûts privés des différentes options ont également été estimés afin d'évaluer leur viabilité économique, en tenant compte des fortes incertitudes attachées au système énergétique dans lequel elles se développeraient.

On rappelle d'abord les principales conclusions que la démarche d'évaluation développée a permis de dégager, puis on relève les limites qu'elle présente pour en déduire des perspectives d'amélioration méthodologique. Enfin, ces conclusions sont synthétisées, en tenant compte de leurs limites, pour formuler une réponse à la question de la place de la thermoconversion de la biomasse lignocellulosique en carburants liquides dans l'optimisation de l'usage de cette ressource.

Evaluation à l'échelle des procédés

- Les différentes options technologiques présentent des rendements masse (ou matière) très différents, mais l'augmentation de ce rendement ne peut se faire qu'au prix de l'injection d'énergie en plus : l'injection d'électricité conduit à mobiliser des puissances électriques très significatives tandis que l'injection de gaz naturel augmente fortement les émissions de CO₂ fossile par kWh produit. Ainsi, pour une ressource de 35 Mt de biomasse sèche (15 Mtep) affectée à cette famille de procédés, la quantité de carburant Fischer-Tropsch produite varie selon le système de 6 à 20 Mtep, en mobilisant plus ou moins d'intrants additionnels. Par exemple, on peut obtenir :
 - 6 Mtep de produits avec 15 Mtep de biomasse et 1 Mtep d'électricité (12 TWh),
 - ou 20 Mtep de produits avec 15 Mtep de biomasse, 1,2 Mtep d'électricité (14 TWh) et 17 Mtep de gaz,
 - ou 21 Mtep de produits avec 15 Mtep de biomasse, 22 Mtep d'électricité (255 TWh) et 2,5 Mtep de gaz.(A titre de référence, la consommation de carburants liquides est aujourd'hui de ~ 50 Mtep en France, tandis que la biomasse énergie représente ~ 10 Mtep, la production électrique ~ 50 Mtep (580 TWh) et la consommation de gaz naturel ~ 40 Mtep.)
- Les performances environnementales (émissions de CO₂ évitées et énergie produite par hectare par an) des biocarburants Fischer-Tropsch se détachent nettement de celles des autres bio/agro-carburants, pour les options de procédé à fort rendement masse obtenu par injection d'électricité décarbonée.
- Même si les rendements par hectare associés à la biomasse lignocellulosique forestière sont moins bons car la productivité y est plus faible (~ 3 t sèches /ha.an, contre 8 à 20 pour les taillis à courte rotation), la thermoconversion de biomasse lignocellulosique agricole, semi-agricole et forestière peut conduire à une production de biocarburants et à une économie d'émissions de CO₂ très significatives en mobilisant une part raisonnable des surfaces agricoles et forestières disponibles.

- Au prix actuel des intrants, le coût de production par litre équivalent de gazole varie selon les options d'un peu plus de 0,7 à un peu plus de 1,1 €/l équivalent de gazole pour les estimations basses, et d'un peu moins de 0,8 à un peu moins de 1,3 €/l équivalent de gazole pour les estimations hautes.
- Le mélange de biocarburants produit devient compétitif par rapport à son équivalent pétrolier à partir d'un prix du baril de pétrole de l'ordre de 150 \$, ce seuil dépendant notamment du taux de change €/\$. Mais ce seuil pourrait s'élever significativement selon l'évolution du prix des différents intrants ou au contraire s'abaisser significativement selon la politique fiscale différenciée mise en œuvre (détaxation du biocarburant ou taxation supplémentaire des carburants fossiles).
Il est délicat de dégager les meilleures options techniques du point de vue du coût de production, compte tenu des évolutions imaginables pour les prix des intrants et la taxation des émissions de CO₂, ainsi que des incertitudes techniques sur le stockage géologique du CO₂.
- Dans le cas où le stockage du CO₂ n'est pas disponible, le biocarburant est solidement compétitif par rapport à son équivalent ex pétrole à partir d'une taxe sur le CO₂ de l'ordre de 250 €/tCO₂ (0,65 €/l), ce seuil s'élevant avec le prix des intrants.
Les options techniques qui atteignent cette compétitivité et qui sont les plus rentables économiquement sont soit à gazéification autothermique, soit à gazéification allothermique à plasma.
Mais l'incertitude sur l'évolution du prix des intrants conduit à écarter les options à plasma et à privilégier l'option la plus flexible, c'est-à-dire à gazéification autothermique et à bi-allohydrogène, (addition d'hydrogène ex électrolyse de l'eau ou ex reformage de gaz, selon les prix du marché).
- La disponibilité du stockage du CO₂ abaisse le niveau de taxe sur les émissions de CO₂ fossile nécessaire à la compétitivité des différentes options, en favorisant fortement l'option caractérisée par une torréfaction de la biomasse, une gazéification allothermique au gaz et un ajout d'hydrogène ex gaz, sauf dans les cas où le gaz naturel est très cher.
Lorsque le gaz est très cher, les options à gazéification autothermique ou allothermique à plasma, sans ou avec allohydrogène, ex électricité ou ex gaz, sont plus intéressantes, selon les prix des intrants.
Ces incertitudes favorisent de nouveau une option à gazéification autothermique et à bi-allohydrogène, dont la flexibilité permet une bonne adaptation aux fluctuations des marchés.
- Dans tous les cas, la compétitivité du biocarburant dépend d'une pénalisation des carburants fossiles : le renchérissement attendu du pétrole ne suffira probablement pas.
- Les modalités de la fiscalité du CO₂ ont un impact considérable sur les décisions microéconomiques. En particulier, si le stockage net de CO₂ est rémunéré, le marché de la biomasse est bouleversé. Une rémunération de 250 €/tCO₂ représente en effet ~ 90 €/MWh de biomasse (~ 0,36 tCO₂/MWh), soit le double du prix le plus élevé envisagé pour la biomasse lignocellulosique précédemment. Si cette somme est attribuée au producteur de biomasse, le prix de la biomasse est entraîné à la baisse, mais la production de biocarburant, dont la combustion libère à nouveau le CO₂ stocké par la biomasse, devient nettement moins intéressante puisque le CO₂ réémis doit alors logiquement être taxé. Si par contre la rémunération du stockage net de CO₂ est attribuée à l'utilisateur de la biomasse, le prix de la biomasse est cette fois entraîné à la hausse et devient prohibitif pour l'usage carburant. Cela revient en fait au cas précédent, à la différence que le producteur de biomasse est rémunéré indirectement pour le CO₂ qu'il a séquestré.
Dans un tel contexte fiscal, si la conversion de la biomasse en carburant est néanmoins recherchée au titre de l'indépendance énergétique, ce service d'ordre stratégique doit donc être valorisé comme tel. Les arbitrages microéconomiques relatifs aux bio/agro-carburants et, ultimement, à l'usage du sol, sont ainsi conditionnés par la visibilité du niveau et des modalités de pénalisation du CO₂ à anticiper.

Evaluation à l'échelle du système énergétique français

- La méthode d'évaluation développée permet de montrer que l'optimisation de l'usage de la biomasse dépend fortement de l'ensemble du système énergétique :
 - L'usage de la biomasse pour la chaleur dans un scénario où les émissions de CO₂ sont peu contraintes évite une part de la production de chaleur ex énergies fossiles avec un bon rendement de substitution. Mais, dans un scénario où le stockage du CO₂ est techniquement disponible et mis en œuvre, l'usage chaleur restant *a priori* trop diffus pour permettre la capture et le stockage du CO₂, les usages très centralisés de la biomasse intégrant le stockage du CO₂ sont nettement meilleurs. Quant aux scénarios très contraints où le stockage du CO₂ n'est pas techniquement disponible, la production de chaleur ex énergies fossiles carbonées s'y avère particulièrement réduite, de sorte que la production de chaleur ex biomasse substitue majoritairement du chauffage électrique, c'est-à-dire un peu d'électricité de pointe très carbonée mais surtout une part d'électricité nucléaire.
 - L'usage de la biomasse pour l'électricité dans un scénario peu contraint en termes de CO₂ émis substitue une part de l'électricité ex énergies fossiles, mais avec un rendement de substitution moyen. Par contre, dans un scénario avec disponibilité technique et mise en œuvre du stockage du CO₂, la production d'électricité ex biomasse avec stockage du CO₂ est particulièrement efficace : elle substitue alors notamment de l'électricité produite ex charbon avec stockage du CO₂, en s'accompagnant du stockage de CO₂ renouvelable cette fois (et en plus grande quantité). A l'inverse, dans les autres scénarios très contraints en CO₂, la production d'électricité ex biomasse substitue majoritairement de l'électricité nucléaire, ce qui conduit à un très mauvais bilan CO₂.
 - L'usage de la biomasse pour les biocarburants substitue toujours du pétrole, avec un rendement moyen mais fortement amélioré par l'optimisation du parc nucléaire grâce à l'ajout de bi-allohydrogène. Dans les scénarios très contraints en CO₂, la quantité de biomasse excède le besoin des biocarburants et l'affectation de tout le reste de la biomasse à la production de chaleur n'est pas optimale. Répartir la biomasse entre les biocarburants et les autres usages efficaces dans le scénario considéré permet alors d'obtenir de très bonnes performances sur la plupart des critères.
 - Le maintien de la biomasse sous forme de matériau carboné, utilisé comme tel ou séquestré, est toujours très efficace en termes d'émissions de CO₂. Répartir la biomasse entre séquestration de carbone et usages efficaces dans le scénario considéré permet d'obtenir de très bonnes performances sur la plupart des critères.
- Ainsi, dans le cadre méthodologique défini, les meilleurs usages de la biomasse en 2050 sont :
 - dans un scénario de référence sans contrainte sur les émissions de CO₂ : la production de chaleur(s),
 - dans un scénario très contraint sur les émissions de CO₂ et où le stockage du CO₂ est disponible : la répartition de la biomasse disponible entre la production d'électricité avec stockage du CO₂, la production de biocarburants Fischer-Tropsch et le maintien de la biomasse sous forme de matériau,
 - dans un scénario très contraint sur les émissions de CO₂, mais où son stockage n'est pas disponible : la répartition de la biomasse entre la production de chaleur(s) et de biocarburants Fischer-Tropsch et son maintien sous forme de matériau.

Limites et perspectives

L'évaluation à l'échelle des procédés est limitée dans l'étendue des options techniques envisagées, ainsi que dans la précision des estimations des coûts d'investissement.

- Le champ des options techniques pourrait être élargi en termes de produits liquides recherchés : on peut également synthétiser du diméthyléther (DME : CH_3OCH_3), produit liquéfiable à faible pression et qui peut être décrit comme un gaz de pétrole liquide (GPL) pour moteur diesel [30]. La valorisation directe des gaz de tête de la synthèse Fischer-Tropsch comme équivalent gaz ou GPL est également envisageable, ainsi qu'un réglage des paramètres de procédé réduisant leur production au profit de produits liquides.
- Des estimations plus fines des coûts d'investissement pourraient être obtenues en réalisant un travail de dimensionnement et de chiffrage précis des différents équipements, puis de leur intégration.

Les limites les plus fortes résident cependant dans la démarche d'évaluation construite à l'échelle systémique.

- Le plaquage d'une approche strictement physique sur l'approche de prospective économique POLES conduit à décrire des états du système énergétique qui sont, par construction, physiquement possibles, mais qui s'éloignent d'autant plus d'une démarche de simulation économique prospective que les perturbations physiques sont significatives. Néanmoins, s'agissant d'un domaine appelé à faire l'objet d'une forte politique publique de régulation, il est utile de rechercher les frontières physiques du possible comme cadre de l'action publique.
- La construction de variantes statiques d'un état du système énergétique pris à un horizon de temps fixé, alors qu'il est le résultat d'une simulation dynamique, conduit à discriminer certaines technologies : selon que leur niveau de développement résulte de la simulation dynamique ou d'une insertion forcée, leur inertie de développement est prise en compte ou non. Ainsi, le développement de biocarburants Fischer-Tropsch pour les véhicules légers paraît avantageux par rapport au développement de véhicules électriques car il est adapté au parc automobile existant. Pourtant, le temps de montée en puissance d'une industrie de production de carburants Fischer-Tropsch est tout à fait comparable au temps de renouvellement du parc automobile. Il est donc nécessaire de comparer l'utilisation d'électricité décarbonée supplémentaire et de biomasse d'une part pour produire des biocarburants et, d'autre part, pour alimenter des véhicules électriques, en utilisant séparément la biomasse, par exemple pour en séquestrer le carbone par un usage matériau. Or, l'examen d'un scénario forçant la diffusion du véhicule électrique n'a pas permis cette comparaison car la simulation dynamique de cette diffusion, même forcée, ne conduit pas, dans le modèle POLES, à une domination rapide du véhicule électrique en France.
- Enfin, la comparaison des performances de différentes variantes statiques d'un même état de base ne rend pas bien compte des performances relatives des variantes dynamiques correspondantes, c'est-à-dire des variantes de trajectoires du système qu'il faudrait construire et analyser dans la durée, en utilisant le cas échéant des performances cumulées comme critères d'évaluation.

Ces limites conduisent à proposer le développement d'un outil de simulation technique et économique du système énergétique et de son pilotage, capable d'explorer un grand nombre de trajectoires possibles, en dotant POLES d'une modélisation technologique fine et d'outils d'optimisation à objectifs multiples.

Les évaluations menées montrent en effet que la complexité du système rend difficile la déduction des optima, suggérant ainsi le recours à des algorithmes d'exploration automatisée des possibles.

Conclusion générale

La démarche d'évaluation qui a été développée, malgré les limites exposées, a permis de mettre en évidence, outre la nécessité d'une approche systémique prenant en compte le caractère fini des ressources naturelles, les éléments suivants à intégrer à la construction d'une politique énergétique publique.

- La simulation économique prospective du système énergétique mondial, en situation de libre échange, montre un marché de la biomasse qui se mondialise et où la France devient massivement importatrice. Du point de vue des pays exportateurs, cela peut être lu comme une nouvelle forme d'exploitation, mais cela peut aussi être une opportunité de garantir un mode de sylviculture durable des forêts du Sud, en offrant, en sus du prix de la biomasse, une rémunération des services environnementaux associés. Du point de vue des pays importateurs, l'importation massive de biomasse est une nouvelle dépendance, mais la diversification géographique des approvisionnements énergétiques en accroît la sécurité. Que la biomasse constitue 25 % de l'énergie primaire consommée par la France en 2050 a donc du sens et rend incontournable la recherche d'une affectation optimale entre ses usages possibles.
- Les évaluations à l'échelle des procédés et à l'échelle du système énergétique convergent pour montrer que la disponibilité ou l'indisponibilité technique du stockage du CO₂ est un facteur structurant pour l'optimisation des procédés de biocarburants comme pour celle de l'usage de la biomasse. En particulier, l'arbitrage entre chaleur et électricité dépend de la possibilité de stocker le CO₂ : l'usage chaleur est plus favorable que l'usage électricité, sauf si celui-ci inclut le stockage du CO₂. Si l'usage chaleur est efficace à court terme, il peut ainsi s'avérer contre-productif à long terme car l'inertie liée aux investissements sera un frein à l'éventuelle réorientation ultérieure de la biomasse, notamment en cas d'investissements lourds dans des infrastructures de réseau de chaleur. Ceci renforce la nécessité de promouvoir la recherche et développement pour le stockage du CO₂, mais aussi pour la production flexible d'électricité ex biomasse et les technologies de pompe à chaleur. Compte tenu des délais en jeu, la séquestration de la biomasse est une solution d'attente intéressante, *a fortiori* en développant un mode de conservation longue adapté à une future utilisation énergétique.
- Les évaluations convergent également pour montrer que les biocarburants liquides Fischer-Tropsch présentent un intérêt réel dans l'hypothèse, probable, où l'on cherche à satisfaire la double contrainte de limitation des émissions de CO₂ et d'indépendance énergétique vis-à-vis du pétrole. (Si on veut seulement limiter les émissions de CO₂, la séquestration de la biomasse est plus efficace. Si on recherche seulement l'indépendance vis-à-vis du pétrole, les carburants de synthèse ex charbon offrent une solution déjà validée industriellement et *a priori* moins onéreuse.) Si les véhicules électriques constituent pour partie une alternative intéressante aux biocarburants, à la fois sur le marché des véhicules légers et comme mode de flexibilisation de la demande électrique, les biocarburants semblent par contre incontournables pour les véhicules lourds et le transport aérien. La place de la thermoconversion en carburants liquides dans l'optimisation de l'usage de la biomasse dépend ainsi quantitativement d'une optimisation globale, qui implique tout le système électrique.
- Dans tous les cas, utiliser un maximum de biomasse comme matériau constitue un choix sans regrets : outre la substitution de matériaux très émetteurs de CO₂ (béton et acier) pour les usages en construction, l'usage matériau de la biomasse constitue une séquestration immédiate de CO₂ particulièrement efficace avec 4,2 tCO₂/tep de biomasse, contre 2,4 pour le gaz naturel, 3,1 pour le pétrole et 4,0 pour le charbon. Les matériaux en fin de vie peuvent être séquestrés en décharge adaptée ou valorisés énergétiquement. Par ailleurs, même si cette dimension a volontairement été laissée de côté dans les évaluations réalisées, il est évident que l'usage matériau de la biomasse, tout particulièrement en construction, représente un gisement de valeur ajoutée locale et à la portée de politiques publiques de proximité.

Au total, l'optimisation de l'usage de la biomasse lignocellulosique, couplée à celle du système électrique, a un rôle structurant à jouer dans la construction du futur système énergétique français, et ce d'autant plus qu'il s'agit de deux domaines privilégiés pour une politique industrielle, à l'échelle nationale et européenne.

Annexe :

Exemple de modélisation physique des procédés élémentaires de la superstructure explorée

Fiche de synthèse modélisation	Gazéification de slurry : réacteur à flux entraîné autothermique		
par Carole Hohwiller	version définitive	07/05/09	

-1 Frontières et étapes du procédé

-1.1 Flux entrant principal

Slurry :

- mélange des produits liquides (condensats = huiles) et solides (char) (après broyage) issus de la pyrolyse de bois,
- à un taux d'humidité, exprimé en masse d'eau par masse de matière sèche, qui est de l'ordre de 25 %.

-1.2 Flux sortant principal

Gaz de synthèse : mélange de CO, H₂, H₂O et CO₂.

-1.3 Etapes de transformation et hypothèses associées

- Déchargement du slurry : dans une cuve préchauffée équipée d'un mélangeur (pour le slurry livré en deux phases organique et aqueuse séparées) et d'une pompe de reprise.
- Injection du slurry dans le réacteur : en spray, après homogénéisation dans un mélangeur.
- Gazéification du slurry à l'oxygène : dans un réacteur à flux entraîné fonctionnant à **1500°C** sous une pression de **30 bar** ; on fait l'hypothèse que le dimensionnement du four permet un temps de séjour tel que l'équilibre thermodynamique à cette température est atteint ; on fait l'hypothèse que pour toutes les tailles de réacteur considérées **les pertes thermiques sont inférieures à 2 % du pouvoir calorifique inférieur de la biomasse**. L'oxygène est fourni par le reste du procédé ou par une unité de séparation de l'air (cf. enchaînement de procédés).
- Entraînement du gaz de synthèse vers l'étape de trempe.

Fiche de synthèse modélisation	Gazéification de slurry : réacteur à flux entraîné autothermique		
par Carole Hohwiller	version définitive	07/05/09	

-2 Nature des flux du procédé

-2.1 Flux entrants

-2.1.1 Flux entrants comptabilisés

nom	unité	formule molaire	temp. (°C)	press. abs. (bar)	énergie (MJ/unité)
slurry (- char (20 %) - huile anhydre (60 %) - eau (20 %))	kg	$C_6H_8O_{2,9}$ + 1,7 H_2O (0,35 $C_6H_{6,5}O_{0,8}$ + 0,65 $C_6H_9O_4$ + 1,7 H_2O)	25	30	19 (<i>PCI</i>) (30 23 -2,3)
oxygène	kg	2,05 O_2	25	30	

-2.1.2 Flux entrants négligés

-2.2 Flux sortants

-2.2.1 Flux sortants comptabilisés

nom	unité	formule molaire	temp. (°C)	press. abs. (bar)	énergie (MJ/unité)
gaz de synthèse	kg	5,26 CO + 3,74 H_2 + 1,96 H_2O + 0,74 CO_2	1500	30	10,3 (<i>PCI</i>)

-2.2.2 Flux sortants négligés

- Evacuation des cendres vitrifiées en fond de réacteur (slag).

Fiche de synthèse modélisation	Gazéification de slurry : réacteur à flux entraîné autothermique		
par Carole Hohwiller	version définitive	07/05/09	

-3 Bilans massique et énergétique

-3.1 Bilan massique pour 1 kg de flux sortant principal

flux entrants	flux sortants (kg)	
	gaz de synthèse	
slurry : - char (20%) - huile anhydre (60%) - eau (20%)	m_{slurry}	m_{slurry}
oxygène	$m_{\text{oxygène}}$	$m_{\text{oxygène}}$
	1	totaux

L'étape de gazéification à 1500°C est autothermique si de l'oxygène est injecté en quantité telle que l'oxydation complète d'une partie du slurry libère une quantité d'énergie qui couvre les besoins de la réaction endothermique de gazéification du reste du slurry.

On montre par résolution numérique que la composition du slurry conduit ainsi à devoir injecter de l'ordre de 2,05 mol d'O₂ pour 1 (C₆H₈O_{2,9} + 1,7 H₂O).

On obtient alors un gaz de composition proche de 5,26 CO + 3,74 H₂ + 1,96 H₂O + 0,74 CO₂.

$$\text{On a } m_{\text{oxygène}} = \frac{2,05 * 32}{5,26 * 28 + 3,74 * 2 + 1,96 * 18 + 0,74 * 44} = \frac{65,6}{222,6} = 0,295 \text{ kg,}$$

$$\text{d'où } m_{\text{slurry}} = 1 - m_{\text{oxygène}} = 1 - 0,295 = 0,705 \text{ kg}$$

Fiche de synthèse modélisation	Gazéification de slurry : réacteur à flux entraîné autothermique		
par Carole Hohwiller	version définitive	07/05/09	

-3.2 Bilan énergétique pour 1 kg de flux sortant principal

-3.2.1 Flux énergétiques comptabilisés dans le rendement

- Entrée de slurry : $PCI_{entrée} = 0,705 * 19 = 13,4$ MJ

- Sortie de gaz de synthèse :

$$PCI_{sortie} = \frac{5,26 * 28 * PCI_{CO} + 3,74 * 2 * PCI_{H_2} + 1,96 * 18 * PCI_{H_2O} + 0,74 * 44 * PCI_{CO_2}}{222,6} \text{ MJ}$$

$$= \frac{147,3 * 10 + 7,5 * 120 - 35,3 * 2,3 + 32,6 * 0}{222,6} = 10,3 \text{ MJ}$$

- Chaleur stockée dans le gaz de synthèse potentiellement récupérable :

$$chaleur_{gaz} = \frac{1}{0,223} * 11,7 * 0,000035 * (1500 - 25) + \frac{1,96 * 0,018}{0,223} * 2,3 = 3,1 \text{ MJ}$$

$$rendement_{\text{énergétique poste}} = \frac{PCI_{sortie} + chaleur_{gaz}}{PCI_{entrée}} = \frac{10,3 + 3,1}{13,4} = 1$$

-3.2.2 Pertes énergétiques

Cf. flux énergétiques négligés.

On vérifie que le bilan énergétique est bouclé :

$$PCI_{entrée} = 13,4 \text{ MJ}$$

$$= PCI_{sortie} + chaleur_{gaz} = 10,3 + 3,1 = 13,4 \text{ MJ.}$$

-3.2.3 Flux énergétiques négligés

- Electricité nécessaire au chauffage des cuves de stockage et au fonctionnement des mélangeurs et des pompes d'alimentation du réacteur.
- Pertes thermiques du réacteur : elles sont de l'ordre de 2 % du PCI entrant, donc incluses dans la marge d'incertitude sur ce dernier.

-3.3 Récapitulatif des résultats numériques

Pour 1 kg de gaz de synthèse en sortie du procédé :

m _{slurry}	kg	0,705
m _{oxygène}	kg	0,295
total énergie entrée	MJ	13,4
$PCI_{entrée}$	MJ	13,4
total énergie sortie	MJ	13,4
PCI_{sortie}	MJ	10,3
$chaleur_{gaz}$	MJ	3,1
total pertes	MJ	
total énergie sortie + total pertes	MJ	13,4
rendement énergétique poste	%	100%

Fiche de synthèse modélisation	Gazéification de slurry : réacteur à flux entraîné autothermique		
par Carole Hohwiller	version définitive	07/05/09	

–4 Conclusions partielles

La réaction de gazéification est autothermique pour une quantité d'oxygène injecté qui dépend du pouvoir calorifique inférieur de la biomasse entrante. Celui-ci n'est connu qu'avec une incertitude de l'ordre de 20 % qui se répercute donc sur l'ensemble des résultats.

–5 Sources bibliographiques

E. Henrich, E. Dinjus, R. Stahl, F. Weirich, BIOMASS FAST PYROLYSIS IN A TWIN SCREW MIXER REACTOR. 14th European Biomass Conference, 2005, Paris, France.

H.J. Van der Ploeg, T. Chloa, P.L. Zuideveld, THE SHELL COAL GASIFICATION PROCESS FOR THE US INDUSTRY. Gasification Technology Conference, 2004, Washington, USA.

C. Kiener, START-UP OF THE FIRST COMMERCIAL BTL PRODUCTION FACILITY. 17th European Biomass Conference, 2008, Valencia, Spain.

C. Dupont, J.M. Commandre, P. Gauthier, G. Boissonnet, S. Salvador, D. Schweich, BIOMASS PYROLYSIS EXPERIMENTS IN AN ANALYTICAL ENTRAINED FLOW REACTOR BETWEEN 1073 K AND 1273 K. Fuel 87 (2008) 1155–1164.

BIBLIOGRAPHIE PRINCIPALE

La bibliographie relative à la modélisation de chaque élément de procédé figure dans sa fiche de modélisation.

1. FAO, *La situation mondiale de l'alimentation et de l'agriculture, les biocarburants : perspectives, risques et opportunités*. 2008.
2. US-DoE, *National Algal Biofuels Technology Roadmap*. May 2010.
3. Chartier, P., Mériaux, S., *L'énergie de la biomasse*. La Recherche, 1980(113).
4. Devin, B., *Peut-on compter sur le "vecteur carbone" pour les carburants liquides du futur ?* Les cahiers de Global Chance, avril 2007.
5. Imbach, J., *Evolution de la demande en biomasse lignocellulosique à l'horizon 2020 et mise en perspective par rapport à la ressource disponible*. 2009, Commissariat à l'Energie Atomique: Saclay.
6. SOLAGRO, *Evaluation du potentiel bois-énergie*. 2004, ADEME-IFN: Paris.
7. Levesque, C., Vallet, P., Ginisty, C., *Biomasse disponible pour de nouveaux usages énergétiques et industriels*. 2007, CEMAGREF: Paris.
8. Joucla, V., *La ressource forestière*. 2008, Ministère de l'Agriculture: Paris.
9. Departe, A., *Etude prospective sur la deuxième génération de biocarburants*. 2009, AgroParisTech-DGTPE: Paris.
10. EEA, *How much bioenergy can Europe produce without harming the environment?* 2006, European Environment Agency.
11. Larson, E., *A review of LCA studies for liquid biofuel systems for the transport sector*, in *GEF/STAP Workshop on liquid biofuel systems for the transport sector*. 2005: New Dehli, India.
12. JRC-EUCAR-CONCAWE: Edwards, R., Larivé, J.F., Mahieu, V., Rouveïrolles, P., *Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*. 2006, European Commission.
13. ECOBILAN, *Bilan énergétique et émissions de GES des carburants et biocarburants conventionnels, Convergences et divergences entre les principales études reconnues*. 2006, ADEME: Paris.
14. ECOBILAN, *Bilans énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants*. 2002, ADEME-DIREM: Paris.
15. GENERAL MOTORS, LBST, BP, EXXONMOBIL, SHELL, TOTAL FINA ELF, *Well-to-wheel analysis of energy use and greenhouse gas emissions of advanced fuels / vehicle systems*. 2002.
16. Prieur, A., Bouvard, F., *Analyse environnementale et socio-technico-économique des filières de production d'énergie ex biomasse : définition du cadre de l'étude*. 2007, Institut Français du Pétrole: Paris.
17. Righelato, R., Spracklen, D., *Carbon mitigation by biofuels or by saving and restoring forests?* Science, 2007. **317**(5840).
18. Rotillon, G., Bontems, P., ed. *Economie de l'environnement*. La Découverte. 2003: Paris.
19. Bickel, P., Friedrich, R., *ExternE, Externalities of energy, Methodology update 2005*. 2005, European Commission.
20. Martin, P.E., *L'internalisation des coûts environnementaux de la production d'électricité*. 1999, Université Pierre Mendès-France: Grenoble.
21. Dumas, M., *Optimisation multicritère par algorithmes génétiques*. 2002, Commissariat à l'Energie Atomique: Saclay.

22. Bolliger, R., Maréchal, F., Favrat, D., *Advanced power plant design methodology using process integration and multi-objective thermo-economic optimisation*, in *18th Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*. 2005: Trodheim, Norway.
23. Gassner, M., Maréchal, F., *Methodology for the optimal thermo-economic, multi-objective design of thermochemical fuel production from biomass*, in *17th European Symposium on Computer Aided Process Engineering*. 2007: Hangzhou, China.
24. Criqui, P., et al., *POLES : un modèle pour les politiques énergie - environnement*. 2005, Laboratoire d'Economie de la Production et de l'Intégration Internationale: Grenoble.
25. Assoumou, E., *Modélisation Markal pour la planification énergétique long terme dans le contexte français*. 2006, Mines Paris: Paris.
26. Boissonnet, G., Bayle, J., Seiler, J.M., Chataing, T., Rougé, S., Bertrand, C., Calzavara, Y., *Comparison of several biomass steam gasification routes and technologies to produce hydrogen and syngas*, in *1st European Hydrogen Energy Conference*. 2003: Grenoble.
27. LBST, *E3Database*, www.lbst.de.
28. Delabre, S., *Etude de cinétiques de gazéification de suies produites lors du reformage de gaz issus de la conversion thermochimique de la biomasse*. 2009, Commissariat à l'Energie Atomique: Grenoble.
29. ASSYSTEM, *Etude de faisabilité, Unité de préparation de la biomasse*. 2006, ASSYSTEM FRANCE: Vénissieux.
30. Ballerini, D., ed. *Les biocarburants, Etat des lieux, perspectives et enjeux de développement*. IFP Publications. 2006: Paris.
31. DENA, *Biomass to liquid, BtL implementation report*. 2006, Deutsche Energie-Agentur.
32. Imbach, J., *Analyse comparative des coûts de production de diesel-FT par voie autothermique et par voie allothermique*. 2009, Commissariat à l'Energie Atomique: Saclay.
33. Mansilla, C., *Mise à jour du coût de production de l'hydrogène par électrolyse alcaline*. 2008, Commissariat à l'Energie Atomique: Saclay.
34. Luciani, J.F., *Analyse d'une filière BtL/hydrogène, Potentiel, coûts et insertion dans le paysage énergétique national*. 2008, Commissariat à l'Energie Atomique: Saclay.
35. de Marliave, L., *Captage et stockage géologique du CO₂*. 2006, X-environnement: Paris.
36. NILE, *NILE Project*, www.nile-bioethanol.org.
37. ENERDATA, *ENERDATA*, www.enerdata.fr.

La production de carburants liquides par thermoconversion de biomasse lignocellulosique : évaluation pour le système énergétique français futur

RESUME :

La biomasse est appelée à représenter une part croissante de la consommation mondiale d'énergie primaire et la recherche de l'optimisation de l'usage d'une telle ressource, abondante mais pas pléthorique, s'impose.

Cette thèse pose la question de la place, dans cette optimisation, des biocarburants de deuxième génération, en se focalisant sur la voie thermochimique, et plus particulièrement sur la synthèse de carburants liquides par le procédé Fischer-Tropsch qui permet d'obtenir des hydrocarbures du type naphta, kérosène et gazole.

Pour traiter cette question, une démarche d'évaluation est proposée, qui comporte :

- une évaluation à l'échelle des procédés, appliquée à une famille comportant au départ une centaine d'options,
- une approche systémique pour évaluer l'insertion des procédés dans le système énergétique français futur.

La mise en œuvre de cette démarche d'évaluation montre comment :

- les procédés thermochimiques de production de biocarburants de deuxième génération permettent d'associer la biomasse et d'autres énergies primaires moins limitées pour maximiser le transfert de carbone renouvelable de la biomasse dans des carburants liquides, mais à des coûts qui restent élevés ;
- la réponse à la question de l'optimisation de l'usage de la biomasse et de la place à donner aux biocarburants dépend fortement de l'évolution globale du système énergétique et de la faisabilité du stockage du CO₂.

Mots clés : biomasse, biocarburants liquides de deuxième génération, procédés thermochimiques, évaluation technico-économique, CO₂, optimisation, système énergétique français.

Liquid fuels production by thermal conversion of lignocellulosic biomass: assessment for the future French energy system

ABSTRACT :

Biomass will account for a growing part of world primary energy consumption and its uses should be optimized.

This thesis asks to what extent second generation biofuels can contribute to such an optimization and focuses on Fischer-Tropsch liquid biofuels.

In order to address this issue, two levels of approach are proposed:

- at process scale, the best performances are sought among a family of about one hundred options,
- at the level of the French energy system, massive introduction of the best processes is assessed.

Implementing this approach has shown how:

- thermochemical biofuel processes enable to combine biomass with other less limited primary energies in order to transfer a maximum of renewable carbon from biomass into liquid fuels, but costs remain high;
- the optimal allocation of biomass and the part that biofuels should take in this optimization highly depend on the global evolution of the energy system and on the feasibility of CO₂ storage.

Keywords : biomass, second generation liquid biofuels, thermochemical processes, technico-economic assessment, CO₂, optimization, French energy system.

Laboratoires d'accueil :

Commissariat à l'Energie Atomique
et aux Energies Alternatives
DRT/LITEN/DTBH/
Laboratoire des Technologies de la Biomasse
17 rue des Martyrs
F-38054 Grenoble Cedex 9

Université de Grenoble
UPMF/
Laboratoire d'Economie de la Production
et de l'Intégration Internationale
1221 rue des Résidences
F-38400 Saint-Martin d'Hères

Mines ParisTech
Centre Energétique et Procédés
60 boulevard Saint-Michel
F-75272 Paris Cedex 6

Encadrement : Jean-Marie SEILER

Encadrement : Patrick CRIQUI

Encadrement : Denis CLODIC