

Rapport de mission relatif au

**MARCHÉ PUBLIC DE SERVICES RELATIFS AU SUIVI DU PRIX DES COMBUSTIBLES ISSUS DE LA
BIOMASSE DANS LE CADRE DU FUTUR MÉCANISME DE SOUTIEN POUR LA PRODUCTION
D'ÉLECTRICITÉ VERTE**

pour le

Service public de Wallonie

Aménagement du Territoire, Logement, Patrimoine et Energie

Département de l'Energie et du Bâtiment Durable

Direction de l'Organisation des Marchés Régionaux de l'Energie

par

VALBIOM asbl

Septembre 2021

Référence : Cahier spécial des charges n°04.04.03-21-1281

Avant-propos

La valeur ajoutée, tant économique qu'environnementale, visée par ValBiom repose essentiellement sur son positionnement indépendant, sa rigueur scientifique et sur son approche intégrée des filières de valorisation non-alimentaire de la biomasse.

ValBiom met tout en œuvre pour que les informations contenues dans ce document soient les plus actuelles, complètes et valides que possible. ValBiom ne peut en aucun cas être tenu responsable de l'usage réservé à ces informations et des conséquences qui en découleraient.

Objectif

L'objet du marché est la prestation de services relatifs à la détermination du prix des combustibles issus de la biomasse dans le cadre du futur mécanisme de soutien pour la production d'électricité verte.

Dans ce contexte, les services à exécuter par ValBiom asbl sont les suivants :

- Phase 1 : Pour chaque cas (prolongation et méthodologie générale) relevant d'une catégorie d'installation utilisant des intrants issus de la biomasse, définir un mixte de combustibles de référence.
- Phase 2 : Créer une méthodologie permettant d'identifier le prix moyen du marché lors de l'année n-1 de chaque combustible utilisé pour définir un mixte.
- Phase 3 : Développer un outil Excel permettant de calculer le prix des mixtes de combustibles.
- Phase 4 : Former les agents de l'Administration à l'utilisation de l'outil Excel et à la mise à jour annuelle des prix des mixtes précédemment calculés.
- Phase 5 : Fournir une motivation pour chaque mixte de référence et pour les prix des combustibles sous-jacents.



Sommaire

Définition des catégories d'installations et mixtes de combustibles associés	5
1 Filière « Biogaz »	5
1.1 Une logique basée sur le coût par tonne de CO ₂ évitée	5
1.2 Les types d'intrants : source de variabilité de la performance environnementale	5
1.3 Choix des bornes de puissance	10
1.4 Les autres catégories d'installations en biogaz	11
1.5 Les catégories d'installation « biogaz »	12
2 Filière « Biomasse solide »	13
2.1 Avant-propos	13
2.2 Technologies utilisées :	13
2.3 Combustibles biomasse solide et leurs utilisations	14
2.4 Les catégories d'installation « biomasse solide »	17
3 Filière « Graisses animales »	19
4 Filière « Huiles végétales »	19
5 Filière « Biopropane »	19
6 Logigramme	20
Prix des intrants	22
7 Méthodologie	22
7.1 Biogaz	22
7.2 Biomasse solide	24
8 Résultats	26
8.1 Biogaz	26
8.2 Biomasse solide	27
9 Discussions	28
9.1 Biogaz	28
9.2 Biomasse solide	30
Conclusion	31



Liste des abréviations

BMP	Pouvoir méthanogène (<i>Bio-Methane Power</i>)
CAPEX	Coûts d'investissement (<i>Capital Expenditure</i>)
CH ₄	Méthane
CIVE	Culture intermédiaire à vocation énergétique
CO ₂	Dioxyde de carbone
CV	Certificat vert
FFOM	Fraction fermentescible des ordures ménagères
GES	Gaz à effet de serre
GWh	Giga wattheure
IAA	Industrie Agroalimentaire
kW	Kilowatt
kW _e	Kilowatt électrique
MF	Matière fraîche
MS	Matière sèche
MWh	Méga Wattheure
Nm ³	Normal-mètre cube
OPEX	Coûts opérationnels (<i>Operational Expenditure</i>)
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
SER	Source d'énergie renouvelable
STEP	Station d'épuration
t	Tonne métrique
TtCR	Taillis à très Courte Rotation
UDE	Utilisation Durable de l'Energie

Définition des catégories d'installations et mixtes de combustibles associés

Filière « Biogaz »

Une logique basée sur le coût par tonne de CO₂ évitée

Cette approche se base sur le moteur principal de la transition : la lutte contre le réchauffement climatique et, par extension, contre les émissions de gaz à effet de serre (GES). Le principal défi consiste donc à générer cette transition par une diminution de ces GES tout en préservant l'activité et l'économie. Des évaluations précises du coût par tonne CO₂ évitée sont absolument nécessaires pour prendre les meilleures décisions possibles et doivent être à la base d'une prise de décision raisonnée.

Notion de valeur tutélaire du carbone

Chaque Etat a fixé des objectifs à atteindre concernant la réduction des GES. Pour ce faire, ils doivent réaliser des études permettant d'évaluer, en fonction de leur contexte propre (types d'émissions GES, potentiel de réduction en fonction du coût à la tonne), quelle devrait être la valeur de la tonne de CO₂ pour s'assurer l'atteinte des objectifs. C'est ce qu'on appelle la valeur tutélaire du carbone.

Le rapport de France Stratégie, « La valeur de l'action pour le climat »¹, paru récemment, fixe une valeur tutélaire pour la France de 250 €/t CO₂ à horizon 2030. D'après le site Cairn.info², « on parle de valeur « tutélaire » du carbone pour désigner le prix de la tonne du carbone (et par suite de la tonne de CO₂) fixé par l'État, au regard notamment de ses engagements dans la lutte contre le réchauffement climatique ».

Ainsi, comme le mentionne le rapport, « [...] une valeur de 250 €/tonne de CO₂ en 2030 signifie que toute action permettant de réduire les émissions et ayant un coût inférieur à 250 €/tonne de CO₂ fait sens pour la collectivité et doit donc être entreprise. » En d'autres termes, « une valeur à 250 €/tonne de CO₂ signifie qu'il faut créditer la rentabilité d'un projet d'investissement public (de transports collectifs par exemple) de 250 € pour chaque tonne de CO₂ qu'il permet d'éviter. »

Les types d'intrants : source de variabilité de la performance environnementale

Mise en contexte

Le graphique ci-après (Figure 1) illustre les variations du coût par tonne de CO₂ évitée en fonction de la taille de l'unité et selon les différents types d'intrants³.

¹ La valeur de l'action pour le climat, France Stratégie, 2019.

² <https://www.cairn.info/revue-regards-croises-sur-l-economie-2009-2-page-132.htm>

³ Comment développer au mieux la biométhanisation en Wallonie ?

Feuille de route pour le développement raisonné de la biométhanisation en Wallonie - Rapport final de l'étude de planification - WP5, ValBiom



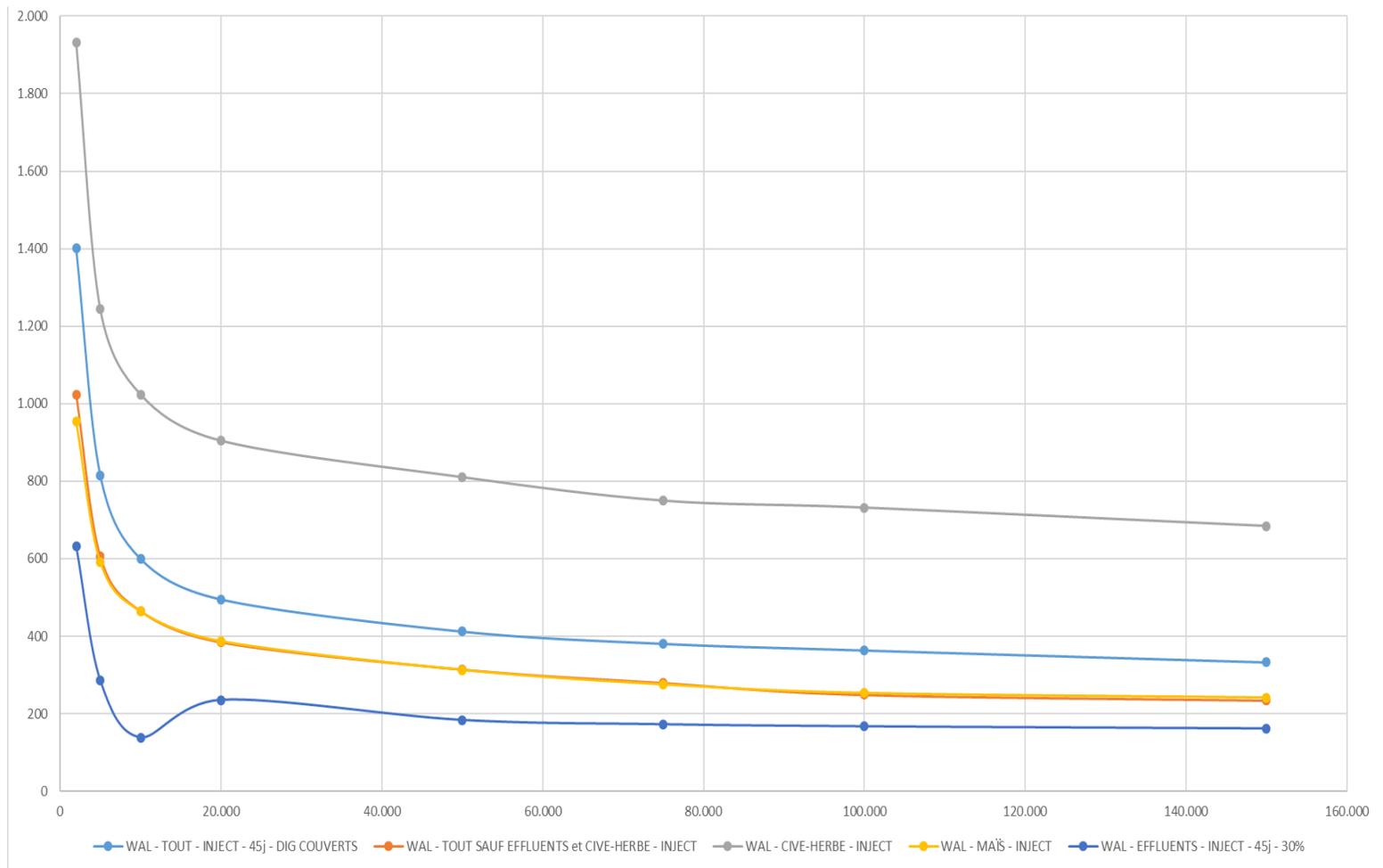


Figure 1 : Coût (€) par tonne de CO₂ évitée en fonction de la taille de l'unité (t MF/an)

La courbe **bleu clair** correspond à la tendance moyenne pour l'ensemble des intrants utilisés en Wallonie en considérant un temps de séjour moyen des effluents d'élevage en fosse sous caillebotis de 45 jours et une couverture des stockages de digestat⁴.

La courbe **grise** démontre la faible performance des CIVEs (Cultures Intercalaires à Vocation Énergétique) en termes de coût par tonne de CO₂. Ces inter-cultures n'entrent *a priori* pas en concurrence avec le secteur alimentaire puisqu'elles se placent entre deux cultures principales, ce qui est leur atout majeur. Ce résultat s'explique en bonne partie par à la faible estimation de rendement (4 t MS/ha.an). Des améliorations futures ne sont toutefois pas exclues.

La courbe **bleu foncé** illustre le scénario « effluent d'élevage ». Il apparaît que le coût par tonne de CO₂ évitée est le plus faible pour ce type d'intrant. Cela est d'autant plus vrai lorsque les effluents sont injectés directement au sein du digesteur (aucun temps de stockage préliminaire) et lorsque les digestat remplacent des fertilisants chimiques.

La courbe **orange** ne considère pas les effluents d'élevage ni les CIVEs afin d'isoler les facteurs les plus significatifs. Cette courbe se confond avec la courbe **jaune** qui correspond aux cultures énergétiques.

Il est important de noter que l'outil développé par Climact⁵ fait ressortir une performance « coût CO₂ » similaire entre les cultures énergétiques et les résidus (cultures, IAA, etc.). L'analyse de cycle de vie (ACV) menée par ValBiom fournit des résultats significativement différents moins favorables aux cultures énergétiques. La différence réside dans la **prise en considération de la séquestration de carbone dans les sols**. Il est donc essentiel de mener ce débat à terme avant de fournir une conclusion univoque pour ce type d'intrant.

Au-delà de cette question non-tranchée, d'autres éléments nous poussent à considérer les cultures énergétiques comme un type d'intrant à distinguer :

- Les problématiques de concurrence alimentaire que son utilisation soulève
- La déstabilisation de l'agriculture traditionnelle et les débats publiques que cela engendre
- Son impact sur l'aspect GES discutable d'après les valeurs par défaut de la RED II
- Enfin le taux d'utilisation d'ensilage de maïs est vu comme un indicateur de la complexité d'une unité de biométhanisation : plus l'unité multiplie les intrants (souvent de type résidus), plus elle devra disposer d'équipements, de zones de stockage, de suivi administratif... Au contraire plus son taux de cultures énergétiques est élevé, plus elle aura un process simplifié, une gestion moindre, etc. C'est cette différence qui est reflétée dans le rapport « Potentiel de biométhane injectable en Belgique » (ValBiom, 2019) en catégorisant les unités comme « IS » (intrants simples) et « IC » (intrants complexes).

⁴ Les calculs font appel à de nombreuses autres hypothèses qui sont présentes dans le document mentionné préalablement « Comment développer au mieux la biométhanisation en Wallonie ? ». Dans ce cas précis, l'hypothèse concernant les émissions de biogaz lors du stockage des digestats provient des valeurs considérées dans la Directive des Energies Renouvelables II (RED II).

⁵ Dans l'étude de planification, Climact était en charge du développement de l'outil de calcul des bilans GES.

Les principaux types d'intrants retenus

Au regard de ce qui précède, trois grands types d'intrants ont été retenus pour la constitution des mixtes :

- **Les effluents d'élevages** : lisiers et fumiers.
- **Les résidus** : provenant de la sphère agricole et/ou agroalimentaire (IAA).
- **Les cultures énergétiques** : à savoir des cultures dites « principales », traditionnellement affectées à l'alimentation humaine ou animale et qui sont conduites dans le but d'utiliser les récoltes à des fins de production d'énergies. Les CIVEs n'appartiennent pas à cette catégorie.

Les CIVEs-herbes sont considérées par défaut dans la catégorie des résidus pour les raisons suivantes :

- Dans certains cas la réglementation exige l'implantation d'un couvert inter-culture (CIPAN : Culture Intercalaire Piège à Nitrate) afin d'éviter le lessivage de l'azote (généralement enfoui dans le sol pour amender). La CIVE qui se développe sur le champ est donc similaire à un résidu.
- Elles ne génèrent pas de concurrence avec le *food/feed* et ne doivent donc pas être assimilées à des cultures énergétiques en tant que cultures principales.
- S'il est vrai que leur bilan GES peut être mitigé (intrants et opérations culturales importantes pour un rendement finalement limité) les retours agronomiques précisent également qu'elles contribuent à la séquestration de carbone dans les sols. Leur composante GES peut donc être assimilée aux résidus.
- En comparaison des résidus de culture, leur production est :
 - Moins compliquée que le fait de récolter des coproduits de culture (feuilles de betterave, menues-pailles, résidus de maïs grain : tout cela exige des manutentions, des équipements de récolte spécifiques, etc.) alors que les CIVEs sont « juste » une culture supplémentaire.
 - Mais plus coûteuses que les résidus de culture, car le rendement est faible en comparaison des coûts (semis, ensileuse, etc.)
- Il est peu probable de voir émerger des unités agricoles basées essentiellement sur des CIVEs dans le cadre du soutien existant. Au contraire, il est possible d'avoir des unités employant majoritairement des effluents d'élevage, ce qui justifie la catégorie spécifique des effluents.

Terminons enfin cette justification en soulignant l'**alignement vis-à-vis de la RED II**, qui considère 3 catégories par défaut :

- Les effluents d'élevage
- Le maïs ensilage
- Les biodéchets

Alors qu'il n'y avait pas de volonté de départ de s'aligner sur la RED II, l'analyse de la problématique nous y a pourtant mené naturellement. **La catégorisation proposée reflète exactement cela**, ce qui représente un argument supplémentaire en termes de facilité pour la transposition dans les réglementations régionales.



Proportions massiques ou en base énergie ?

Bien que la base PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur) reflète mieux le rôle de chaque type d'intrant dans la production énergétique globale, au contraire de la proportion massique, cette dernière a pourtant été retenue. En effet, en pratique, l'application sur base du PCI serait d'une complexité administrative et analytique ingérable. Il semble alors difficile de se baser sur autre chose que la masse fraîche. De plus, cela apporte du contenu « palpable » dans les discussions avec les porteurs de projets (un tas de biomatières s'appréhende mieux en termes de tonnes que de kWh).

Les catégories associées au traitement des effluents d'élevage

Un groupe de catégories a volontairement été isolé. Il s'agit des installations le plus souvent assimilables au cas de figure « à la ferme » mais plus largement au traitement des effluents d'élevage.

En effet, il ressort que ce type d'intrant présente la meilleure performance en termes de réduction des GES et de coût par tonne de CO₂ évité, raison pour laquelle il nous apparaît judicieux de mettre en évidence ce profil d'installation afin de se donner la possibilité de lui offrir des conditions spécifiques.

L'identification de ce profil particulier est possible en posant deux conditions principales pour le mixte d'intrants :

- Minimum 50 % d'effluents d'élevage (en masse) ;
- Maximum 15 % de cultures énergétiques (en masse).

Ces deux contraintes encouragent le traitement des effluents d'élevage, que ce soit en imposant une quantité minimum ou en limitant l'apport de cultures énergétiques dont le rôle dans la production énergétique global devient rapidement prédominant. De plus, une part non-négligeable de la « recette » est laissée libre, ce qui laisse une place de choix à de nombreuses opportunités de traitement de flux résiduels variés (Exemple type : lactosérum en provenance d'une fromagerie traité dans une micro-unité agricole).

Focus sur la proportion de cultures énergétiques

Le reste de la segmentation est basé sur la proportion de cultures énergétiques dans le mixte (en masse). Les bornes ont été fixées à 15, 30 et 50%. Cela permet une bonne représentation des unités actuelles et donnera la possibilité au législateur de favoriser ou non certaines catégories.



Choix des bornes de puissance

10 kW électriques

Cette borne permet d'isoler les micro-unités utilisant un système de compteur intelligent (« compteur qui tourne à l'envers »), système permettant de stocker l'énergie excédentaire produite sur le réseau pour la réutiliser ensuite.

Pourtant en adéquation avec la plupart des fermes laitières, la technologie <10 kW_e n'a pas pu faire ses preuves mais une innovation n'est pas à exclure, raison pour laquelle cette borne est maintenue.

50 kW électriques

Micro-unités particulièrement adaptées à la plupart des fermes (10-50 kW_e) et basées essentiellement sur les effluents d'élevage : l'unité est minimaliste dans sa configuration technique car elle s'insère dans un système existant (surfaces de roulage déjà asphaltées, stockage des lisiers utilisés pour les digestats, silos existants, matériel de manutention déjà présent...).

Elle représente moins de coûts d'investissement (€/kW_e) mais sa petite taille entraîne des coûts spécifiques plus importants. Cette taille correspond à une ferme laitière de 150-200 vaches laitières qui aurait un mixte d'environ 80% lisiers et 20% de maïs.

Son bénéfice environnemental est très important grâce notamment aux évitements d'émissions liés aux effluents d'élevage.

100 kW électriques

Une unité qui intégrerait au moins 50 % d'effluents d'élevage et au moins 35 % de résidus de culture/CIVEs et déchets IAA, aura des coûts d'investissement supérieurs aux unités utilisant des intrants plus « simples ». Notamment car la multiplication de flux solides et souvent fibreux implique un équipement plus robuste et flexible (besoins de broyeurs, stockages séparés, etc.). Néanmoins, sa performance environnementale sera considérée comme remarquable, ce qui justifie une catégorie différente pour les accompagner.

Une contrainte pouvant potentiellement freiner le développement de cette gamme de puissance est l'accessibilité au réseau électrique. Des aménagements seront peut-être nécessaires, augmentant le CAPEX initial.

200 kW électriques

Encore inactive à l'heure de la rédaction de ce rapport, cette borne se calque sur le système d'aide UDE (Utilisation Durable de l'Energie).

Il s'agit également du seuil de puissance maximum (sauf exception) rencontré à la ferme.

Enfin, des économies d'échelles sont existantes à ces puissances et à prendre en considération.



600 kW électriques

Cette borne se calque également sur le système d'aide UDE et prend à nouveau en compte les économies d'échelle réalisables.

1,5 MW électriques

Il s'agit du seuil au-delà duquel les économies d'échelles deviennent marginales et la majorité des gains en efficacité €/t CO₂ sont atteints.

On peut dès lors adapter les CAPEX/OPEX dans le modèle en les considérant linéaires.

5 MW électriques

Au-delà d'une puissance installée de 5 MW_e, les demandes seront systématiquement évaluées sur dossier.

Les autres catégories d'installations en biogaz

Station d'épuration des eaux (STEP) publique

Les cas actuels sont principalement des stations d'épuration urbaines, utilisant un digesteur pour traiter leurs boues. La distinction est faite par rapport aux STEP privées, notamment industrielles, qui sont classées en « Biogaz autres ». Le caractère « publique » de ces STEP justifie la catégorie pour éviter la double subsidiation.

Fraction fermentescible des ordures ménagères (FFOM)

Concerne le biogaz obtenu à partir des déchets ménagers issus de la collecte sélective (gestion par les Intercommunales ou sous-traitée).

Centres d'enfouissement technique (CET)

L'enfouissement de matières organiques génère naturellement du biogaz. Cette source est amenée à disparaître en conséquence de l'interdiction de cette pratique.

Les catégories d'installation « biogaz »

Tableau 1 : Les catégories d'installation « biogaz »

Technologie	Mixte (% en masse)	Puissance installée	Cat.	
STEP publique	Boues de STEP	/	B1	
FFOM	Déchets ménagers issus de la collecte sélective	/	B2	
CET	Décharge	/	B3	
Biogaz autres	>50% effluents d'élevage & <15% cultures énergétiques ~35% résidus (cultures, IAA et/ou CIVEs)	0 – 10] kWe	B4	
]10 – 50] kWe	B5	
]50 – 100] kWe	B6	
]100 – 200] kWe	B7	
]200 – 600] kWe	B8	
]600 – 1500] kWe	B9	
]1,5 – 5] MWe	B10	
		>5 MWe	B11	
		0 – 200] kWe	B12	
		<15% cultures énergétiques >85% parts variables d'effluents d'élevages et de résidus]200 – 600] kWe	B13
]600 – 1500] kWe	B14	
]1,5 – 5] MWe	B15		
	>5 MWe	B16		
	<30% cultures énergétiques >70% parts variables d'effluents d'élevages et de résidus	0 – 200] kWe	B17	
]200 – 600] kWe	B18	
]600 – 1500] kWe	B19	
]1,5 – 5] MWe	B20	
		>5 MWe	B21	
		0 – 200] kWe	B22	
		<50% cultures énergétiques >50% parts variables d'effluents d'élevages et de résidus]200 – 600] kWe	B23
]600 – 1500] kWe	B24	
]1,5 – 5] MWe		B25		
>5 MWe		B26		
>50% cultures énergétiques <50% parts variables d'effluents d'élevages et de résidus	0 – 200] kWe	B27		
]200 – 600] kWe	B28		
]600 – 1500] kWe	B29		
]1,5 – 5] MWe	B30		
	>5 MWe	B31		

Filière « Biomasse solide »

Avant-propos

Depuis la fermeture définitive en septembre 2020 de la centrale électrique des Awirs employant des pellets, les installations produisant de l'électricité au départ de biomasse solide sont toutes des installations de cogénération. Les futures installations actuellement en projet sont également uniquement des cogénérations.

Technologies utilisées :

Combustion (Chaudière biomasse avec cycle vapeur)

Il s'agit de la technologie la plus utilisée actuellement en Wallonie pour les cogénérations employant de la biomasse solide. De manière simplifiée, leur fonctionnement est le suivant : la biomasse solide est utilisée comme combustible dans une chaudière dédiée et l'énergie thermique dégagée est utilisée afin de produire de la vapeur d'eau. Cette vapeur entraîne alors une turbine, reliée à un alternateur qui produit de l'électricité. La récupération de chaleur intervient après le passage de la vapeur dans la turbine, avant le retour du circuit vers la chaudière.

Cette technologie est employée dans des installations d'une puissance allant de 1 MW (rarement en dessous) à plusieurs dizaines de MW électriques. La puissance et la configuration adaptée de la chaudière permettent théoriquement à ces installations d'utiliser une gamme variée de combustible biomasse solide. Néanmoins, les paramètres de combustion sont établis pour un type ou un mélange de type de combustible biomasse solide bien défini.

D'autres technologies de cogénération peuvent être retenues car basées également sur des chaudières biomasse. Ces technologies sont cependant actuellement peu/pas présentes ou en développement : moteur Stirling, cycle ORC.

Gazéification

La gazéification de biomasse solide consiste à transformer cette ressource solide en un mélange de gaz par un processus complexe, à haute température et en présence réduite et contrôlée d'oxygène. Ce gaz produit, appelé syngas (de l'anglais synthetic gas), est un mélange de gaz qui contient de l'hydrogène (H₂), du mono- et du dioxyde de carbone (CO et CO₂), une part variable de goudrons et d'eau et éventuellement des traces de méthane (CH₄). Les deux premiers gaz (H₂ et CO) sont combustibles et leur teneur déterminera le pouvoir calorifique du syngas. L'avantage de la transformation de biomasse solide en syngas est de pouvoir alors utiliser ce dernier dans un moteur thermique à combustion interne. Ce moteur transformera cette énergie en une force motrice, qui pourra par exemple entraîner un alternateur et produire de l'électricité.

Comparé au gaz naturel ou au biométhane, le syngas est un type de gaz pauvre, c'est-à-dire avec un contenu énergétique faible. Son PCI varie entre 1,1 et 5,5 kWh/Nm³ selon le procédé et l'agent oxydant, contre 8,5 à 9,5 kWh/Nm³ pour le gaz naturel. Il n'est alors pas économiquement rentable de transporter ce syngas, même comprimé, sur de longues distances. C'est pourquoi les équipements de gazéification sont très majoritairement couplés avec un moteur thermique qui utilise le syngas au fur et à mesure de sa production. Comme le procédé de gazéification, le refroidissement du gaz et le refroidissement du



moteur thermique dégagent de la chaleur qui peut être valorisée, nous sommes bien ici aussi dans un procédé de cogénération de chaleur et d'électricité.

Bien que cette technologie puisse théoriquement s'appliquer à toute une série de biomasse solide, les solutions actuellement sur le marché fonctionnent uniquement avec un combustible bois d'une qualité stricte (humidité, granulométrie). A noter que, comme dans le cas de la combustion, le combustible initial utilisé par les technologies de gazéification étudiée ici est bien un combustible biomasse solide.

Combustibles biomasse solide et leurs utilisations

Plaquettes de bois fraîches

Ce type de combustible est produit au départ d'une matière première contenant encore écorces, feuilles résiduelles, etc. L'ensemble est broyé et directement soufflé dans un camion semi-remorque, lequel achemine les plaquettes fraîches directement à l'unité de cogénération. Ce type de combustible convient pour les chaudières de grandes puissances, qui sont conçues pour des combustibles ayant un taux d'humidité élevé (40 – 50 % d'humidité). Les plaquettes fraîches sont aussi appelées par les professionnels du secteur « biomasse fraîche » ou parfois simplement « biomasse ». Cette catégorie regroupe également les plaquettes non séchées dites « vertes » (contenant encore des feuilles et écorces) et « grises » (avec écorce mais sans feuilles).

Ces plaquettes peuvent être produites au départ d'une diversité de sources : opérations sylvicoles (coupes d'éclaircie) ou issues de celles-ci (ex : valorisation des houppiers), cultures énergétiques ligneuses (TtCR), d'entretien de bords de routes, coproduits de bois propres issus du secteur bois, etc. Si les sources sont variées, le produit final est similaire : une plaquette d'une granulométrie contrôlée et faite de bois brut et frais.



Figure 2. Plaquettes fraîches

Plaquettes de bois (sur-)séchées

Il s'agit de plaquettes qui ont été séchées et criblées, afin de correspondre aux critères de combustibles des chaudières biomasse de petite puissance. En cogénération, la technologie de gazéification peut employer des plaquettes de bois, à condition que l'humidité de celles-ci ait été descendue en dessous de 15 %. Les technologies de chaudière de grande puissance n'utilisent pas ce combustible (trop sec et plus coûteux que les plaquettes fraîches).



Figure 3. Plaquettes de bois séchées et criblées

Pellets de bois

Les pellets de bois peuvent être employés dans les unités de gazéification ou les chaudières de toute puissance. Néanmoins, les installations de type « chaudière » privilégient majoritairement les plaquettes (fraîches ou sèches selon la puissance), vu leur coût nettement inférieur à celui des pellets. L'exception notoire, qui n'est désormais plus présente en Wallonie, est l'utilisation de combustible pellets dans des installations ayant bénéficiées d'un retrofitting (modification de l'installation afin de switcher d'un combustible fossile à un combustible biomasse). C'était par exemple le cas de la centrale électrique des Awirs, dont les unités au charbon avaient été converties afin d'utiliser des pellets préalablement réduits en poussière de bois. Cette centrale utilisait des pellets de qualité (et de prix) industrielle, en grande quantité.

Actuellement, une seule unité de cogénération utilise des pellets en Wallonie. La quantité consommée et l'usage de pellets produits en Wallonie amène à utiliser une qualité de pellets (et un prix) supérieure à celle « industrielle » qui était utilisée par la centrale des Awirs.

Agrocombustibles non-ligneux

Les agrocombustibles non-ligneux tels que le miscanthus, les anas de lin, les pailles diverses, etc. peuvent être utilisés en cogénération dans des chaudières de grande puissance. Ce type de combustible est néanmoins presque toujours mixé avec des plaquettes ou des pellets. Si le miscanthus utilisé en chaudière est produit avec cette finalité énergétique, ce n'est pas le cas des autres agrocombustibles qui représentent des coproduits (ex : anas de lin).

Bois en fin de vie

Le bois en fin de vie reprend ici une large catégorie de produits bois considérés comme des déchets. Cette catégorie regroupe ce que les acteurs du secteur qualifient de bois B, c'est-à-dire du bois traité (peinture, vernis, produits de préservation), contenant des colles (panneaux OSB, MDF, aggloméré, etc.), des revêtements (panneaux laminés), des traces de plastique (refus de crible de compostage). Il s'agit ainsi généralement de vieux panneaux, vieux meubles, bois de démolition, refus de crible, etc. Cette catégorie de bois en fin de vie est utilisée comme combustible dans des installations de cogénération équipées de chaudières et équipements annexes spécifiquement conçus pour ce combustible (broyeur, déferrailleur, dispositifs de traitement des fumées, etc.). Les unités employant du bois B n'utilisent généralement pas d'autres combustibles, car les investissements consentis pour employer du bois B visent à pouvoir bénéficier des faibles coûts de ce combustible. Vues les contraintes techniques et réglementaires, seules des installations de plusieurs MW électrique emploient du bois en fin de vie.

Cette catégorie ne reprend pas les bois en fin de vie de catégorie A (bois non traité) tels que les vieilles palettes et autres emballages en bois brut. De même, les bois fortement contaminés (bois C), contenant par exemple de la créosote (ex : billes de chemin de fer) ne sont pas repris dans cette catégorie.

Cette catégorie correspond à la classe de combustible S5 du rapport « Ricardo – AEA : Review of the reference values for high-efficiency cogeneration⁶ » car correspondant à la description « contaminated waste wood ».

Ces combustibles sont livrés en l'état ou bien préalablement broyés et homogénéisés par le fournisseur. Malgré l'hétérogénéité des produits bois qui constituent cette catégorie, ceux-ci sont combinés afin de former un mixte combustible relativement homogène (via un broyage et une homogénéisation préalable, par le fournisseur ou par le prétraitement sur site du stock dans l'unité de cogénération), répondant aux exigences de l'unité de cogénération.

Coproduits issus de transformation *in situ* de biomasse

Certaines industries, comme l'agro-alimentaire ou le secteur bois, génèrent *in situ* des coproduits biomasse issus de la matière première biomasse utilisées dans leurs procédés de production. C'est par exemple le cas du son issu de blé, de liqueur noire issue de la fabrication de pâte à papier, de marc de café, d'écorces, de copeaux, etc.

Ces coproduits biomasse internes se caractérisent généralement par un faible taux de matière sèche. Lorsqu'il y a valorisation énergétique, ces coproduits biomasse sont valorisés *in situ* comme combustibles dans une chaudière biomasse spécifique, présente au sein de l'installation qui les a générés. Ils peuvent être le combustible unique (ex : liqueur noire papetière, écorces) ou employés en mélange avec un autre combustible biomasse solide (généralement des plaquettes fraîches).

⁶ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/review_of_reference_values_final_report.pdf

Les catégories d'installation « biomasse solide »

A de très rares exceptions, les installations biomasse solide sont conçues pour fonctionner avec un seul type de combustible, ou alors un mixte homogène de combustible biomasse (ex : 50 % coproduits biomasse et 50 % plaquettes fraîches).

Pour tenir compte de cette spécificité, et au regard des installations actuellement en fonctionnement en Wallonie, nous proposons les catégories suivantes basées sur des installations utilisant un ou deux types de combustibles biomasse solide. Si l'apport d'un des deux combustibles est inférieur à la valeur proposée, l'installation est à considérer dans la catégorie de l'autre combustible. Dans le cas de plus de 2 types de combustibles différents ou d'une combinaison non reprise dans les catégories proposées, nous recommandons une approche sur dossier. Il en est de même pour les unités valorisant des coproduits biomasse produit *ex situ*, autres que ceux déjà repris dans les différents types de combustibles présentés.

Cela conduit à proposer des catégories avec mixte de combustibles pour deux types de combustibles :

- Coproduits biomasse produit *in situ* : l'objectif est de distinguer les unités fonctionnant majoritairement (dans la pratique quasi exclusivement) avec ces coproduits (ex : cogénération liqueur noire, écorces) de celles dont les coproduits doivent être mixés avec d'autres combustibles bois, généralement des plaquettes fraîches (ex : mélange 50 % marc de café – 50 % plaquettes fraîches).
- Agrocombustibles non-ligneux : ceux-ci présentent des caractéristiques qui les différencient des combustibles ligneux (faible densité énergétique, période de récolte limitée dans l'année, conditions de stockage adaptées, etc.). Les agrocombustibles non-ligneux ne sont pas employés seuls mais en mélange avec un/des autre(s) combustible(s) biomasse.

Tableau 2 : Les catégories d'installation "biomasse solide"

Technologie	Puissance installée	Combustibles	Proportion de l'apport énergétique	Cat.
Combustion	0,5 – 5] ⁷ MWe	Plaquettes fraîches	100 %	S1
		Pellets	100 %	S2
		Bois fin de vie	100 %	S3
		Coproduits biomasse in situ	>50 -100 %	S4
		Coproduits biomasse in situ	≤50 % - complément via plaquettes fraîches	S5
		Agrocombustibles non-ligneux	≥ 20 %	S6
]5 – 10] MWe	Plaquettes fraîches	100 %	S7
		Bois fin de vie	100 %	S8
		Coproduits biomasse in situ	>50 -100 %	S9
		Coproduits biomasse in situ	≤50 % - complément via plaquettes fraîches	S10
		Agrocombustibles non-ligneux	≥ 15 %	S11
	> 10 MWe	Plaquettes fraîches		S12
		Bois fin de vie	100 %	S13
		Coproduits biomasse in situ	>50 -100 %	S14
		Coproduits biomasse in situ	≤50 % - complément via plaquettes fraîches	S15
		Agrocombustibles non-ligneux	≥ 10 %	S16
Gazéification		≤ 0,1 MWe	Plaquettes sèches	100 %
	Pellets		100 %	S18
]0,1 - 5 MWe]	Plaquettes sèches	100 %	S19
	> 5 MWe	Plaquettes sèches	100 %	S20

⁷ La borne de puissance 5 MWe a été intégrée afin d'isoler les projets qui seront évalués sur dossiers.

Filière « Graisses animales »

Bien que cette filière ne soit plus active au moment de la rédaction de ce rapport, l'apparition de nouveaux projets innovants utilisant la graisse animale comme principale SER n'est pas à exclure.

Une seule catégorie d'installation a été considérée pour cette filière particulière (Catégorie « GA »).

Filière « Huiles végétales »

Essentiellement représentée en Belgique par l'huile de colza, cette filière inclut toutes les huiles végétales à vocation énergétique.

A titre d'exemple, certains modules de cogénération utilisent cette SER pour produire à la fois de l'énergie et de la chaleur.

Une seule catégorie d'installation a été considérée pour cette filière particulière (Catégorie « HV »).

Filière « Biopropane »

Le biopropane est un sous-produit de la production de biodiesel obtenu dans la seule application commerciale existante à partir de :

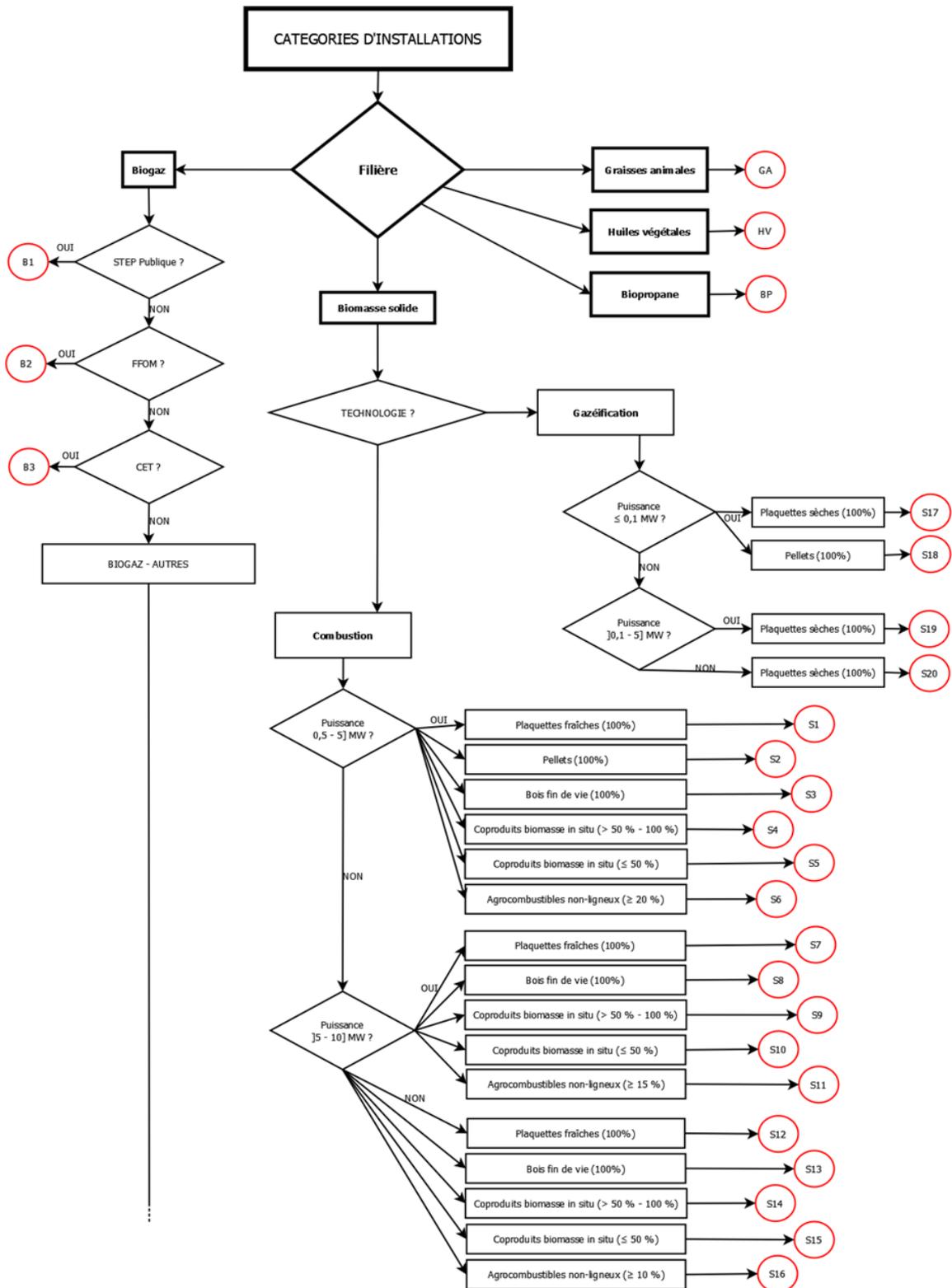
- 2/3 matières premières issues du recyclage de déchets
 - Graisses animales
 - Distillat d'acide gras de palme
 - Huile de maïs
- 1/3 matières premières renouvelables (huile végétale)
 - Huiles de palme brute
 - Huiles de calméline
 - Huiles de Jatropha
 - Huiles de soja
 - Huiles de colza

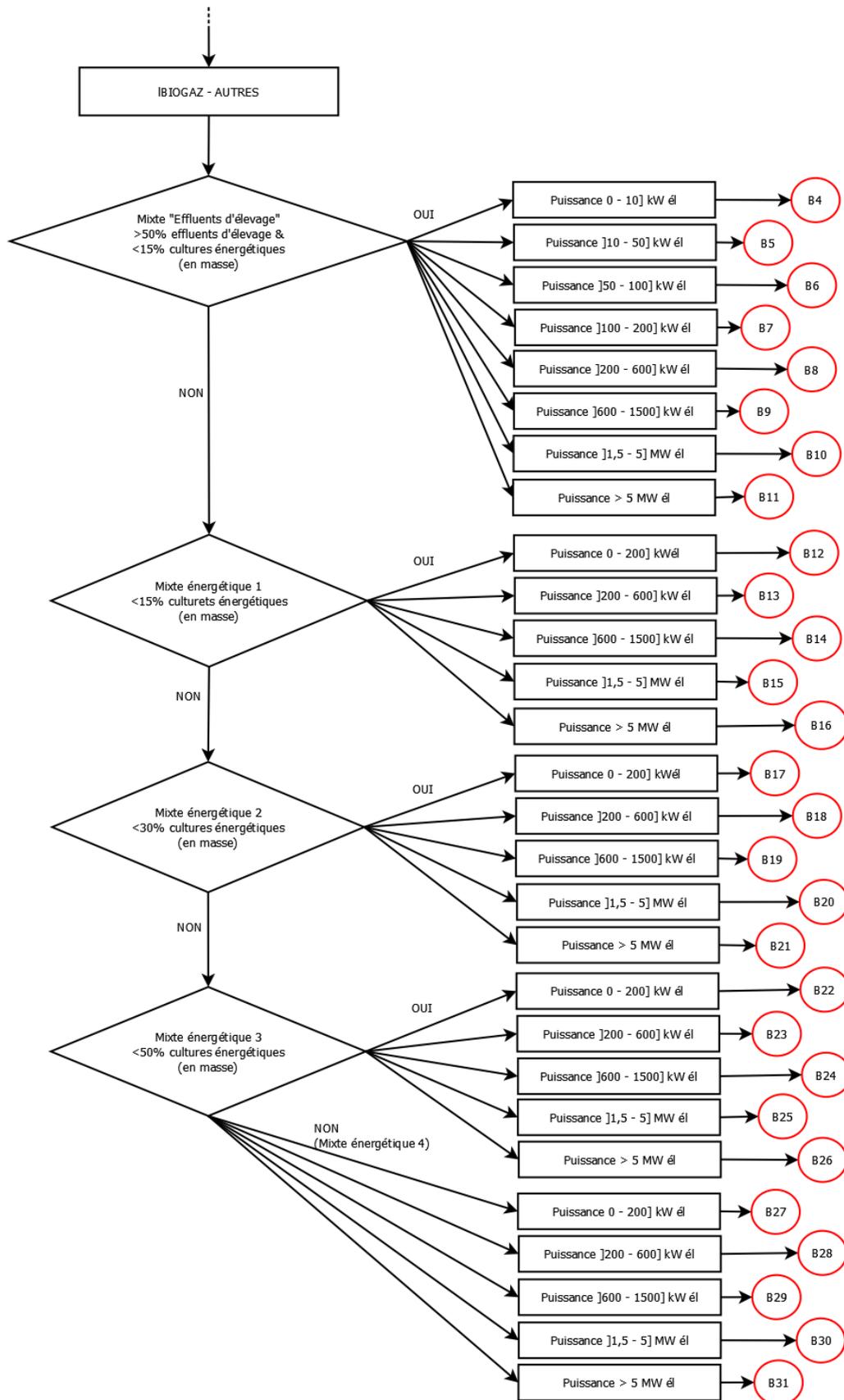
Selon Primagaz, seul producteur connu (hors-Belgique), le biopropane permettrait une réduction de 80% des émissions de CO₂ par rapport au propane non-issu de SER.

Une seule catégorie d'installation a été considérée pour cette filière particulière (Catégorie « BP »).



Logigramme





Prix des intrants

Méthodologie

Biogaz

Acquisition des données pour l'année de référence et classification par type d'intrant

Des données brutes ont été acquises pour l'année de référence n-1, moyennant une confidentialité stricte, auprès de plusieurs acteurs actifs du secteur (biométhaniseurs, agriculteurs, fédérations...). Les informations communiquées reposent néanmoins sur des témoignages oraux et pas sur des documents comptables.

Les informations demandées sont :

- Le nom générique de l'intrant ;
- Son taux de matière sèche (en %MS) – à titre indicatif ;
- Son pouvoir méthanogène en Nm³ de CH₄ par tonne de matière fraîche ;
- Son prix rendu en euros hors TVA par tonne de matière fraîche ;
- Uniquement pour les résidus de type IAA, un **indice d'abondance** allant de 1 (rare) à 4 (abondant).

La pondération des résidus IAA par un indice d'abondance se justifie par le fait que certaines biomatières renseignées sont rares et certains prix moyens associés ne sont que très peu représentatifs du marché. Cette méthode permet d'éviter l'influence excessive de ces « *outliers* » sur les bilans finaux.

Ces données sont ensuite comparées à notre base de données interne, construite à partir des nombreux retours de terrain dans le cadre des activités de ValBiom, d'hypothèses éprouvées ou encore sur base de l'expérience propre des membres ValBiom. Cette comparaison permet de :

- Confirmer/infirmer la pertinence des prix moyens fournis par les personnes sources ;
- Réajuster nos hypothèses internes si nécessaire ;
- Jauger l'évolution des prix du marché et tenir compte de cette évolution.

Une fois les données brutes acquises et vérifiées, chaque encodage (maïs, fumier bovin, etc.) se voit attribuer une catégorie d'intrant : « Culture énergétique – ENE », « Effluents d'élevage – EFF » ou « Résidus – RES ». Pour cette dernière catégorie d'intrant, une subdivision est réalisée pour les résidus d'origine agricole (RES/Agri) et provenant d'industries agroalimentaires (RES/IAA).

Calcul du prix moyen par catégorie d'intrant et par catégorie d'installation

Le prix moyen par catégorie d'intrant (€/t rendu) est obtenu par moyenne conditionnelle pour les catégories « EFF », « ENE » et « RES/Agri ». Le résultat pour la dernière sous-catégorie « RES/IAA » s'obtient avec la même logique mais il est pondéré par l'indice d'abondance renseigné dans la colonne dédiée.



Cette même approche est ensuite appliquée pour obtenir un pouvoir méthanogène (BMP) moyen par catégorie d'intrant.

En parallèle, une feuille Excel reprend les différentes catégories d'installations définies préalablement et déterminées, entre autres, par leur mixte d'intrants (proportions massiques de « Culture énergétique », « Effluents d'élevage » et « Résidus »). On y retrouve les contraintes principales (>50% d'effluents, <15% de cultures énergétiques, etc.), les proportions résultantes étant réparties arbitrairement de façon homogène (exemple : contrainte de <30% de cultures énergétiques donc >70% d'effluents et de résidus à parts égales, soit 35% d'effluents et 35% de résidus).

Le prix moyen (€/t rendu) ainsi que le BMP moyen ($\text{Nm}^3 \text{CH}_4/\text{t}$) sont calculés pour le mixte d'intrants de la **catégorie d'installation** concernée, selon ses proportions massiques respectives. Le prix moyen de la catégorie d'installation est divisé par le BMP moyen de cette même catégorie. Le résultat est alors mis en relation avec le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du méthane pour finalement obtenir un prix en €/MWh primaire PCI pour la catégorie d'installation.

Calcul des revenus moyens estimés pour la revente de digestat

Complémentairement au prix moyen des mixtes intrants par catégorie d'installation, une estimation du revenu moyen en **€ de digestat / MWh primaire PCI** est également proposée.

Celle-ci se base sur un contenu moyen d'azote total (estimé à partir de notre base de données interne) pour chaque (sous-)catégorie d'intrants. Le prix par kg d'azote total est fixé à 0,5€/kg N_{tot} .

Sur base des proportions massiques d'intrants, chaque catégorie se voit attribuer une concentration en azote total (kg/tonne de mixtes). Le résultat final s'obtient en multipliant cette quantité d'azote total par le revenu (0,5€/kg N_{tot}), le tout divisé par le BMP moyen (voir point précédent pour le calcul du BMP moyen par catégorie d'installation) et mis en relation avec le PCI du méthane.

Distance moyenne de transport

L'influence de la distance moyenne de transport sur le prix rendu n'est pas considérée car les informations de prix rendus fournis par les sources ne sont pas détaillées sur ce point.

Néanmoins, dans la majorité des cas, on peut considérer qu'une plus grande distance de transport va de pair avec un volume d'achat plus important et donc un prix inférieur par tonne de matière, ce qui compense, au moins partiellement, la différence de coût de transport.

Biomasse solide

Sources de données

Des données brutes ont été acquises pour l'année de référence n-1, moyennant une confidentialité stricte, auprès de plusieurs acteurs actifs du secteur (producteurs de combustibles, responsable des achats,...). Les informations communiquées reposent néanmoins sur des témoignages oraux et pas sur des documents comptables. D'autres données brutes sont issues de publications (mercuriales) publiques ou payantes. Certaines données sont basées sur l'expertise et le retour d'expérience d'accompagnement de filière de ValBiom.

Plaquettes : Enquêtes auprès des producteurs et consommateurs (témoignages oraux) ; [Prix des bois \(Fédération Nationale des Experts Forestiers\)](#) ; [Baromètre économique \(Office économique wallon du bois\)](#) ; [Suivi des prix des combustibles bois \(ValBiom\)](#).

Pellets : Enquêtes auprès des producteurs et consommateurs (témoignages oraux) ; [Suivi des prix des combustibles bois \(ValBiom\)](#) ; Indices des prix Propellet [France](#) et [Autriche](#) ; Indice des prix [Suisse](#) et [Allemagne](#) ; Mercuriale des prix [CEEB France](#).

Agrocombustibles non-ligneux : Enquête auprès des producteurs et consommateurs (témoignages oraux) ; expertise ValBiom

Bois en fin de vie : Enquête auprès des producteurs et consommateurs (témoignages oraux) ; expertise ValBiom ; mercuriale des prix [EUWID](#) (payant)

Coproduits issus de transformation *in situ* de biomasse : Hypothèse ValBiom

Hypothèses de travail retenues

Plaquettes : le prix des plaquettes sèches se caractérise par une grande stabilité depuis plusieurs années. Le prix indiqué est issu du suivi des prix réalisé par ValBiom, issu d'enquêtes auprès des producteurs et disponible publiquement sur base semestrielle. Pour les plaquettes fraîches, il est plus fluctuant et dépend des opportunités de gisement (ex : chablis, scolytes). À l'heure actuelle, il est considéré comme bas par les acteurs du secteur. Le prix pratiqué dépendant de différents paramètres et peut fluctuer en cours d'année. La valeur proposée est la valeur moyenne évoquée par différents acteurs consultés.

Pellets : le prix retenu est celui pratiqué sur le marché pour un contrat d'approvisionnement en gros volume de pellets produits en Wallonie (impacte sur le coût du transport) et directement conclu auprès du producteur de pellets. Bien qu'il s'agisse d'un prix wallon, ce dernier est en phase avec les valeurs observées dans les autres mercuriales de prix. Si une nouvelle grosse unité devait s'approvisionner en pellets, il n'est pas impossible qu'une partie de son approvisionnement s'effectue via l'import.

Agrocombustibles non-ligneux : à défaut d'une réelle filière actuelle d'approvisionnement en grande quantité, le prix retenu est une estimation de ce vers quoi devrait tendre le prix du miscanthus afin d'être acceptable par tous les acteurs de cette chaîne d'approvisionnement. Du fait des caractéristiques intrinsèques de cette filière (récolte 1x/an, parcellaire éclaté, nécessité de stockage, etc.), il n'y a pas/très peu d'économie réalisable avec des achats en grosse quantité. L'usage d'autres types (coproduits) d'agrocombustibles pourrait permettre des prix inférieurs, sous réserve des contraintes et

exigences technico-économiques imposées (qualité, volume, transport, etc.). Il s'agit alors d'approvisionnement d'opportunité, dont le prix moyen est difficile à établir.

Bois en fin de vie : cette catégorie se distingue par des prix très fluctuant, pouvant varier sur base hebdomadaire et selon l'état de l'offre et la demande, les stocks, les échanges transfrontaliers. Selon l'état du marché, le type de bois en fin de vie et son degré de prétraitement préalable (broyé et homogénéisé avant livraison ou non), il n'est pas rare de voir des prix fluctuant d'une valeur négative à une valeur légèrement positive. De plus, à l'heure actuelle et selon les qualités proposées, certains approvisionnements peuvent être dirigés tant vers la revalorisation matière que la valorisation énergétique. Afin de tenir compte de ces fluctuations difficilement prévisibles et de ne pas complexifier inutilement avec de nombreuses sous-catégories, le coût moyen annuel retenu est fixé à un prix d'achat nul.

Coproduits issus de transformation *in situ* de biomasse : ces coproduits sont générés sur le site même qui les valorisera énergétiquement. Leurs caractéristiques (ex : mélange hétérogène) et/ou leur faible taux de matière sèche impacte négativement le coût et les possibilités de transport vers une autre unité de valorisation (matière ou énergie). Nous posons l'hypothèse que la valorisation énergétique sur site de ces coproduits est économiquement plus intéressante que leur valorisation matière en externe et/ou leur substitution par une autre source d'énergie et/ou leur évacuation. Dans certains cas, cela représente même une économie de coût de gestion des déchets. Le prix moyen retenu est donc fixé à zéro.

Encodage et calcul du prix moyen par catégorie de combustibles et par catégorie d'installation

Les prix moyens récoltés sont encodés pour chaque catégorie de combustible en euros par tonne rendue. Le pouvoir calorifique inférieurs est encodé en vis-à-vis et exprimé en kWh_{PCI} par tonne de matière brute. Le prix moyen par tonne de combustible est divisé par son pouvoir calorifique spécifique et multiplié par 1000 pour obtenir le prix en €/MWh_{PCI}.

En parallèle, une feuille Excel reprend les différentes catégories d'installation définies préalablement et le prix spécifique est attribué selon le combustible renseigné pour l'installation.

Résultats

Biogaz

Le tableau 3 ci-dessous reprend, pour chaque catégorie d'installation, le prix des mixtes d'intrants ainsi que le revenu théorique estimé de la vente de digestat correspondant pour l'année 2021.

Tableau 3 : Prix htva du mixte d'intrants et du revenu digestat théorique par catégorie d'installation (2021)

ID	Nom de la Catégorie	Classe de Puissance	Proportion Effluents	Proportion Cultures Energ	Proportion Résidus	Prix rendu € htva/MWhPCI	Unité Ntot	€ dig. / MWhPCI
B1	STEP Publique	/	/	/	/	/	/	/
B2	FFOM	/	/	/	/	/	/	/
B3	CET	/	/	/	/	/	/	/
B4	BIOGAZ_AUTRES	0 – 10] kWe	50%	15%	35%	26,07 €	8,6	6,70 €
B5	BIOGAZ_AUTRES]10 – 50] kWe	50%	15%	35%	26,07 €	8,6	6,70 €
B6	BIOGAZ_AUTRES]50 – 100] kWe	50%	15%	35%	26,07 €	8,6	6,70 €
B7	BIOGAZ_AUTRES]100 – 200] kWe	50%	15%	35%	26,07 €	8,6	6,70 €
B8	BIOGAZ_AUTRES]200 – 600] kWe	50%	15%	35%	26,07 €	8,6	6,70 €
B9	BIOGAZ_AUTRES]600 – 1500] kWe	50%	15%	35%	26,07 €	8,6	6,70 €
B10	BIOGAZ_AUTRES]1,5 – 5] MWe	50%	15%	35%	26,07 €	8,6	6,70 €
B11	BIOGAZ_AUTRES	>5 MWe	50%	15%	35%	26,07 €	8,6	6,70 €
B12	BIOGAZ_AUTRES	0 – 200] kWe	43%	15%	43%	26,94 €	8,1	5,93 €
B13	BIOGAZ_AUTRES]200 – 600] kWe	43%	15%	43%	26,94 €	8,1	5,93 €
B14	BIOGAZ_AUTRES]600 – 1500] kWe	43%	15%	43%	26,94 €	8,1	5,93 €
B15	BIOGAZ_AUTRES]1,5 – 5] MWe	43%	15%	43%	26,94 €	8,1	5,93 €
B16	BIOGAZ_AUTRES	>5 MWe	43%	15%	43%	26,94 €	8,1	5,93 €
B17	BIOGAZ_AUTRES	0 – 200] kWe	35%	30%	35%	28,54 €	7,3	5,00 €
B18	BIOGAZ_AUTRES]200 – 600] kWe	35%	30%	35%	28,54 €	7,3	5,00 €
B19	BIOGAZ_AUTRES]600 – 1500] kWe	35%	30%	35%	28,54 €	7,3	5,00 €
B20	BIOGAZ_AUTRES]1,5 – 5] MWe	35%	30%	35%	28,54 €	7,3	5,00 €
B21	BIOGAZ_AUTRES	>5 MWe	35%	30%	35%	28,54 €	7,3	5,00 €
B22	BIOGAZ_AUTRES	0 – 200] kWe	25%	50%	25%	30,35 €	6,3	3,95 €
B23	BIOGAZ_AUTRES]200 – 600] kWe	25%	50%	25%	30,35 €	6,3	3,95 €
B24	BIOGAZ_AUTRES]600 – 1500] kWe	25%	50%	25%	30,35 €	6,3	3,95 €
B25	BIOGAZ_AUTRES]1,5 – 5] MWe	25%	50%	25%	30,35 €	6,3	3,95 €
B26	BIOGAZ_AUTRES	>5 MWe	25%	50%	25%	30,35 €	6,3	3,95 €
B27	BIOGAZ_AUTRES	0 – 200] kWe	13%	75%	13%	32,21 €	5,1	2,87 €
B28	BIOGAZ_AUTRES]200 – 600] kWe	13%	75%	13%	32,21 €	5,1	2,87 €
B29	BIOGAZ_AUTRES]600 – 1500] kWe	13%	75%	13%	32,21 €	5,1	2,87 €
B30	BIOGAZ_AUTRES]1,5 – 5] MWe	13%	75%	13%	32,21 €	5,1	2,87 €
B31	BIOGAZ_AUTRES	>5 MWe	13%	75%	13%	32,21 €	5,1	2,87 €

Biomasse solide

Le tableau 4 ci-dessous reprend, pour chaque catégorie d'installation, le prix des combustibles pour l'année 2021.

Tableau 4 : Prix des combustibles par catégorie d'installation (2021)

N° cat	Catégorie d'installation	Puissance	Combustibles	Proportion	Prix rendu htva/MWh prim PCI
S1	COMBUSTION	0,5 – 5] MWe	Plaquettes fraîches	100%	13,89 €
S2	COMBUSTION	0,5 – 5] MWe	Pellets	100%	34,90 €
S3	COMBUSTION	0,5 – 5] MWe	Bois fin de vie	100%	- €
S4	COMBUSTION	0,5 – 5] MWe	Coproduits biomasse in situ	> 50 % - 100 %	- €
S5	COMBUSTION	0,5 – 5] MWe	Coproduits biomasse in situ	≤ 50 %	- €
S6	COMBUSTION	0,5 – 5] MWe	Agrocombustibles non-ligneux	≥ 20 %	27,61 €
S7	COMBUSTION]5 – 10] MWe	Plaquettes fraîches	100%	13,89 €
S8	COMBUSTION]5 – 10] MWe	Bois fin de vie	100%	- €
S9	COMBUSTION]5 – 10] MWe	Coproduits biomasse in situ	> 50 % - 100 %	- €
S10	COMBUSTION]5 – 10] MWe	Coproduits biomasse in situ	≤ 50 %	- €
S11	COMBUSTION]5 – 10] MWe	Agrocombustibles non-ligneux	≥ 15 %	27,61 €
S12	COMBUSTION	> 10 MWe	Plaquettes fraîches	100%	13,89 €
S13	COMBUSTION	> 10 MWe	Bois fin de vie	100%	- €
S14	COMBUSTION	> 10 MWe	Coproduits biomasse in situ	> 50 % - 100 %	- €
S15	COMBUSTION	> 10 MWe	Coproduits biomasse in situ	≤ 50 %	- €
S16	COMBUSTION	> 10 MWe	Agrocombustibles non-ligneux	≥ 10 %	27,61 €
S17	GAZEIFICATION	≤ 0,1 Mwe	Plaquettes sèches	100%	25,87 €
S18	GAZEIFICATION	≤ 0,1 Mwe	Pellets	100%	34,90 €
S19	GAZEIFICATION]0,1 - 5 MWe]	Plaquettes sèches	100%	25,87 €
S20	GAZEIFICATION	> 5 Mwe	Plaquettes sèches	100%	25,87 €

Discussions

Biogaz

Les prix des intrants augmentent

Les cultures énergétiques sont majoritairement représentées par le maïs ensilage, un intrant dont la valeur tend à augmenter d'année en année. Ce constat pourrait s'expliquer, d'une part, par l'augmentation de la demande suite à l'apparition de nouvelles unités de biométhanisation et, d'autre part, par une météo plus contraignante ainsi qu'une saturation progressive du marché des sous-produits issus de l'industrie agroalimentaire (IAA).

En effet, bien que le prix d'achat actuel des sous-produits IAA semble encore attractif, plusieurs personnes sources consultées soulignent le fait que ces alternatives sont de plus en plus rares, ou à défaut de plus en plus chères. Il ne serait donc pas surprenant d'observer, lors des futures réévaluations annuelles, une augmentation simultanée du prix des résidus IAA et du maïs ensilage ; ce dernier étant utilisé comme solution de replis face à la pénurie grandissante du gisement provenant des IAA.

A cela s'ajoutent les difficultés de gestion des digestats rencontrées en Flandre ou dans d'autres pays limitrophes. Le coût de gestion par tonne de digestat est bien plus élevé que dans nos régions et cela a pour conséquence d'inciter les biométhaniseurs concernés à privilégier les intrants qui, après digestion, génèrent le moins de digestat possibles par MWh primaire produit. Ces gisements spécifiques sont donc attractifs et sont majoritairement captés par les acteurs hors-Wallonie qui payent le prix fort pour chaque tonne excédentaire de digestat produite.

CIVEs et coproduits de cultures

Une alternative souvent évoquée pour élargir le gisement des intrants biométhanisables est la récupération des coproduits de cultures ou encore l'implantation de CIVEs. Il est toutefois important de souligner que, bien qu'un potentiel existe, il n'est pas encore exploité, notamment pour des raisons économiques.

En effet, au prix rendu s'ajoute la difficulté de capter ce gisement à un prix soutenable. Il n'existe que peu d'entreprise agricole capables de proposer la récolte des coproduits d'intérêt. Dans le cas des CIVEs, le rendement est souvent le principal frein puisque les travaux de récoltes sont rémunérés à l'hectare.

Le maïs se présente donc souvent comme la solution la plus simple et la plus économique mais cet intérêt génère inmanquablement une concurrence progressive sur l'affectation et le prix des terres ainsi que, par extension, sur le *feed* et le *food*.

Parallèlement, la notion de prix rendu doit être considérée avec prudence pour cette sous-catégorie de résidus car les retours de terrains sont actuellement peu nombreux. Les prix se basent sur des hypothèses qui devront être corrélées progressivement avec l'évolution réelle de la filière.



Notion d'étalon maïs

Dans ce dossier, les coûts opérationnels engendrés (après livraison) par les caractéristiques spécifiques des intrants (inquant complexe/simple) n'étaient pas à prendre en considération. Cependant, les retours de terrain insistent sur le fait que ces coûts doivent être correctement intégrés dans le calcul d'octroi des CV.

C'est dans ce contexte que le concept « d'étalon maïs » est souvent mis en avant. L'idée est de considérer que, toute chose étant égale par ailleurs, le prix d'un inquant complexe est le même que celui du maïs lorsque l'on tient compte de tous les coûts auxiliaires (prétraitement, broyage, difficulté d'incorporation, risque d'instabilité biochimique, usure prématurée des équipements, production de digestat supplémentaire à gérer/traiter/épandre, etc.).

Une aide proportionnelle à la quantité de culture énergétique ?

Les résultats obtenus montrent que, plus la proportion de culture énergétique augmente, plus le prix par mégawattheure est important, ce qui impliquerait une rémunération supérieure pour atteindre un même taux de rentabilité. Il y a donc là un effet que l'on pourrait qualifier de pervers et dont il faut tenir compte pour éviter de favoriser indirectement l'implantations de cultures énergétiques qui, faut-il le rappeler, impliquent un débat délicat et non-résolu à ce jour.

Dernier cas particulier : les contrats d'échanges effluents – digestats

Les effluents d'élevage sont souvent associés aux contrats d'échange matières, caractérisés par un apport de biomatières sans achat direct avec un retour des digestats épandus sur champ au frais du biométhaniseur. Cependant, cette étude porte sur le prix de la biomasse rendue sur site, ce qui implique de scinder l'échange en deux parties distinctes (amont – aval). Le prix rendu des effluents d'élevage correspond donc au **coût de transport**.

Il est important de préciser qu'en cas d'échange, l'ensemble des coûts opérationnels de gestion du digestat est considéré à charge du biométhaniseur. Le transport « retour » compense la gratuité du transport « aller » mais l'épandage correspond à une charge supplémentaire pour l'unité.

Dans les autres cas, hors contrat d'échange (peu ou pas d'effluents en entrée de process), le digestat est transporté et épandu sur champ moyennant une compensation basée sur la vente de l'azote. Là encore, le revenu lié à l'azote rendu ne compense que partiellement les coûts opérationnels.

Au global, il faut retenir que les digestats sont assimilés à un coût opérationnel plutôt qu'à un revenu (compensation partielle par la gratuité du transport « aller » ou par la vente de l'azote). Ces coûts opérationnels post-process doivent donc être chiffrés et intégrés en aval de l'outil de calcul du taux d'octroi, permettant ainsi de comparer chaque mixte d'intrants sur une base commune, en € htva/MWh primaire rendu sur site.

Biomasse solide

Concernant les plaquettes séchées et criblées d'origine forestière, le prix tend à rester stable depuis plusieurs années. Nous constatons l'arrivée d'une nouvelle catégorie de plaquettes séchées et criblées, issues de la valorisation des déchets verts. Cette catégorie se distingue des plaquettes forestières par une qualité (composition et granulométrie) considérée comme inférieure à la plaquette forestière. Le prix de cette autre catégorie, encore impossible à définir, sera inférieur au prix de marché observé pour les plaquettes forestières séchées et criblées.

Le marché de la plaquette fraîche se caractérise par plusieurs éléments spécifiques. Premièrement, la majeure partie du coût de production est constituée par les opérations d'abattage, broyage et transport. S'agissant de gisement d'opportunité (entretien de bord de route, bois déclassé, etc.), le coût de la matière première est négligeable. Deuxièmement, les opportunités de gisement fluctuantes et le degré de saturation des stocks des consommateurs impactent fortement le prix de vente. Des événements extrêmes, comme la crise des scolytes de l'épicéa qui sévit depuis plusieurs années, amènent de grandes quantités de bois valorisables en plaquettes sur le marché, ce qui conduit à une diminution des prix. Ces fluctuations amènent à considérer que le prix de la plaquette fraîche va certainement repartir à la hausse au cours des semestres suivants.

Concernant les pellets, le prix est valable pour des pellets respectant la norme de qualité EN-ISO 17225-2 et/ou certifié DINplus ou ENplus A1 ou A2. Selon leur consommation, leur localisation et le type de silo (impact sur le coût du transport), les utilisateurs peuvent établir des contrats de prix plus ou moins avantageux.

Pour de grande quantité, le marché wallon des agrocombustibles est encore en voie de structuration. D'après son expertise et les retours du secteur, ValBiom considère le prix indiqué comme celui vers lequel devra tendre le marché du miscanthus pour être viable à long terme. Le coût du transport et du stockage avant livraison impacte fortement le prix des agrocombustibles. Lorsqu'il s'agit d'un coproduit de culture (ex : anas de lin), le prix peut être largement inférieur à celui proposé. Néanmoins, la valorisation de ces coproduits constitue à l'heure actuelle des opportunités ponctuelles et fortement variables (hétérogénéité des types, quantités, disponibilités et prix), qu'il convient de ne pas intégrer dans ce suivi.

En Wallonie, les unités de valorisation énergétique par cogénération de bois en fin de vie utilisent principalement du bois de catégorie B (bois traité : meuble, panneaux, etc.) et des refus de cribles de compostage. Si les prix d'achat ont longtemps été négatifs pour le bois B, la multiplication des projets de cogénération bois B en Wallonie (au moins deux dans les 3 à 5 prochaines années) mais aussi des projets transfrontaliers augmentent la concurrence sur la ressource et tend à ramener de plus en plus les prix d'achat vers 0 €, voir un prix positif dans certains cas. Le prix d'achat (positif) des refus de crible de compostage a fortement diminué ces dernières années. À noter que la réglementation wallonne relative à la valorisation énergétique des bois en fin de vie considère les unités de valorisation dans la même catégorie que les incinérateurs. Les contraintes (permis, traitement des fumées et des cendres) sont importantes et justifient le prix d'achat du combustible à un coût faible, nul ou négatif.

Il est intéressant de noter que la majorité des nouveaux gros projets de cogénération biomasse solide sont des projets basés sur l'utilisation de bois en fin de vie. Bien que ces acteurs veillent à sécuriser au mieux leur futur approvisionnement par des contractualisations (ex : avec des intercommunales de gestion des déchets), l'augmentation du nombre d'utilisateurs, combinée avec les futures et plus que

probables exigences de tri et revalorisation matière, laissent supposer une évolution à la hausse des prix de ce type combustible.

Les coproduits solides issus de la transformation *in situ* de biomasse et valorisables énergétiquement sont très majoritairement valorisés sur site. Bien qu'une valorisation non-énergétique puisse être possible dans certain cas (feed, chimie), le choix d'une valorisation énergétique sur site entraîne des économies sur les coûts d'évacuation et de traitement de ces coproduits. À défaut d'une approche au cas par cas selon les possibilités de valorisation non-énergétique ou les économies réalisées, le prix d'achat de ces coproduits est considéré comme nul.

Conclusion

L'équipe ValBiom assure avoir mis tous les moyens en œuvre pour apporter sa meilleure expertise sur ce dossier. L'outil délivré pourra bien entendu faire l'objet de révisions ultérieures et ValBiom se tient à la disposition de l'Administration en cas de nouvelles sollicitations.



Contact

Matthieu Schmitt

Chef de projet – Biométhanisation

t (0)81 87 58 80 | **m** +32 (0)484 22 46 70

m.schmitt@valbiom.be

Pierre-Louis Bombeck

Chef de projet – Bois-énergie et chimie du bois

t (0)81 87 58 83 | **m** +32 (0)499 83 40 44

pl.bombeck@valbiom.be

Philippe Taverniers

Chargé de projet – Biométhanisation

m +32 (0)491 90 53 64

p.taverniers@valbiom.be

