

QUELLE PLACE POUR LE BIOMÉTHANE INJECTABLE EN BELGIQUE ?





AVANT-PROPOS

Gas.be a confié à ValBiom la réalisation d'une étude stratégique portant sur le potentiel du biométhane en Belgique. Cette synthèse en reprend les messages-clés.

Gas.be représente les gestionnaires belges de transport et de distribution du gaz naturel et promeut le gaz vert comme une solution-clé pour un futur bas carbone.

ValBiom stimule et facilite la concrétisation d'initiatives durables intégrant la production de biomasse et sa transformation en énergies et matériaux, dont la biométhanisation.

SOMMAIRE

Avant-propos

page 3

Éditorial

page 5

Des matières organiques au biométhane

page 7

Les principaux apprentissages

pages 8-22

Limites et perspectives

pages 23-24

La belle histoire du biogaz...

page 25

Et maintenant, comment en faire une réalité ?

page 26

GLOSSAIRE

BCM

Billion Cubic Meter
= milliards de m³

CIVeS

Cultures Intermédiaires
à Vocation Énergétique

CNG

Compressed Natural Gas

ETS

Emissions Trading System¹

GES

Gaz à Effet de Serre

GN

Gaz Naturel

GWh

Gigawatt-heure

IC

Intrants Complexes

IS

Intrants Simples

MWh

Mégawatt-heure

PCS

Pouvoir Calorifique Supérieur

SRA

Station de Réception Agrégée

TWh

Térawatt-heure

1. Le système ETS (Emissions Trading System) constitue un système d'échange de quotas d'émission mis en place par l'Union européenne pour combattre le réchauffement climatique. Il prévoit la fixation d'un plafond maximum d'émission de CO₂ pour les pays membres ainsi que l'Islande, le Liechtenstein et la Norvège.

ÉDITORIAL

Une étude charnière dans le déploiement de la filière du gaz renouvelable

En matière de lutte contre le réchauffement climatique, l'Union européenne s'est fixée des objectifs s'articulant principalement autour de trois axes : la part d'énergie renouvelable dans la consommation finale, les réductions d'émissions de gaz à effet de serre et l'efficacité énergétique. Chaque pays membre doit élaborer une stratégie précise afin de respecter les engagements européens. Le gaz renouvelable représente un potentiel de contribution majeure, permettant d'influer sur les deux premiers axes. Dresser l'état des lieux de son développement en Belgique et en évaluer son potentiel constituent une étape indispensable avant l'élaboration d'une stratégie nationale.

L'année 2019 constitue une période charnière en la matière pour la Belgique. Elle suit en effet la publication, en décembre 2018, de la Directive des Énergies Renouvelables, combinée au changement des majorités communales (2018) et régionales et fédérales (2019). Les orientations qui seront choisies dans les mois et années à venir seront cruciales car elles conditionneront la réussite du défi de la transition énergétique et la place attribuée au gaz vert dans notre pays. De plus en plus de pays rejoignent des nations comme l'Allemagne, la Suède ou la France qui ont anticipé et compris l'importance du gaz renouvelable. Il est donc impératif que la Belgique suive le mouvement.

L'étude de Gas.be a le triple mérite de générer une information complète et actualisée sur le potentiel existant en Belgique, d'alimenter le débat autour des multiples perspectives de valorisation du biogaz et enfin d'offrir à l'ensemble des acteurs concernés – filière biogaz, monde agricole, secteur gazier et monde politique – un point de départ à l'élaboration de stratégies intégrant le biogaz comme moyen d'atteindre les objectifs fixés.

L'étude répond aux questions suivantes :

- Quel est le potentiel de biogaz en Belgique ?
- Où se situent les gisements de biogaz ?
- Quelle pourrait être la contribution du biogaz dans les objectifs nationaux définis par le PNEC ?
- Quelle part de ce gisement pourrait être valorisée

en biométhane et injectée dans les réseaux existants de gaz naturel ?

- Quel est le coût de ce gaz et qu'apporte-t-il comme bénéfices additionnels ?
- Où en est le développement de la filière en Belgique, en Europe et quelles sont les orientations prises par nos voisins ?
- Quel est le stade de développement technologique du biogaz ?

En confiant cette étude à ValBiom, Gas.be entend contribuer au déploiement de la filière du gaz renouvelable. Les réseaux de gaz naturel existants constituent un formidable vecteur de valorisation de ce gaz « zéro carbone », qu'il s'agisse du biométhane ou du gaz issu de l'électricité renouvelable, lui permettant de délivrer ses avantages environnementaux à la société : secteur agricole, citoyens, entreprises et collectivités publiques.

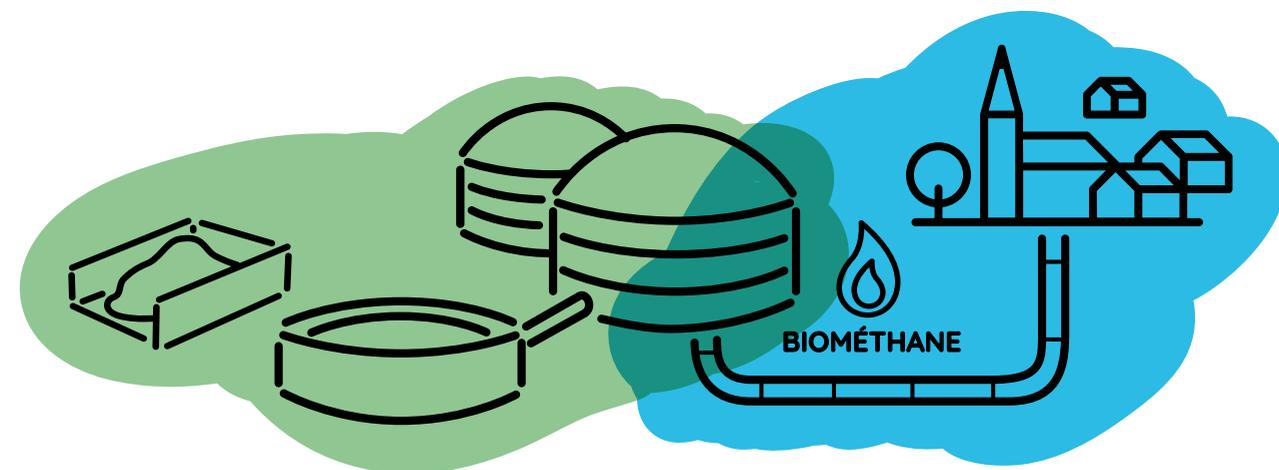
Cette étude est un point de départ. Elle sera suivie d'autres initiatives visant à l'affiner ou à favoriser la valorisation pleine et entière du potentiel évalué.



Steven Van Caekenberghe
General Manager, Gas.be



Des matières organiques au biométhane



La **biométhanisation** consiste à digérer des matières organiques pour produire du biogaz et du digestat, résidu de ce processus.

Le **biogaz** est composé d'environ 50 à 60 % de méthane, gaz combustible lui donnant sa valeur.

Actuellement, le gaz naturel présent dans les réseaux contient environ 85 à 95 % de méthane.

Purifier le biogaz jusqu'à ces mêmes valeurs permet donc de

le mélanger au gaz naturel et de le valoriser dans les mêmes infrastructures et applications.

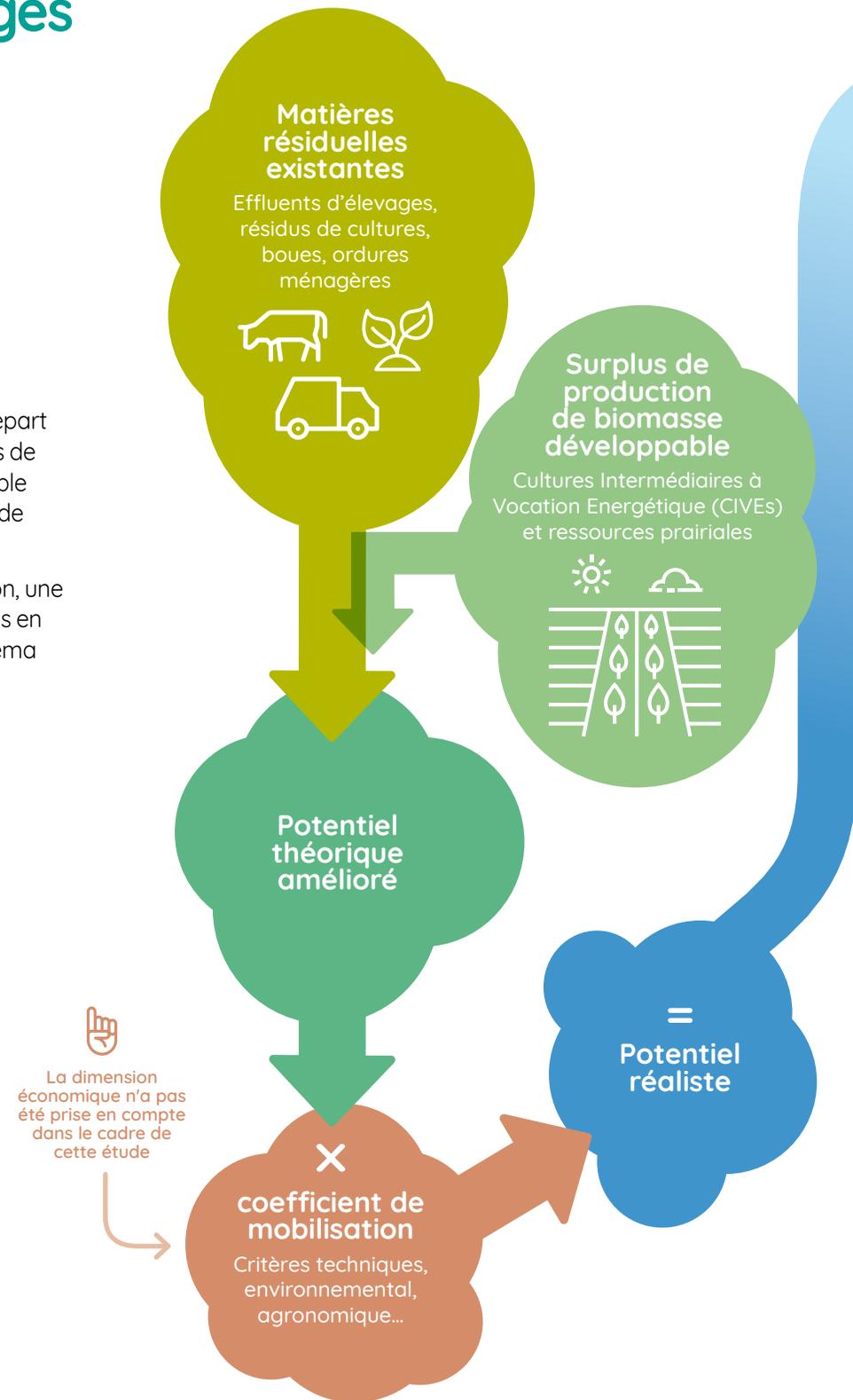
L'**épuration** permet de transformer le biogaz en biométhane, essentiellement en séparant le méthane du dioxyde de carbone. Une fois les standards de qualité atteints, le **biométhane** nouvellement formé est injecté dans le réseau gazier. C'est ce qu'on appelle le **biométhane injecté** ; objet de cette étude.

Les principaux apprentissages

Le potentiel de biogaz réaliste en Belgique est de **15,6 TWh_{PCS}**

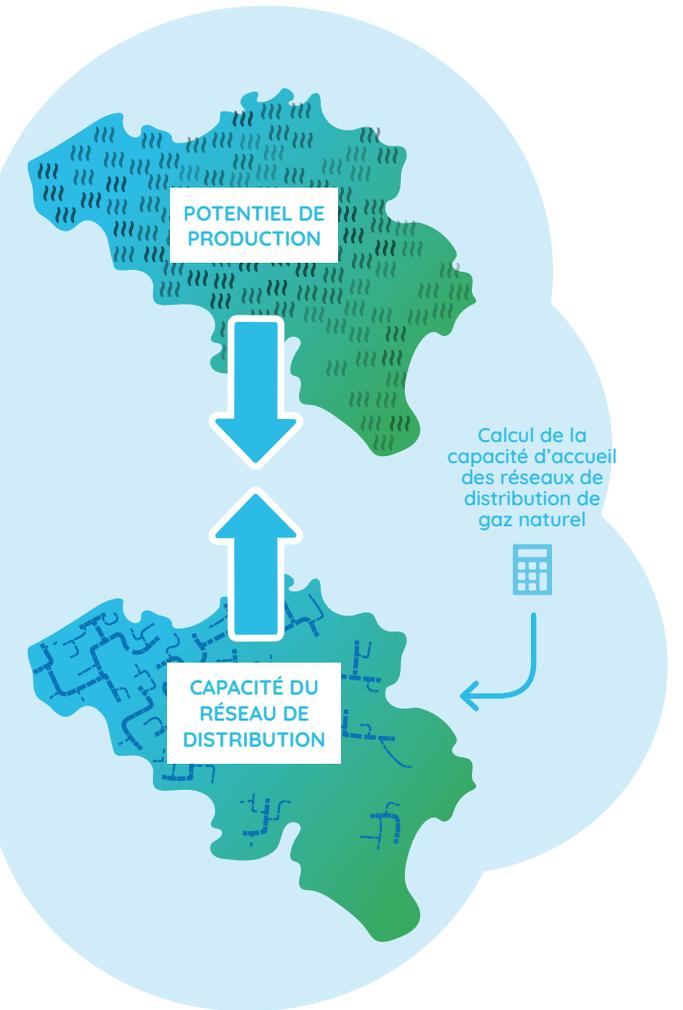
Sur base des hypothèses de départ de l'étude, la part de gisements de biogaz potentiellement injectable dans les réseaux de gaz serait de 15,6 TWh_{PCS}.

Pour parvenir à cette estimation, une série de paramètres ont été pris en compte, visualisés dans le schéma ci-contre.



LOCALISATION DU POTENTIEL RÉALISTE

Part du biométhane injectable



Les études existantes en Wallonie, en Flandre et à Bruxelles ont permis de créer une base de données commune aux trois régions.

- **en Wallonie**, l'étude « Cadastre de la biomasse wallonne valorisable énergétiquement - 2015 », réalisée par ValBiom a servi de point de référence ;
- **en Flandre**, il s'agit de l'étude « Maximaal productiepotentieel van biomethaan in Vlaanderen uit biomassaareststromen » du projet TransBio, porté par Biogas-E ;
- **à Bruxelles**, il s'agit de l'étude « Potentiel des biodéchets collectables en région de Bruxelles-Capitale », réalisée par Bruxelles Environnement.

La définition du type de potentiel envisagé est primordiale pour interpréter correctement les données.

En effet, du potentiel théorique (soit, le maximum existant) au potentiel possible à mettre en œuvre, en tenant compte des dimensions sociales, économiques, écologiques et techniques, il y a une multitude d'intermédiaires.

L'étude a considéré trois types de potentiel :

- **Le potentiel théorique** en se basant sur toutes les matières, essentiellement résiduelles, **existantes à ce jour**. Il permet de fixer un ordre de grandeur, mais ne tient compte que partiellement des concurrences d'usage ou des limites techniques à l'exploitation d'un gisement : il considère par exemple 100 % des effluents d'élevage existants et collectés en Belgique (il exclut cependant les périodes d'absence des bovins des bâtiments d'élevage). Dans la réalité,

certaines exploitations trop petites ne seront pas adaptées à l'installation d'une biométhanisation.

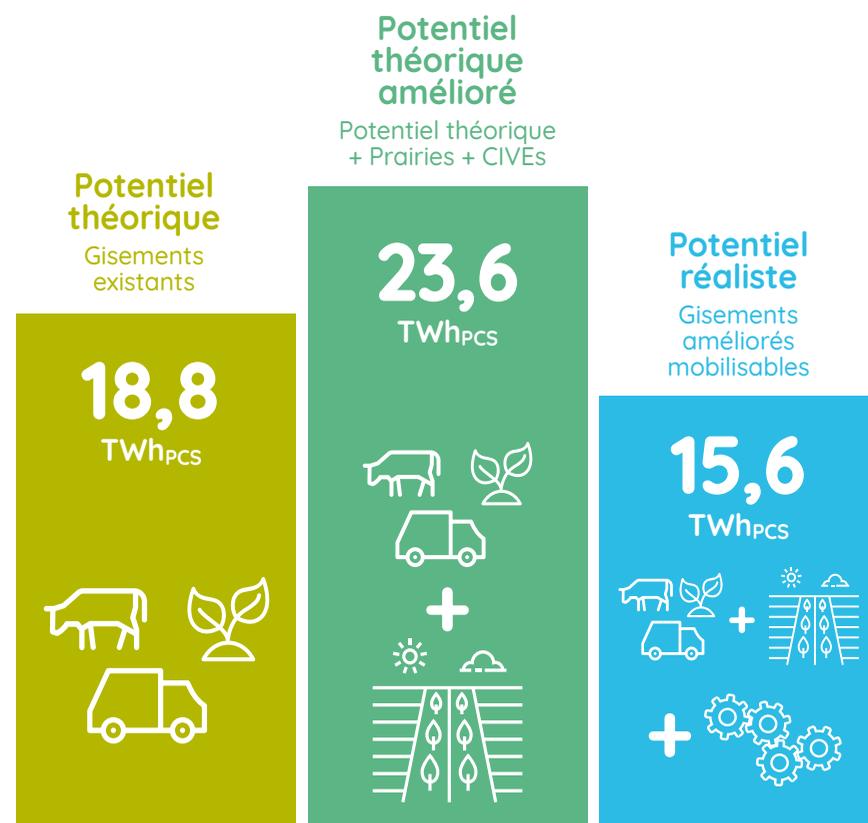
- **Le potentiel théorique amélioré**, qui ajoute au potentiel précédent des matières qui n'existent pas à ce jour, mais qui pourraient être produites sans conflit avec les usages déjà existants. C'est notamment le cas des CIVEs dont les pratiques ne sont pas encore répandues, mais dont le potentiel est à développer.
- Enfin **le potentiel réaliste** applique au "potentiel théorique amélioré" des coefficients de mobilisation permettant de tenir compte des

conflits d'utilisation et des limites techniques, sociales, agronomiques ou environnementales.

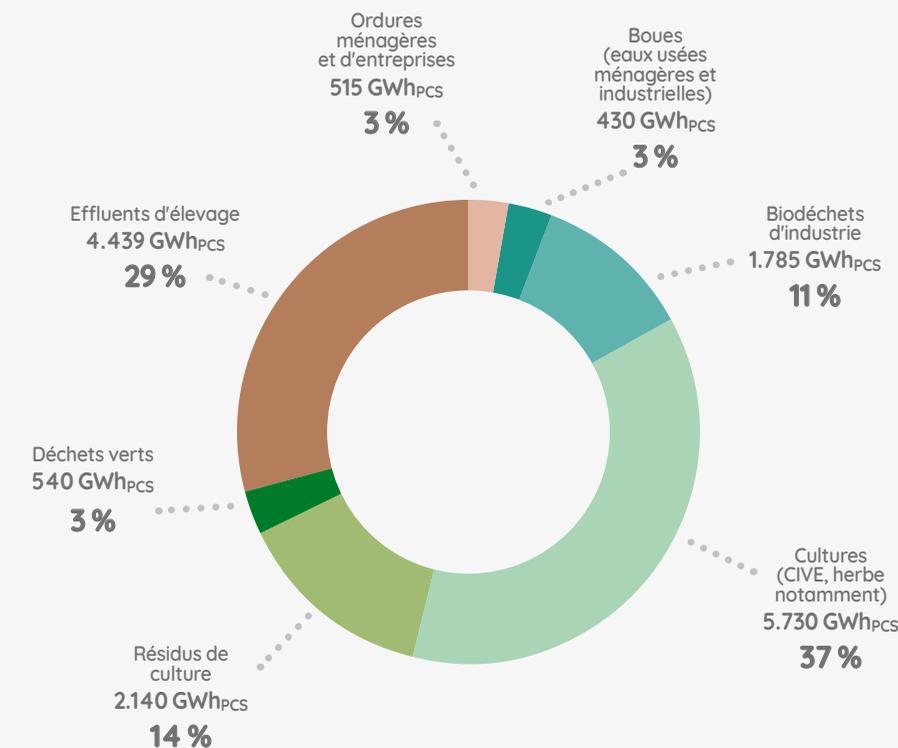
On obtient ainsi trois chiffres. Dans la présente étude, **seul le potentiel réaliste sera détaillé.**

Ce potentiel réaliste de biogaz s'élève à **15,6 TWh_{PCS}**, correspondant à environ 9 % de la consommation de gaz naturel actuelle, ou à 18 % de la consommation du réseau de distribution de gaz. Ce gisement se trouve à **46,5 % en Flandre**, et à **53 % en Wallonie**. Le potentiel de la Région de Bruxelles-Capitale est logiquement plutôt limité.

Potentiel de biogaz en Belgique



Potentiel de biogaz en Belgique



1 foyer wallon sur 2 alimenté en biométhane !



Le gisement wallon pourrait à lui-seul représenter près de 50 % de la consommation du réseau de distribution : en d'autres termes, 1 foyer wallon sur 2 pourrait être alimenté en biométhane .

Sans surprise, **l'agriculture concentre le plus gros apport du gisement, environ 80 %**. Par conséquent, la biométhanisation n'atteindra son potentiel qu'avec la mobilisation massive de l'agriculture, qui peut

saisir l'opportunité de devenir un pivot de l'économie circulaire dans les zones rurales. Les agriculteurs deviendront alors fournisseurs de denrées alimentaires, recycleurs de déchets organiques, producteurs d'énergie, créateurs d'emplois et donc pleinement **moteurs de la transition énergétique et agro-écologique**.

Le reste du potentiel (environ 20 %) mérite d'être valorisé : les boues de station d'épuration, par exemple, constituent une part importante du potentiel exploitable.

Il sera aussi nécessaire d'exploiter le potentiel de CIVEs et de valoriser l'herbe de prairie (environ 4.100 GWh_{PCS}, soit 26 % du total).

Développer la recherche agronomique est indispensable. Ceci, en s'appuyant notamment sur des expériences frontalières comme dans le nord de la France où la pratique est de plus en plus répandue.

À noter : les cultures citées ci-dessus sont bénéfiques pour les sols, entre autres grâce au stockage du carbone additionnel. Ces bénéfices sont démontrés dans de nombreux travaux, dont ceux portant sur l'agroécologie développés par le bureau d'étude Solagro en France² ou encore via le concept italien Biogasdoneright[®].

2. Comment la méthanisation peut-être un levier de l'agroécologie ? Les résultats de MéthaLAE - Solagro

Le potentiel de biogaz se trouve majoritairement en zones agricoles de grandes cultures



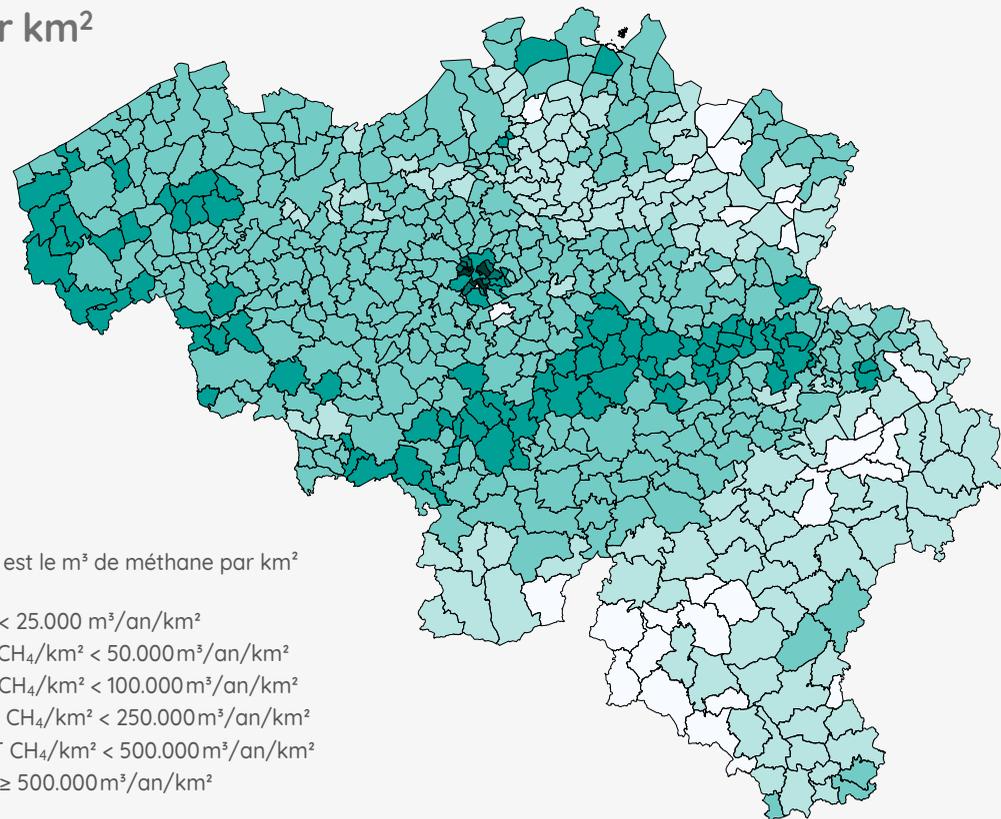
La connaissance précise du parcellaire agricole et le lien existant par exemple entre la présence d'habitants et l'existence d'ordures ménagères, permettent de définir des hypothèses de localisation des gisements.

Grâce à des outils d'analyse cartographique, on parvient ainsi à localiser les gisements sur tout le territoire.

Les **zones agricoles** sont particulièrement visibles. Sur la carte ci-dessous, on constate que la Hesbaye détient un important gisement de résidus de cultures et de CIVEs.

On note également que les **zones d'élevage intensif** possèdent un potentiel important.

Potentiel de biogaz par km²



La contribution du biogaz aux objectifs belges en matière d'énergie renouvelable et de gaz à effet de serre est importante



Ainsi, dans la version provisoire du PNEC, la production d'énergie renouvelable devra augmenter de 19,1 TWh entre 2020 et 2030. Parallèlement, le PNEC vise une réduction de 6,8 Mt de CO₂.

Le potentiel réaliste de biométhane en Belgique pourrait combler 82 % de cet effort, répondant également aux objectifs de décarbonation du transport. **Consacré à 100 % à la mobilité CNG, le biométhane alimenterait près de 2 millions de voitures particulières.**

Concernant les GES, la Directive européenne 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (appelée « RED II ») fournit des méthodologies pour évaluer les émissions de GES provenant d'énergies renouvelables. Les valeurs de réduction par défaut, indiquées en

annexe de la Directive, permettent de calculer la réduction moyenne en fonction de la nature des gisements. Ainsi, on atteindrait dans le contexte belge une réduction de 114 % des émissions de CO₂ eq pour le biométhane utilisé pour le transport par rapport aux émissions de CO₂ du combustible de référence.

L'exploitation du potentiel réaliste permettrait d'éviter 6.000.000 tonnes de CO₂ eq/an, soit environ 88 % de l'économie à réaliser d'ici 2030.

À noter : ces chiffres sont indicatifs et, dans la pratique, les secteurs ETS et non-ETS devraient être distingués pour plus de précision.

Plus de 2/3 du potentiel de biogaz pourraient être injectés dans les réseaux existants de gaz naturel



Une fois la consommation du processus d'épuration et d'injection déduite, la transformation du biogaz en biométhane permet de conserver plus de 90 % de l'énergie primaire issue des biométhaniseurs. **Ainsi, la valorisation en biométhane est une voie préférentielle à suivre dans la mesure du possible.**

Afin d'évaluer la proportion du potentiel de biogaz injectable, il faut superposer la carte de localisation des gisements et celle des réseaux de GN. Par la suite, il convient d'évaluer la capacité des réseaux à accueillir ce biométhane, c'est-à-dire en tenant compte de la consommation du réseau et de ses variations dans le temps. C'est ce qu'on appelle la « **capacité d'accueil du réseau** ».

Cette première approximation met en évidence certaines limites de l'étude :

- **L'injection n'a été considérée que sur les réseaux de distribution.**

En effet, injecter sur les réseaux de transport imposerait un investissement beaucoup plus lourd.

Cependant, inclure le réseau de transport permettrait une augmentation significative de la part injectable.

- **Les matières biométhanisables sont considérées mobilisables dans les limites de la commune où elles se situent**, soit une mobilité de 5 à 10 km. Dans de nombreux cas c'est une hypothèse acceptable. Néanmoins, en ce qui concerne les gisements à plus fort potentiel de biogaz comme les résidus de cultures (pailles, menues pailles) ou les CIVEs, les distances possibles à parcourir pourraient augmenter de plusieurs dizaines de kilomètres. Ainsi, le déplacement de ces gisements de zones agricoles non couvertes par le réseau de GN vers des zones en demande améliorerait significativement la part injectable.

- **Le calcul des capacités d'accueil du réseau s'est fait à l'échelle de la zone SRA** (Station de Réception Agrégée), utilisée comme « bassin de consommation ». À l'intérieur de ces capacités d'accueil, les aspects d'écoulement dans les réseaux n'ont pas été pris en compte. Seule une étude au cas par cas permettrait de s'assurer, individuellement, des faisabilités techniques.

En **Flandre**, l'essentiel du potentiel disponible pourra rejoindre les réseaux de gaz, été comme hiver.

En revanche, la **Wallonie** offre une analyse différente : en dehors des grandes zones de consommation Mons-Charleroi et Liège-Verviers on retrouve des zones plus isolées, comme par exemple Rochefort, Dinant ou Bastogne. Ces zones présentent à la fois des consommations plus faibles de gaz et des gisements importants en milieu rural. La consommation essentiellement résidentielle de ces zones conduit également à une saisonnalité de consommation forte, menant à une capacité d'accueil réduite. Ces dernières pourraient donc subvenir à leurs propres besoins, devenant des « communes gaz vert ».

Des communes comme celle de Bastogne, par exemple, pourraient, moyennant la construction d'une unité de production d'une capacité de 400 Nm³/h, fournir à leurs résidents un gaz essentiellement renouvelable, devenant ainsi une « commune gaz vert » parmi les premières en Europe.

La carte ci-dessous laisse apparaître trois types de zones

Des zones bleues



où le réseau est en capacité d'accueillir tout le potentiel de biométhane de la zone et plus encore.

Capacité d'accueil > Potentiel CH₄

Des zones vertes



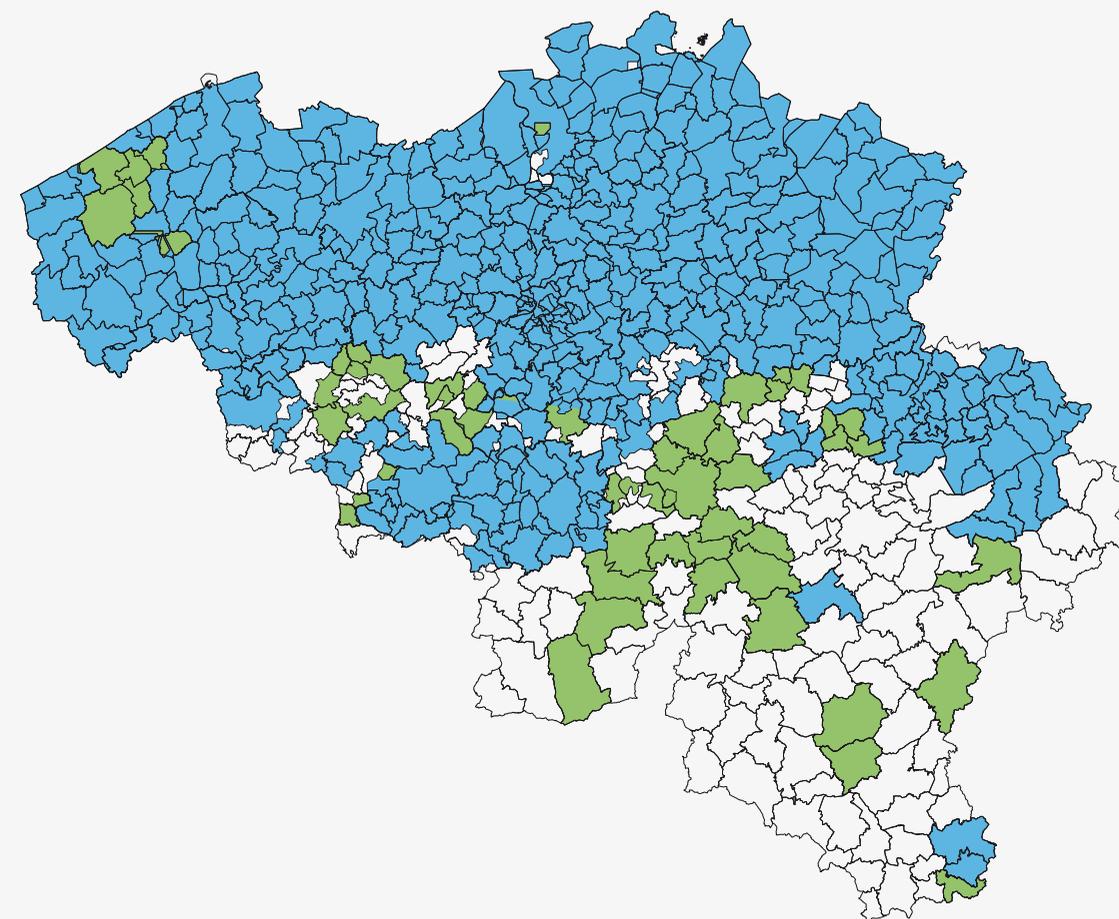
où les gisements en biométhane sont supérieurs à la capacité d'accueil. On pourrait donc déplacer, en provenance de ces zones, des gisements de matière vers des zones en déficit.

Capacité d'accueil < Potentiel CH₄

Des zones blanches



non couvertes par des réseaux de distribution de GN.



Le biométhane coûte plus cher que le gaz naturel



La méthode du *Levelized Cost of Energy* (LCoE) est un outil standardisé pour comparer le coût complet de l'énergie produite par un moyen de production, tout au long de la durée de vie du projet.

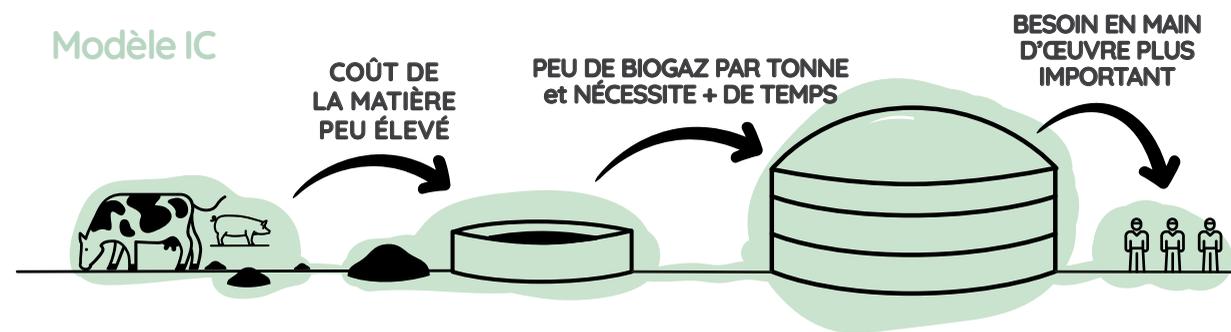
La méthode prend en compte une valeur d'actualisation nette (VAN) et, donc, inclut le taux de rentabilité interne du projet.

L'étude compare des unités de quatre tailles différentes, 100-250-500-1.000 Nm³ CH₄/h, afin d'observer l'impact sur les économies d'échelle. De plus, elle compare deux modèles de biométhanisation pour tenir compte de la diversité existante :

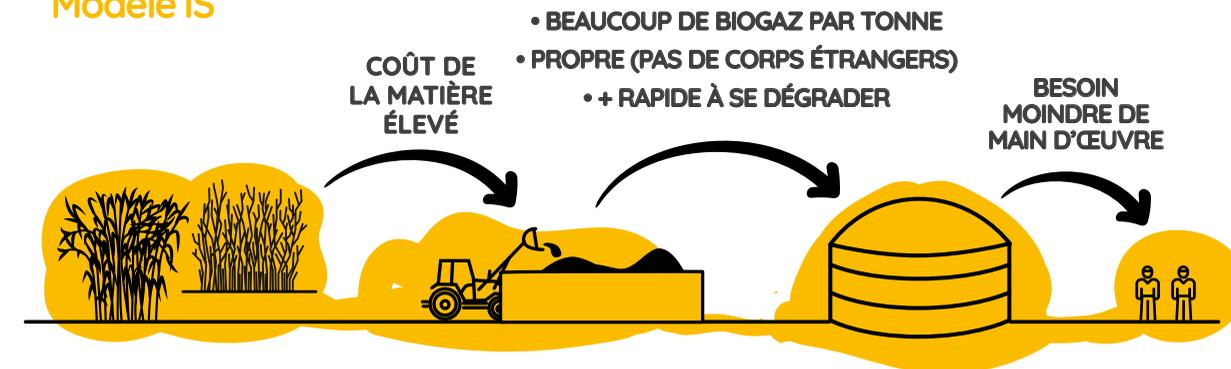
- **Un modèle IC** (intrants complexes) qui utiliserait par exemple des effluents d'élevage, ceux-ci ayant peu de valeur mais imposant des adaptations techniques ainsi que des modes d'exploitation coûteux.

- **Un modèle IS** (intrants simples) qui utiliserait essentiellement des produits très adaptés à la biométhanisation (cultures dédiées comme des cultures intermédiaires, des cultures énergétiques, de l'herbe, etc.), dont l'inconvénient est un coût d'approvisionnement élevé. En contrepartie, ce modèle permet une simplification technique et un besoin réduit en main d'œuvre.

Modèle IC



Modèle IS



Comme le montre le graphique ci-dessous, le coût complet³ varie peu en fonction du modèle de biométhanisation (IC ou IS). Les économies d'échelle, bien qu'existantes, n'excèdent pas 25 % d'un extrême à l'autre (100 Nm³/h - 1.000 Nm³/h).

Les coûts qui composent ces valeurs sont répartis en trois grandes catégories : l'investissement initial, le coût

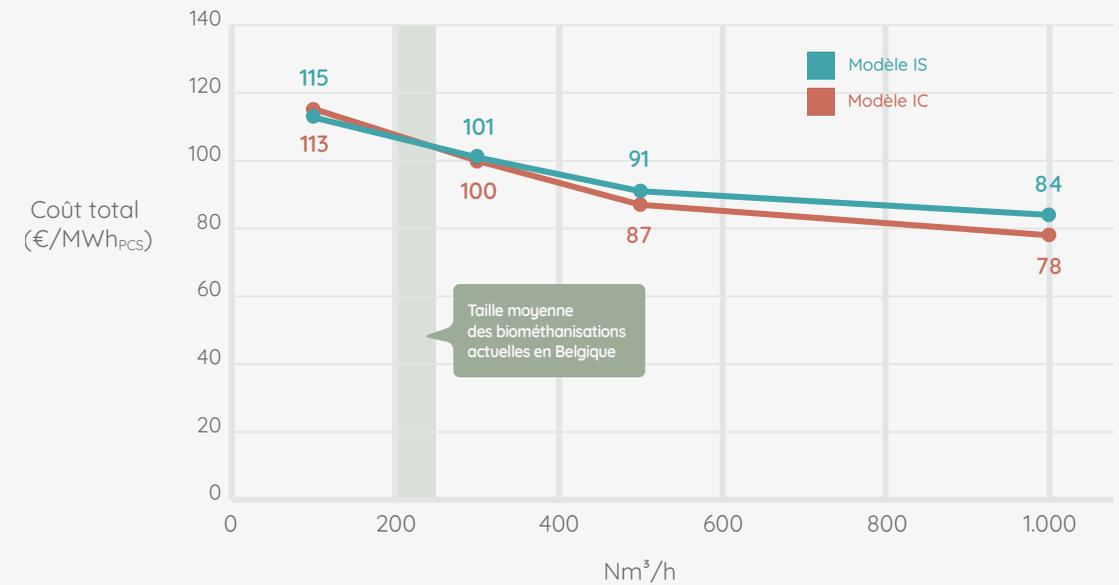
des matières organiques (incluant la gestion des digestats) et enfin les autres coûts d'exploitation (entretien, maintenance, main-d'œuvre).

La biométhanisation, présente des structures de coût laissant peu de place à des diminutions significatives. Cela est dû, en premier lieu, à l'importance de la matière première. Les perspectives de diminution de ces

coûts sont faibles et ne permettront pas de résorber la différence de coût de production du biométhane par rapport à celui du GN.

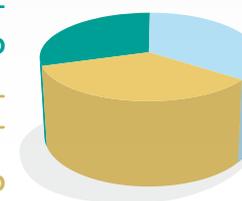
Mais le biogaz produit beaucoup plus que de l'énergie...

Coût total de la production par MWh_{PCS} de biométhane injecté en fonction de la taille de l'installation



INVESTISSEMENT INITIAL
30 %

COÛT INTRANTS ET GESTION DU DIGESTAT
35 %



COÛT EXPLOITATION ET MAINTENANCE
35 %

3. Hors subvention à l'investissement, et incluant un taux de rentabilité (Internal Rate of Return) de 9 %.

Plus que de l'énergie, le biométhane contribue à la construction d'un nouveau modèle d'économie circulaire en milieu rural



La comparaison économique sur base de l'énergie n'est pas en faveur du biométhane. Mais considérer que le biogaz n'est que cela néglige l'existence bien réelle de nombreux autres bénéfices (environnementaux, agricoles et sociaux). Ceux-ci sont appelés « externalités positives ».

Cartographier ces externalités positives et tenter de les quantifier économiquement constitue un travail indispensable. D'après la Commission de régulation de l'énergie française (CRE)⁴, intégrer les externalités positives est indispensable afin de **considérer le biogaz à sa juste valeur**. Ainsi, des travaux ont calculé des valeurs situées **entre 40 et 80 €/MWh_{PCS}**⁵ pour les externalités positives.

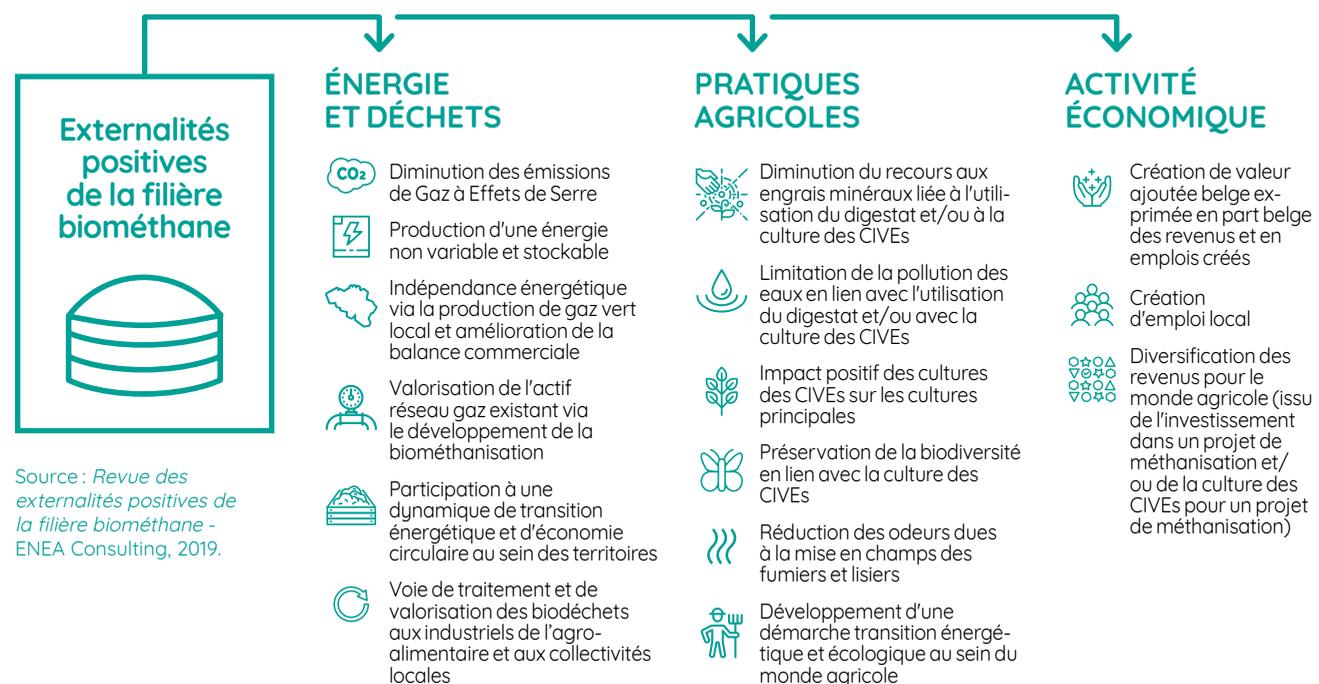
Les externalités positives sont nombreuses et complexes à démontrer. Néanmoins, l'aspect carbone apparaît à plusieurs reprises. Les impacts de la biométhanisation sur les GES pourraient être la base d'une rému-

nération intégrant une partie des bénéfices réels. Pour intégrer ces impacts GES, des primes différenciées selon le type d'intrants seraient introduites, permettant d'avantager la biométhanisation des effluents d'élevage au détriment des cultures énergétiques d'ensilage de maïs, par exemple.

Le financement pourrait s'appuyer sur les revenus du marché ETS en place, mais la mise en place d'une **taxe carbone** permettrait d'augmenter les ressources de manière plus conséquente et semblerait parfaitement en phase avec ce type de projet.

4. Source : Le verdissement du gaz – CRE, Rapport 2019.

5. Source : Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française - ENEA Consulting,



Une refonte du cadre réglementaire actuel est nécessaire



Les réglementations ouvrant le droit à l'injection du biométhane et définissant les modes de rémunération sont relativement récentes. Toutes deux sont établies pour un usage final du biométhane en électricité verte.

En Flandre, la production de biogaz et l'épuration de ce dernier en biométhane sont individualisées au niveau du soutien.

L'épuration est soutenue par un subside à l'investissement limité à 65 % et plafonné à 1 million d'euros. D'après nos calculs, un subside de 65 % ne représentera qu'une diminution de coût complet de 1 à 2 €/MWh_{PCS} pour les grandes unités et de 1 à 9 €/MWh_{PCS} pour les plus petites. Ceci, alors que le coût complet de l'épuration se situe entre 17 et 31 €/MWh_{PCS}.

Une fois épuré, le biométhane nouvellement formé peut transiter par les canalisations de GN pour être ensuite valorisé sur un site de cogénération où l'électricité pourra être majoritairement autoconsommée, et l'énergie thermique valorisée afin d'optimiser la rentabilité du projet.

Par exemple, le projet de l'intercommunale IOK de Beerse consiste à purifier une fraction de son biogaz, totalisant 500.000 m³ CH₄ annuellement, et à l'injecter vers une cogénération à qui les certificats gaz vert sont revendus.

En Wallonie, le soutien est basé sur la production et sur l'investissement.

Une unité d'épuration peut prétendre aux aides à l'investissement pour l'utilisation durable de l'énergie (UDE), mais également à une rémunération pour leurs garanties d'origine. En effet, ces dernières sont rachetées par les cogénérations fossiles qui peuvent ainsi obtenir des certificats verts additionnels du fait de l'utilisation de gaz vert. Le projet de biométhane doit donc comporter un contrat avec une cogénération fossile. Ce mécanisme permet d'atteindre une rémunération dépendante de plusieurs paramètres. Pour une installation de taille inférieure à 750 Nm³/h (équivalente à 3 MW_{éi}), on estime une valeur de l'ordre de 75 €/MWh_{PCS}.

D'après nos calculs, seuls de grands projets (>500 Nm³ CH₄/h) pourraient trouver une rentabilité. Le modèle de biométhanisation qui en résulterait serait de quelques unités sur tout le territoire qui mobiliseront chacune plus de 50.000 tonnes d'intrants par an. Dès lors, il faut s'assurer qu'il s'agit bel et bien du modèle souhaité.

Pour le moment, aucun projet n'a encore vu le jour en Wallonie. Néanmoins, le projet de Biométhane du Bois d'Arnelle (Frasnes-lez-Gosselies) est entré en phase de construction fin 2019.

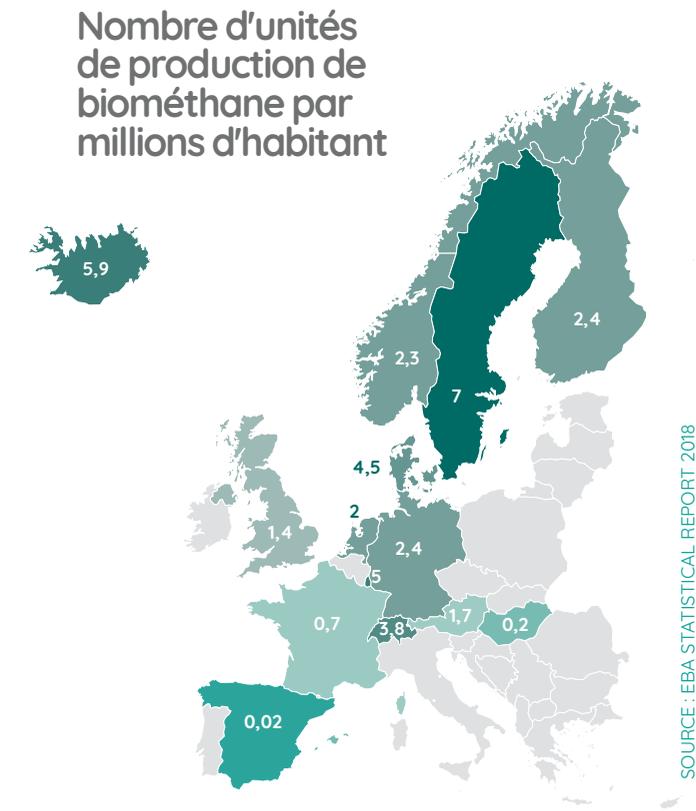
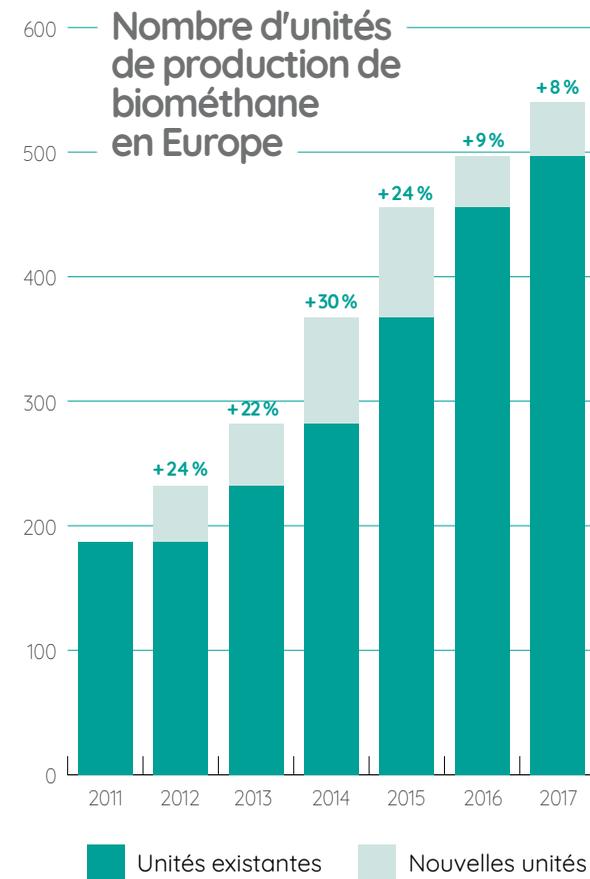
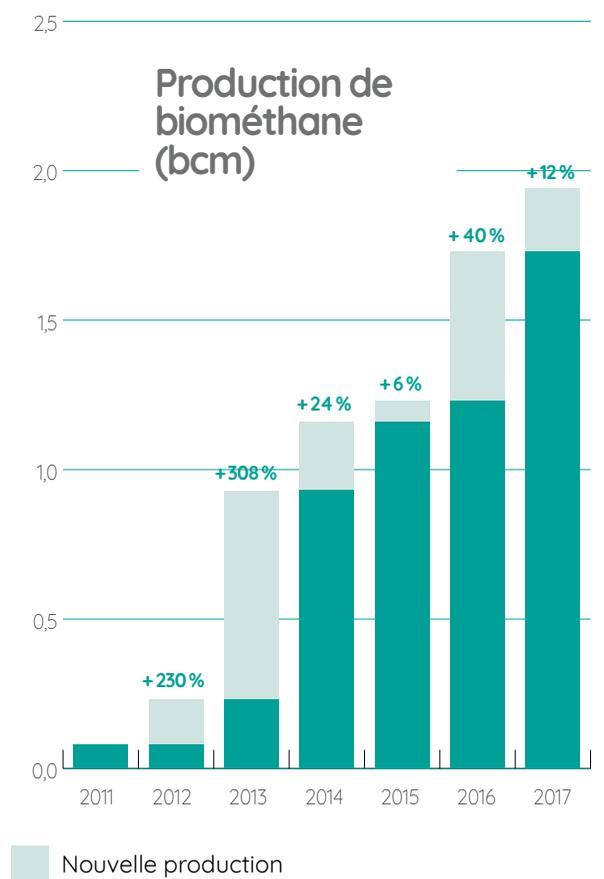
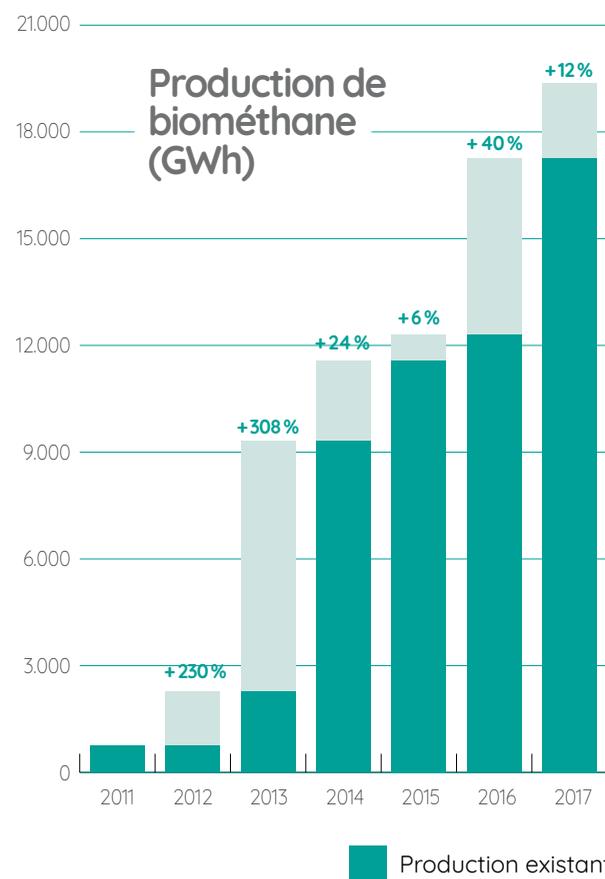
On constate donc que, actuellement, aucune des deux régions ne rassemble les conditions nécessaires permettant d'exploiter le potentiel existant. **Seule une révision approfondie du cadre de soutien et une juste rémunération des externalités permettront de donner toutes ses chances à la filière.**

Les modes de soutien en Europe doivent trouver un nouveau souffle : comptabiliser uniquement l'énergie est une impasse



À travers des politiques de soutien ambitieuses, le secteur du biogaz a pu trouver son chemin dans certains pays européens. L'Allemagne figure à la première place, symbolisant un secteur à fort potentiel. Dans toute l'Europe, **la filière biométhane** a généré 18 TWh en 2017. Ce chiffre est modeste en perspective des consommations de GN européenne (4.730 TWh). Il reflète néanmoins **une tendance en forte croissance**.

La perspective est tout à fait différente si on analyse le développement du biométhane en considérant les quantités par habitant. L'Allemagne, leader incontesté sur les volumes, n'est plus que le cinquième pays européen. Les pays scandinaves, accompagnés de l'Islande et de la Suisse, sont des exemples en la matière.



Le mode de soutien («feed-in-tariff», certificats verts...) n'a pas d'impact sur le résultat final. **La valeur économique que percevra in fine le producteur reste la déterminante principale du développement obtenu.**

La France a fait le choix de développer préférentiellement le biométhane. En juin 2019, elle enregistrait environ 14 TWh/an de projets en développement, alors que l'objectif fixé en 2023

était de 6 TWh/an. Le gouvernement français a publié début 2019 une programmation pluriannuelle de l'énergie dont les ambitions pour le biométhane, ainsi que les taux de soutien, sont en baisse, ce qui compromet les objectifs prévus pour 2030. De plus il y est demandé à la filière de diminuer ses coûts de production d'environ un tiers ; objectif jugé inatteignable par la filière.

Dans toute l'Europe, l'attention est alors portée sur les externalités positives : le biogaz apporte beaucoup plus que de l'énergie, et ces externalités doivent être rémunérées.

Les pouvoirs publics ne doivent plus voir des coûts mais bien des investissements dans un modèle d'avenir !

La production de biométhane a atteint une maturité technologique et il existe des complémentarités à développer avec les énergies renouvelables intermittentes



Les techniques d'épuration du biogaz sont matures et ont fait leurs preuves sur les marchés allemands ou français par exemple.

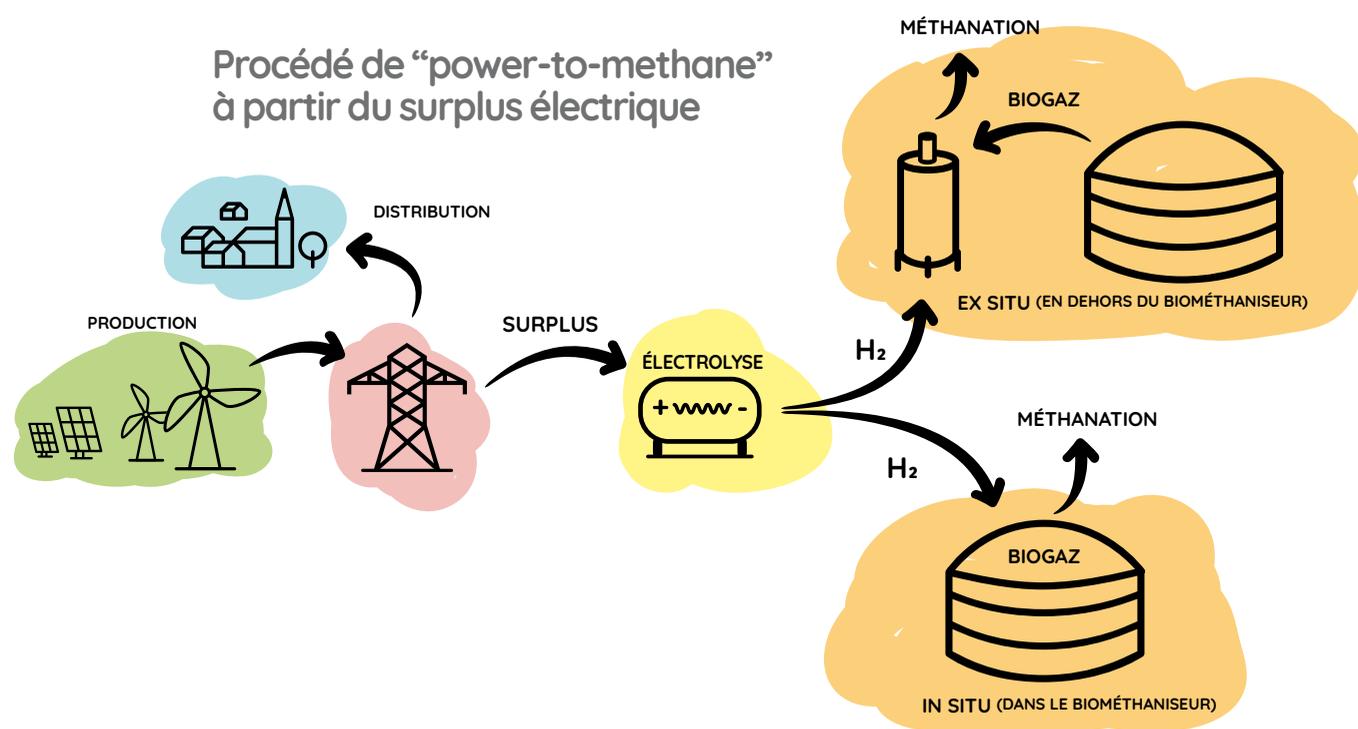
Les technologies varient d'un pays à l'autre. Les principales sont les techniques de séparation membranaire,

le lavage à l'eau (sous pression), le lavage aux amines et l'adsorption sur médias comme le charbon actif (Pressure Swing Adsorption).

Depuis quelques années, les industriels visent à améliorer leurs propositions techniques en vue d'obtenir des produits additionnels au biométhane :

- Le **bioCO₂** via des techniques de séparation cryogénique, produit du CO₂ totalement d'origine biologique ;
- Le **power-to-methane** apporte une voie de couplage des producteurs d'électricité renouvelable (éolien et photovoltaïque) avec les unités

de biométhanisation. L'électricité en surplus est transformée en hydrogène par électrolyse, puis transformée en méthane dans les biodigesteurs. Cette configuration offre la possibilité de doubler les productions de méthane sortant des biométhaniseurs, ainsi que de réduire l'importance de la phase d'épuration étant donné que la majeure partie du dioxyde de carbone est déjà transformée. Cette technologie est en cours de développement et pourrait représenter une voie d'avenir pour la décennie 2030⁶.



6. D'après le rapport « Le verdissement du gaz » de la Commission Française de Régulation de l'Énergie

Limites et perspectives

Des ressources existantes et à développer, sans concurrence avec les cultures alimentaires

Les potentiels de développement de biomasse pour l'énergie sont importants et n'entrent pas en concurrence avec les systèmes en place. Les CIVEs, mais aussi les ressources prairiales, sont considérées comme des ressources d'avenir. Le travail

agronomique à mettre en place est important alors que les recherches en Belgique demandent à être intensifiées. Miser sur ces gisements en 2030 se prépare dès aujourd'hui. Ces nouvelles pratiques sont en fort développement en Allemagne, en

Italie et en France notamment. Étant donné que des régions françaises et la Belgique présentent des conditions pédoclimatiques plus ou moins similaires, il conviendrait de transposer les avancées françaises, notamment celles de la Région Hauts-de-France.

Des réductions de coûts, à court et moyen termes

Du côté des processus de biométhanisation, des économies sur le coût de production du biométhane sont attendues, en améliorant notamment les phases de préparation des ma-

tières organiques avant la biométhanisation, pour en maximiser la production. Selon une étude française réalisée par ENEA Consulting, d'autres leviers existent et pourraient aboutir

à une diminution cumulée maximale de 30 % du coût. Néanmoins, cela requiert un travail important et les retombées ne sont espérées que d'ici 2030.

Des voies de valorisation multiples répondant aux besoins de la société

Concernant la valorisation du biogaz, de nombreuses alternatives augurent une part injectable bien supérieure à celle calculée dans ce travail.

La mise en place du rebours, c'est-à-dire la recompression du gaz excédentaire des réseaux de distribution vers les réseaux de transport, permet de s'affranchir de la contrainte de saisonnalité et donc de rendre les capacités d'accueil « illimitées ». Cela

permet également de prévoir du stockage de gaz souterrain. Des connexions entre différents réseaux de distribution non reliés entre eux, permettent également d'alléger la contrainte saisonnière.

Le biométhane porté, c'est-à-dire transporté par camion de son point de production à un point d'injection, permet de diminuer la contrainte de l'éloignement au réseau. Des expé-

rimentations pour du biogaz porté (avant épuration) sont en cours en France et permettraient de franchir un pas supplémentaire dans cette voie.

Enfin, construire de nouveaux réseaux pour desservir davantage de consommateurs, reste également une solution envisageable.

Le **power-to-gas-to-methane**, décrit précédemment, est un procédé complémentaire aux productions d'électricité intermittentes dont la montée en puissance va provoquer le besoin croissant d'un flux physique stockable et activable dans des délais courts.

Hors réseau, l'approvisionnement de **stations CNG** est une alternative plus locale qui permettra de valoriser des ressources organiques. Néanmoins, les volumes ne devront pas être sous-estimés : une unité de petite taille (100 m³ CH₄/h) produit annuellement environ 8.600 MWh. Un véhicule léger

consomme environ 9 MWh/an pour parcourir 15.000 km. Une petite unité pourrait donc alimenter près de 1.000 véhicules légers.

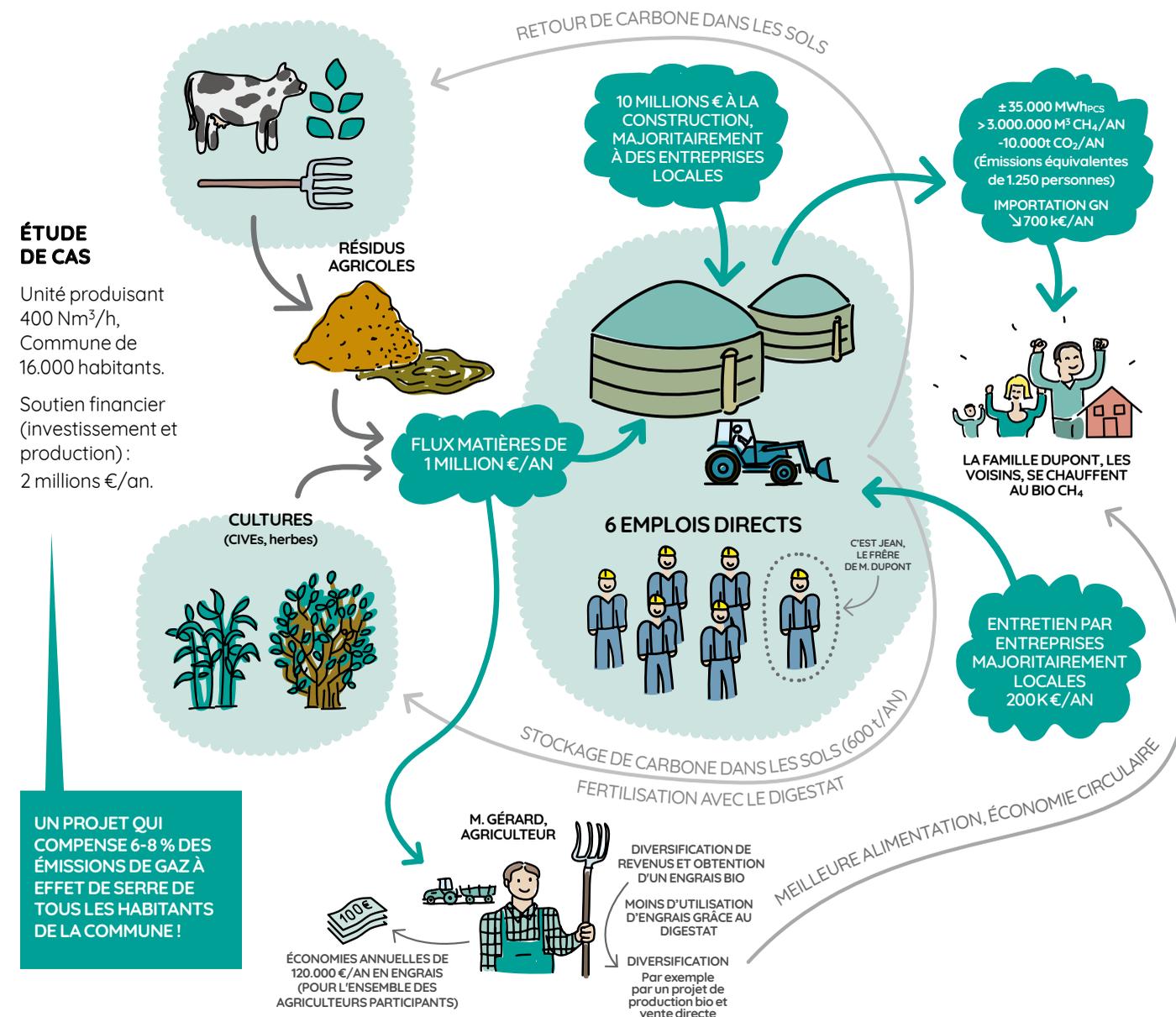
Une limite physique : la terre

Les perspectives futures du gaz renouvelable sont nombreuses. Alors que la production du biogaz et son épuration sont technologiquement arrivées à maturité, de nombreuses alternatives prometteuses sont encore en développement et feront partie de

la solution. Malgré ces perspectives enthousiasmantes, il est important d'accepter le fait que la Belgique est un petit pays densément peuplé. Les ressources en surfaces agricoles sont 2,5 fois inférieures par habitant par rapport à la moyenne européenne.

Même en consacrant tous les sols agricoles à la production de biogaz, on ne pourrait produire plus de la moitié de la consommation actuelle de gaz. **La réduction des consommations est donc centrale pour atteindre la neutralité carbone.**

La belle histoire du biogaz... ou comment une unité de biométhanisation crée localement des boucles d'économie circulaire



La valorisation économique des externalités ne peut pas tout prendre en compte. D'autres bénéfices, impossibles à quantifier, sont néanmoins existants, comme par exemple la pérennisation des activités agricoles, le stockage du carbone dans les sols ou encore

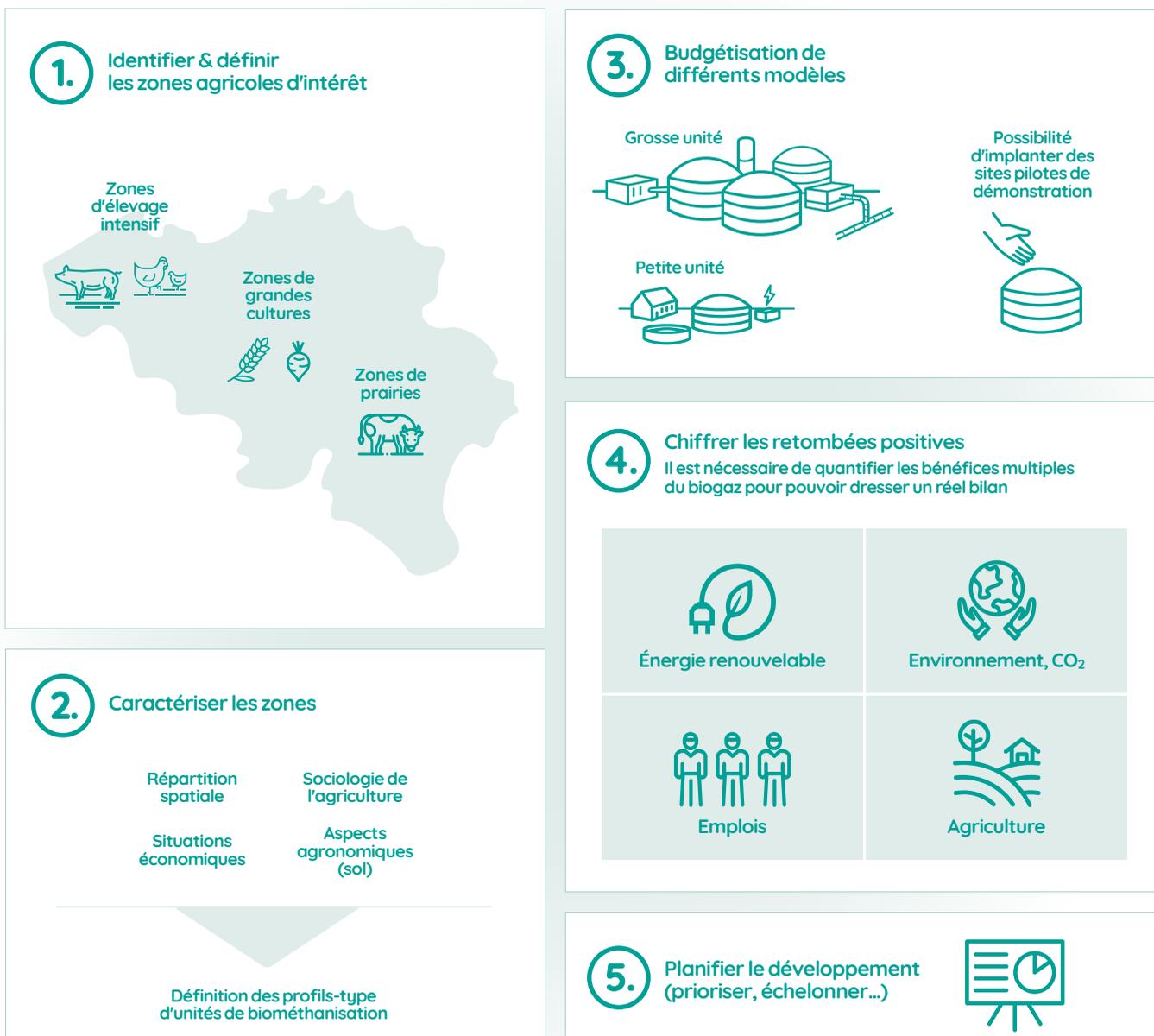
l'amélioration de la qualité des eaux. En raison des nombreuses applications et du grand nombre d'interlocuteurs différents à fédérer pour un projet de biométhanisation, il devient évident que **le biogaz apporte beaucoup**

plus qu'une énergie. Il est porteur d'un projet de société rurale, l'une des pièces centrale d'une économie circulaire alliant énergie, environnement et agriculture durable. Dès lors, y consacrer des fonds, c'est investir pour un modèle d'avenir.

Et maintenant, comment en faire une réalité ?

Imaginer le développement du biogaz passe par une caractérisation de notre territoire, notamment de l'agriculture. On peut ensuite développer une vision adaptée et réaliste pour aboutir à un plan stratégique de développement du biogaz.

Le futur du biogaz se dessine maintenant, faisons-en une réalité pour 2030 !





www.gas.be
info@gas.be

Rédaction :



Publication : Octobre 2019 | Dépôt légal : © Gas.be | **Gas.be** Place Masui, 15 B-1000 Bruxelles
Éditeur responsable : Steven Van Caekenberghe | Graphisme : www.icone.be