

Rentabilité des installations de biogaz

Etude des principaux facteurs d'influence à partir de deux installations modélisées

Nanina Gubler, Christian Gazzarin, Dunja Dux, Station de recherche Agroscope Reckenholz-Tänikon ART, Tänikon, CH-8356 Ettenhausen, E-mail: christian.gazzarin@art.admin.ch
Hans Engeli, Engeli Engineering, Hohmatrainstrasse 1, CH-8173 Neerach

Des calculs de rentabilité ont été effectués pour deux installations de biogaz d'une puissance électrique installée de 120 et 240 kW. Dans le cas de la fermentation de lisier à partir de différents co-substrats, les coûts de revient de la production de courant sont compris entre 17 et 27 centimes par kWh. Si l'on remplace partiellement les co-substrats par de l'ensilage de maïs, matière première renouvelable, les deux installations enregistrent des pertes financières massives. Différents calculs avec plusieurs variantes montrent clairement que le site de l'installation, qui se répercute sur les coûts de transport

et l'utilisation de la chaleur, exerce une influence majeure sur la rentabilité. Les recettes tirées du recyclage des co-substrats représentent une part essentielle des recettes totales, surtout pour l'installation la plus petite. C'est pourquoi l'évolution défavorable des taxes d'élimination peut rapidement mettre en danger la rentabilité des installations. Le prix du courant pris comme hypothèse est de 21 centimes par kWh. Dans de telles conditions et dans un contexte dynamique, il semblerait que les grosses installations de biogaz collectives aient de meilleures perspectives d'avenir.



Fig. 1: La décision de construire une installation de biogaz doit être bien réfléchie. L'équilibre entre les bénéfices et les pertes est fragile surtout dans les installations de petite dimension.

Sommaire	Page
Problématique	2
Glossaire	2
Introduction	2
Technique de production de biogaz	2
Hypothèses pour deux exploitations modélisées	4
Description des variantes	6
Résultats	7
Conclusions	10
Annexe	10
Bibliographie	11



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de
l'économie DFE

Station de recherche
Agroscope Reckenholz-Tänikon ART

Problématique

L'exploitation de la biomasse comme énergie offre la possibilité de compléter les sources énergétiques fossiles, comme le pétrole et le gaz naturel, qui deviennent de plus en plus rares et de plus en plus chères. En produisant cette énergie renouvelable, l'agriculture peut contribuer à la protection du climat et de l'environnement.

L'intérêt suscité par les installations de biogaz en Suisse va croissant. Toutefois, la construction de telles installations va de pair avec des investissements relativement élevés et implique donc une importante prise de risques pour l'entrepreneur. Il est indispensable d'étudier toutes les conditions-cadres légales au préalable (loi sur l'aménagement du territoire, bilans des éléments nutritifs, etc.) et d'analyser avec soin la situation de la future installation. La disponibilité des substrats, matières organiques utilisées pour la fermentation, ou la commercialisation des produits (courant, chaleur, gaz, digestat) dépendent essentiellement de la localisation de l'installation. Un mauvais site, une installation de taille disproportionnée, une intégration mal coordonnée des participants concernés, un calcul de risques insuffisant, mais aussi une installation trop petite peuvent avoir des conséquences négatives sur la rentabilité du projet.

Quels sont donc les facteurs déterminants pour la rentabilité et de quoi faut-il tenir compte avant l'investissement pour que la nouvelle branche de production permette de dégager des bénéfices? Le présent rapport ART a pour but de répondre à ces questions à partir de l'exemple de deux installations modélisées produisant du biogaz (120 kW et 240 kW, avec et sans matières premières renouvelables).

Introduction

Avec la hausse du prix des énergies fossiles (pétrole, gaz naturel) et un changement climatique de plus en plus perceptible, le débat sur les énergies renouvelables est devenu prioritaire en Suisse également. L'efficacité énergétique et les énergies renouvelables ne manqueront pas de jouer un rôle plus important dans la politique

Glossaire

MOh	Heure de main-d'œuvre
IBG	Installation de biogaz
GVE	Unité gros bétail (1 UGB correspond à une vache)
kWh	Kilowatt-heure
MPR	Matière première renouvelable (exemple maïs ensilage)
CCF	Couplage chaleur-force servant à la production de chaleur et d'électricité
Co-Substrat	Substrats, qui sont mélangés aux engrais de ferme pour la fermentation, comme les déchets de l'industrie agro-alimentaire, les déchets biogènes, les matières premières renouvelables et les contenus gastro-intestinaux provenant des abattoirs.
Biogaz	Le biogaz est un mélange gazeux qui se compose essentiellement de méthane (50–80 vol. %), de dioxyde de carbone (20–50 vol. %), d'acide sulfhydrique (0,01–0,4 vol. %) ainsi que d'autres gaz traces (ammoniac, azote élémentaire, hydrogène et oxygène) avec 6–8 vol. %.

énergétique de la Suisse à l'avenir. Ce postulat ouvre de nouvelles perspectives à l'agriculture. La fermentation de la biomasse en vue de l'obtention de biogaz est particulièrement adaptée aux exploitations agricoles, car avec les engrais de ferme et les autres substrats digestibles (déchets agricoles et agro-industriels comme les déchets des cuisines et de la production de légumes, les déchets provenant de la transformation des céréales et autres), elles disposent d'une grande quantité de biomasse utilisable pour la production énergétique. Le nombre d'installations de biogaz a augmenté au cours des sept dernières années et est passé de 62 à environ 80. Parmi elles, 26 ont un brûleur pour l'utilisation de chaleur et 54 sont équipées d'un couplage chaleur-force pour la production de chaleur et d'électricité. Dans les quinze à vingt prochaines années, on peut s'attendre à une augmentation du nombre des installations de biogaz en Suisse. A l'heure actuelle, on voit, d'après les projets en construction, que la tendance est aux installations de biogaz de grande taille, resp. aux installations collectives. La biomasse disponible (co-substrats) et le prix du kWh de courant influencera de manière décisive les nouveaux projets.

Le biogaz est une énergie renouvelable qui permet de produire un produit fini utilisable sous forme de courant, de chaleur, de gaz ou de carburant. La vente de cette énergie offre à l'exploitation agricole la possibilité de générer un revenu supplémentaire par l'intermédiaire d'une nouvelle branche de production. La rentabilité des installations dépend de plusieurs facteurs. Les facteurs exogènes tels que les conditions-cadres politiques et économiques (loi sur l'aménagement du territoire, rétribution de l'injection du courant dans le réseau,

évolution des taxes d'élimination par exemple) ont certes une influence énorme sur le développement et la rentabilité des installations de biogaz, mais ne peuvent pas véritablement être influencés par les agriculteurs. Par contre, en ce qui concerne les facteurs liés à l'installation proprement dite, les agriculteurs ont davantage de marge de manœuvre (dimension de l'installation, substrats utilisés, exploitation de la chaleur, resp. du courant, etc.). Il est donc primordial de bien connaître ces facteurs et de savoir prévoir leur évolution à l'avenir pour rentabiliser l'installation de biogaz.

Technique de production de biogaz

Dans les installations qui fonctionnent selon le principe de la fermentation humide, la fabrication de biogaz peut être divisée en quatre étapes. La première comprend la livraison, la préparation et la rentrée du substrat dans l'installation.

La deuxième étape est celle de la production de biogaz proprement dite. La troisième étape comprend le conditionnement et enfin, la valorisation du biogaz. La quatrième étape, qui se déroule en parallèle, consiste à stocker le digestat et à le conditionner en fonction des besoins.

Les installations de biogaz agricoles peuvent fonctionner avec un grand nombre de substrats. Les substrats qui sont mélangés aux engrais de ferme pour la fermentation sont appelés co-substrats. Ils regroupent par exemple les déchets de l'industrie agro-alimentaire (drèches de brasserie, résidus de distillation, marcs, déchets de la transformation des céréales et autres), les dé-

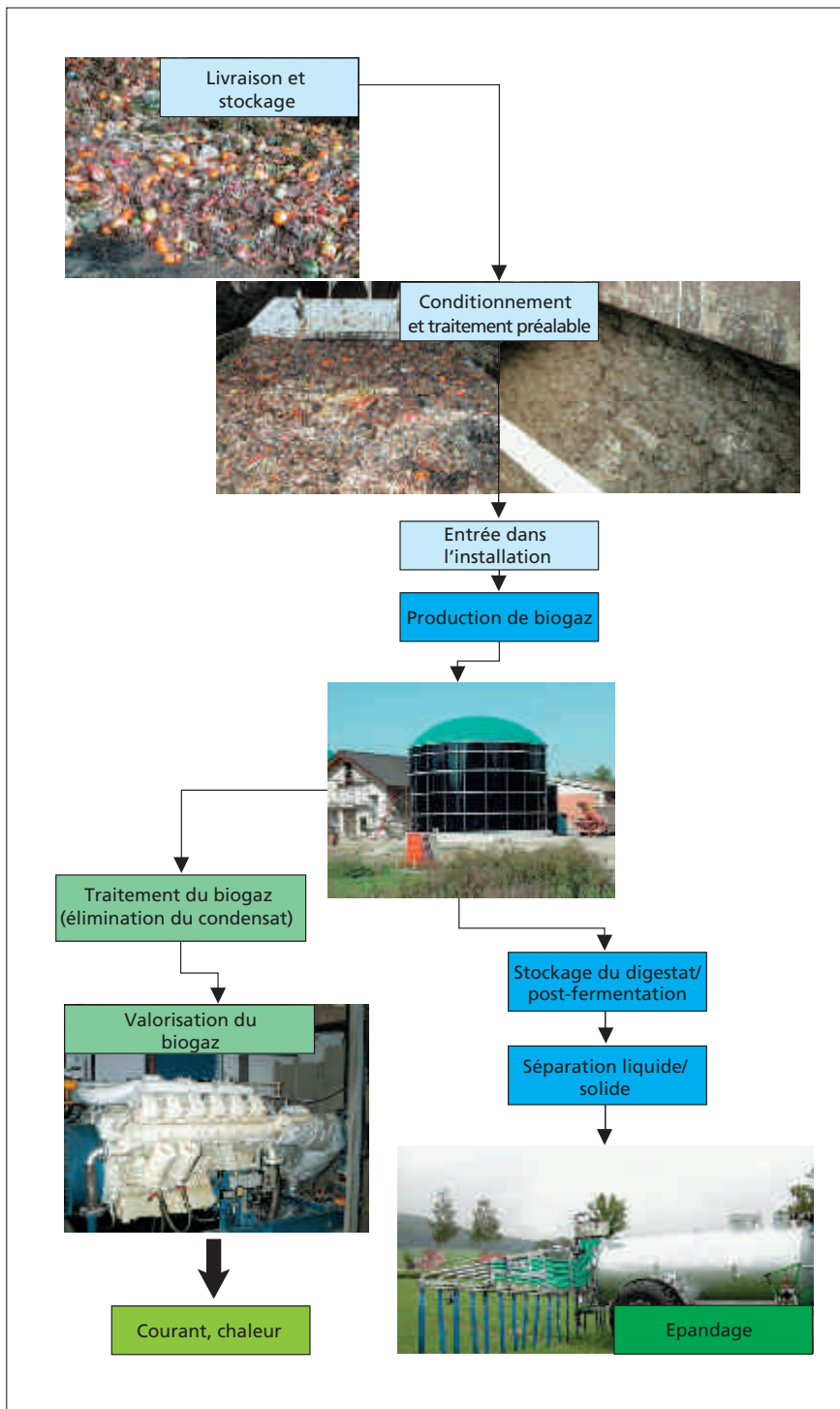


Fig. 2: Diagramme de flux de la production de biogaz.

chets biogènes (déchets ménagers, déchets de jardin et autres), les matières premières renouvelables (MPR) et les contenus gastro-intestinaux provenant des abattoirs (panse, intestin). Les conditions dans lesquelles les co-substrats peuvent être utilisés dans les installations de biogaz sont régies par la législation. La liste correspondante est disponible sous: <http://www.biomasseenergie.ch/dt/frameset.htm>.

1^{ère} étape: de la livraison à la rentrée du substrat

La première étape va de la livraison, au stockage jusqu'à la rentrée du substrat dans l'installation de biogaz. Un traitement préalable est parfois nécessaire. Il s'agit par exemple de trier et d'éliminer les éléments plastiques ou les pierres ou encore de broyer les déchets organiques. Le substrat doit si possible entrer le plus régulièrement

possible dans le digesteur sans changement abrupt de sa composition, pour que le processus de décomposition puisse se dérouler de manière stable et continue.

La technique de convoyage doit être adaptée au type d'installation et aux propriétés du substrat, de manière à éviter le plus possible les problèmes (par exemple blocage de la vis d'alimentation ou problème similaire), qui coûtent du temps et de l'argent. Les deux types d'installations étudiées ici absorbent chaque jour entre 16 et 25 m³ de substrats mélangés. Elles sont alimentées par une pompe depuis la préfosse et la fosse de mélange.

2^{ème} étape: production de biogaz, organisme méthanogènes

La deuxième étape est celle de la production de biogaz proprement dite. Une partie du carbone contenu dans le substrat est transformée en biogaz. La production de biogaz comprend quatre étapes de décomposition (étapes I à IV, cf. tab. 4 en annexe) dans lesquelles interviennent différentes bactéries. La chaleur nécessaire au procédé est mise à disposition par la dernière étape de la production. Chacun des procédés chimiques débouche sur différents produits, qui sont ensuite conditionnés durant l'étape suivante, avant d'arriver au produit fini souhaité et au digestat.

3^{ème} étape: conditionnement, stockage et valorisation du biogaz

Au cours de la troisième étape, le biogaz est déshumidifié et stocké. Le biogaz libéré du condensat (déshumidifié) peut être utilisé directement dans le couplage chaleur-force et transformé en courant et en chaleur.

Le biogaz est une énergie de haute qualité, d'un pouvoir calorifique inférieur (PCI) de 6 kWh/m³ en moyenne qui peut être utilisé à des fins diverses. En Suisse, on l'emploie principalement pour la production de courant et pour le chauffage. Le biogaz peut également être utilisé pour la production d'eau chaude, pour le séchage, la cuisson et le refroidissement et pour faire fonctionner des lampes à infrarouge dans l'élevage de jeune bétail. Après un conditionnement très complexe, le biogaz peut également être employé comme équivalent du gaz naturel, notamment comme carburant.

4^{ème} étape: digestat

Au cours de la quatrième étape, le substrat fermenté quitte le digesteur pour être refroidi et stocké dans un réservoir à digestat. Il est préférable de stocker le digestat liquide dans un post-digesteur fermé avec résér-

voir de biogaz intégré. Le stockage dans un réservoir ouvert entraîne des pertes de biogaz (jusqu'à 20 % de la production totale de gaz) qui doivent à tout prix être évitées étant donné l'impact élevé du méthane sur le climat. Un post-digesteur fermé étanche au gaz permet non seulement d'éviter les pertes de gaz, mais aussi les émissions olfactives. En général, le digesteur est épandu sous forme d'engrais liquide sur les surfaces agricoles. Suivant la capacité de stockage et l'utilisation du digesteur, il peut être intéressant de séparer la fraction liquide de la fraction solide. Le lisier liquide peut éventuellement être réutilisé pour diluer les matériaux entrant dans le processus de fermentation ou employé comme engrais liquide. La fraction solide peut être directement stockée ou compostée. Plusieurs années d'expérience ont montré que les substrats fermentés sont mieux assimilables par les plantes que le lisier brut.

Hypothèses pour deux exploitations modélisées

Hypothèses techniques

En Suisse, on compte actuellement environ 54 installations de biogaz agricoles (IBG) qui produisent du courant et de la chaleur.

La puissance électrique installée moyenne est de 56 kW. Comme dans les pays voisins, la tendance est aux grandes installations collectives. C'est ce qui nous a conduit à effectuer les calculs de rentabilité pour deux installations modélisées: une IBG avec une puissance électrique installée de 120 kW et pour la comparaison, une IBG avec une puissance de 240 kW.

Autrefois, les IBG fonctionnaient presque exclusivement avec des engrais de ferme. Aujourd'hui, l'emploi de co-substrats s'est généralisé. La législation suisse prescrit que la part (poids frais) de co-substrats ne doit pas dépasser 50 % de l'apport total. Dans certains cantons, les directives peuvent toutefois varier. Après la révision de la loi sur l'aménagement du territoire, il se peut que ces restrictions se fassent plus souples dans un proche avenir.

D'une part, l'utilisation de co-substrats augmente la production de gaz. D'autre part, de nombreux déchets décomposables (déchets biogènes) génèrent des recettes sous forme de taxes d'élimination. A l'avenir, on peut envisager que les installations de biogaz fonctionnent non seulement avec des engrais de ferme et des co-substrats, mais également avec des matières premières renouvelables. En Suisse, l'utilisation de matières premières renouvelables ne joue encore qu'un rôle insignifiant par rapport

à l'Allemagne et l'Autriche où la production de ces matières est subventionnée par l'Etat. Toutefois, suite à la hausse du prix de l'énergie et au changement des conditions-cadres, il se pourrait que la situation change en Suisse aussi. Il ne faut cependant pas perdre de vue les répercussions écologiques et la concurrence possible entre la production de denrées alimentaires, resp. d'aliments pour animaux, qui serait renforcée par la culture de matières premières renouvelables.

C'est la raison pour laquelle, qu'il s'agisse de la production de 120 kW ou de la production de 240 kW, on a prévu une variante dans laquelle les co-substrats sont complétés par des matières premières renouvelables sous forme d'ensilage de maïs. Les calculs de rentabilité correspondants ont été effectués compte tenu des conditions-cadres en vigueur actuellement en Suisse pour la culture d'ensilage de maïs.

Le tableau 1 donne une vue d'ensemble des substrats employés. Pour faciliter la comparaison des résultats, le substrat liquide de base dans les deux installations se compose d'un mélange de lisier constant à base de lisier de bovins et de lisier de porcs. Le rapport entre le lisier de bovins et le lisier de porcs repose sur les effectifs de bovins et de porcs dans la région de plaine et la région des collines en 2003. Le rapport des quantités est le suivant: 83 % de lisier de bovins et 17 % de lisier de porcs. Compte tenu d'une détention moyenne au pâturage, il faut compter un total de 143 UGB pour l'installation de 120 kW et un total de 201 UGB pour l'installation de 240 kW. La part de co-substrats ajoutés pour compléter les engrais de ferme est variable (cf. tab. 1).

Le biogaz produit dans les deux installations est transformé en courant par un moteur à gaz. Il dégage également de la chaleur utilisable. Le moteur atteint un rendement d'exploitation électrique de 36 % (120 kW), resp. 37 % (240 kW), et un rendement d'exploitation thermique de 48 %. Le taux d'utilisation dépend des pannes de l'installation et a été fixé à 88 % (KTBL 2006). Le courant ainsi produit sert à 92 % à l'alimentation du réseau, 8 % sont utilisés pour faire fonctionner l'installation (pompes, brasseur, etc.). Suivant l'installation, 19 à 31 % de la chaleur produite sont nécessaires pour maintenir une température de fonctionnement optimale dans le digesteur. Le reste de la chaleur est disponible pour d'autres utilisations: chauffage, production d'eau chaude, séchage des céréales ou autres et systèmes frigorifiques.

Tab. 1: Composition des substrats pour les installations de 120 kW / 240 kW.

120 kW sans MPR			240 kW sans MPR		
Substrat de base	t/an	Rendement en biogaz m ³ /t (m ³ /an)		t/an	Rendement en biogaz m ³ /t (m ³ /an)
Mélange de lisier (143 UGB)	3475	17,5 (60 701)	Mélange de lisier (201 UGB)	4865	17,5 (84 982)
Co-substrats			Co-substrats		
Fientes de volaille	50	91 (4550)	Fientes de volaille	50	91 (4550)
Huile de friture	100	677 (67 688)	Huile de friture	200	677 (135 375)
Déchets des cuisines et de la production de légumes	800	49 (39 168)	Huile de friture	800	49 (39 168)
Déchets de tonte (gazon)	800	61 (48 960)	Déchets de tonte (gazon)	800	61 (48 960)
Déchets de la transformation des céréales	500	446 (238 000)	Déchets de la transformation des céréales	600	446 (267 750)
			Glycérine	600	570 (342 000)
Total	2 250		Total	3050	
120 kW avec MPR			240 kW avec MPR		
Substrat de base	t/an	Rendement en biogaz m ³ /t (m ³ /an)		t/an	Rendement en biogaz m ³ /t (m ³ /an)
Mélange de lisier (143 UGB)	3475	17,5 (60 701)	Mélange de lisier (201 UGB)	4865	17,5 (84 982)
Co-substrats			Co-substrats		
Fientes de volaille	50	91 (4550)	Fientes de volaille	50	91 (4550)
Huile de friture	100	677 (67 688)	Huile de friture	100	677 (67 688)
Déchets des cuisines et de la production de légumes	800	49 (39 168)	Déchets des cuisines et de la production de légumes	400	49 (19 584)
Déchets de tonte (gazon)	800	61 (48 960)	Déchets de tonte (gazon)	700	61 (42 840)
Déchets de la transformation des céréales	100	446 (44 625)	Déchets de la transformation des céréales	600	446 (267 750)
MPR	1000	189 (189 000)	MPR	2400	189 (453 600)
Total	2850		Total	4 250	

Tab. 2: Répartition des investissements.

120kW sans MPR en CHF		240kW avec MPR en CHF	
Investissements dans les bâtiments	450805	Investissements dans les bâtiments	557741
Ensemble du dispositif technique de l'installation	256500	Ensemble du dispositif technique de l'installation	287000
Installations de production énergétique	210600	Installations de production énergétique	390600
Investissements totaux	917905	Investissements totaux	1235341
Investissements/kW	7649	Investissements/kW	5147
120kW avec MPR en CHF		240kW sans MPR en CHF	
Investissements dans les bâtiments	538886	Investissements dans les bâtiments	771980
Ensemble du dispositif technique de l'installation	256500	Ensemble du dispositif technique de l'installation	287000
Installations de production énergétique	210600	Installations de production énergétique	390600
Investissements totaux	1005986	Investissements totaux	1411000
Investissements/kW	8383	Investissements/kW	6117

Tab. 3: Temps de travail nécessaire par an en fonction du type d'installation.

	120 kW	120 kW avec MPR	240 kW	240 kW avec MPR
Gestion de l'installation, maintenance	487 MOh	487 MOh	730 MOh	730 MOh
Management	91 MOh	91 MOh	91 MOh	91 MOh
Stockage/Reprise des MPR		151 MOh		339 MOh
Total MOh	578 MOh	729 MOh	821 MOh	1161 MOh

Sources: sur le modèle du KTBL 2006, temps nécessaire pour les MPR selon Schick et Stark 2002.

Hypothèses pour le calcul de rentabilité

En ce qui concerne les résultats, on distingue les trois postes de recettes suivants: courant, chaleur et co-substrats. Les recettes tirées de la vente du courant correspondent au produit de la quantité de courant vendu (kWh) et du prix du courant par kWh. Les recettes tirées de l'exploitation de la chaleur sont calculées de la même manière. Enfin, les recettes tirées des co-substrats comprennent déjà les taxes d'élimination des déchets.

Les coûts qui peuvent être attribués directement à la branche de production «Bio-gaz» (coûts totaux) comprennent les coûts généraux (travail, entretien, réparations, moyens de production, substrats, machines, transport, etc.), les coûts du capital (intérêts calculés, intérêts des dettes) et les amortissements.

Suivant l'installation, les investissements sont compris entre 900000 et 1.5 millions de francs (cf. tab. 2). L'équipement technique de l'installation comprend notamment les systèmes de pré-traitement, le gazomètre, les pompes, les brasseurs, le chauffage du digesteur, les modules de commande et les dispositifs électriques. L'unité de production d'énergie se compose du moteur à gaz équipé d'un générateur ainsi que de dispositifs supplémentaires, comme un système de réduction des substances nocives. Les

investissements nettement plus élevés pour l'IBG avec matières premières renouvelables sont dus à l'installation d'un silo (dalle de silo).

La durée de vie des différents éléments varie. Pour simplifier, on a pris en compte deux durées pour les amortissements. Le digesteur est par exemple amorti sur vingt ans, tandis que le moteur à gaz est amorti sur dix ans.

En ce qui concerne le financement, on part du principe que 20 % sont des capitaux propres avec un intérêt calculé de 3 %, ce qui correspond environ au taux d'intérêt des obligations fédérales sur 20 ans, qui est de 2,66 % (état janvier 2007). Nous avons également pris comme hypothèse l'octroi d'un crédit d'investissement sans intérêt d'un montant de Fr. 2000 par UGB, ce qui représente 27 % à 33 % de l'investissement total en fonction de l'IBG. Le montant restant est financé par un crédit bancaire à un taux d'intérêt moyen de 5 %.

Le tableau 3 indique le temps de travail nécessaire en fonction du type d'installation. Pour planifier le travail dans l'exploitation agricole, il faut tenir compte notamment du fait que le temps de travail n'est pas périodique, à l'exception du stockage des matières premières renouvelables, mais qu'il est régulier (quotidien) comme pour l'élevage d'animaux de rente. Sachant que les exploitations agricoles doivent faire

face à la concurrence d'entreprises extra-agricoles pour la production d'énergie, la rémunération du travail a été fixée à Fr. 60.–, ce qui correspond au salaire horaire extra-agricole (Ammann 2006). Les autres hypothèses relatives aux calculs sont répertoriées dans le tableau 5 en annexe.

Paramètres économiques

Pour appréhender la rentabilité, il faut sélectionner les paramètres économiques appropriés. Les cinq paramètres suivants permettent d'évaluer la rentabilité:

1. Les **bénéfices ou pertes calculé(e)s** représentent la différence entre la somme des trois produits (vente de courant, exploitation de la chaleur et taxes d'élimination) et les coûts totaux. Un bénéfice correspond à un dédommagement pour le management et les risques.
2. La **rentabilité du capital total ou revenu du capital** (correspond à peu près au Return on Investment, ROI) est une valeur qui permet de mesurer la rentabilité d'un investissement en mettant les bénéfices ou les pertes en rapport avec le capital investi. Le coût des intérêts est déduit des coûts totaux, pour les capitaux empruntés comme pour les capitaux propres. La différence par rapport aux recettes totales est ensuite divisée par la somme investie. Il faut cependant tenir compte du fait que les crédits d'investissement font certes partie du capital investi, mais qu'ils sont sans intérêt. Etant donné l'important capital engagé dans les installations de biogaz, la rentabilité du capital total est primordiale.
3. La **rentabilité des capitaux propres** correspond aux bénéfices ou aux pertes par rapport aux capitaux propres investis. Les coûts des intérêts des capitaux propres (intérêts calculés) sont déduits des coûts totaux. La différence par rapport aux recettes totales est ensuite divisée par la somme de capitaux propres investie. La rentabilité des capitaux propres peut être comparée avec des placements alternatifs.
4. La **valorisation du travail**, resp. le revenu du travail tiré de l'IBG, correspond à la rémunération effective du travail. Le coût du travail calculé (basé sur un salaire de Fr. 60.–/MOh) est déduit des coûts totaux. Le montant obtenu est ensuite soustrait du total des recettes et le résultat divisé par le nombre d'heures de travail (tableau 3). La valorisation du travail est une valeur de comparaison importante par rapport aux autres branches de production agricoles.

5. **Le coût de revient du courant** (cts./kWh) se calcule comme suit: les recettes annexes tirées de l'exploitation de la chaleur et des taxes d'élimination sont déduites des coûts totaux. Le montant obtenu est ensuite divisé par la quantité de courant produite. Le résultat correspond au Break-Even ou au seuil de rentabilité, c'est-à-dire au prix du courant nécessaire pour couvrir les coûts (bénéfice = 0). Cette valeur permet de comparer les installations de biogaz entre elles ou avec d'autres méthodes de production de courant, comme l'énergie éolienne ou encore photovoltaïque.

Description des variantes

L'étude a non seulement pour but de comparer directement les quatre installations en ce qui concerne leur taille et l'emploi de matières premières renouvelables, mais aussi d'évaluer l'impact d'autres facteurs d'influence importants sur la rentabilité. Une variante dite de référence a donc été comparée à plusieurs autres variantes dans lesquelles les principaux facteurs d'influence ont été modifiés. Au niveau des recettes, il s'agit du prix du courant, des taxes d'élimination et du niveau d'exploitation de la chaleur. Au niveau des coûts, il s'agit du prix des substrats à haute teneur énergétique (huile de friture, glycérine) et des coûts de transport, qui dépendent de la situation géographique de l'installation.

Variante 1 «Référence»

Pour la plupart des IBG qui utilisent le courant produit pour alimenter le réseau, le prix du courant par kWh se compose des 15 centimes de rétribution garantie pour le courant injecté et d'une plus-value écologique (courant sous label) de 5-7 centimes, sachant que souvent, toute la quantité de courant ne peut pas bénéficier de la plus-value écologique. Pour la variante de référence, le prix du courant a été fixé à 21 centimes (6 centimes de plus-value écologique pour la totalité du courant). Eu égard à la situation actuelle, cela peut paraître plutôt optimiste, mais à long terme et dans l'hypothèse probable d'une augmentation de la rétribution du courant issu des énergies renouvelables et injecté dans le réseau, ce postulat se défend tout à fait. La chaleur libre exploitable est utilisée ou vendue à 20%. Cela correspond à l'approvisionnement en chaleur de six à sept maisons individuelles pour l'IBG de 120 kW, resp. 15 maisons individuelles pour l'IBG de

240 kW (hypothèse: 25 000 kWh par maison et par an). Les coûts des conduites de chaleur ne font pas partie des charges de l'IBG. C'est ce qui explique que le prix de la chaleur, soit 4 centimes par kWh, soit bas (fioul 7-8 centimes par kWh).

Le prix d'achat des co-substrats à haute teneur énergétique a été fixé à Fr. 20.-/t pour l'huile de friture et à Fr. 25.-/t pour la glycérine. Les taxes d'élimination pour le gazon coupé, les déchets des cuisines et de la production de légumes et les déchets de la transformation de céréales s'élèvent à Fr. 60.-/t.

Variante 2 «Chaleur libre non exploitée» et variante 3 «Chaleur libre exploitée à 40%»

En Suisse, la chaleur produite lors de la transformation du biogaz en courant n'est souvent pas utilisée de manière optimale, car l'exploitation de cette chaleur est liée à des investissements supplémentaires relativement élevés (par exemple conduites de chauffage de proximité et de chauffage à distance). Pour étudier l'influence de l'exploitation de la chaleur sur la rentabilité, on a pris un exemple dans lequel la chaleur n'est absolument pas exploitée (variante 2) et un exemple dans lequel l'exploitation de la chaleur double et passe à 40% (variante 3). Le fait de doubler l'exploitation de la chaleur correspond au chauffage de 13 maisons individuelles dans le cas de l'installation la plus petite et au chauffage de 30 maisons individuelles dans le cas de l'installation la plus importante.

Variante 4

«Augmentation du prix du courant de 21 centimes à 22 centimes/kWh»

A l'avenir, on peut s'attendre à ce que le prix du courant augmente légèrement suite à la modification des conditions-cadres. C'est pourquoi dans cette variante, le prix du courant a été augmenté d'un centime pour atteindre 22 centimes/kWh, afin d'évaluer l'effet des variations du prix du courant.

Variante 5

«Coûts de transport plus bas»

Les petites structures qui caractérisent l'agriculture suisse peuvent engendrer beaucoup de transports dans les installations de biogaz, pour la livraison du lisier ou encore l'élimination du digestat. Cette variante suppose une meilleure situation de l'installation qui permet de réduire les coûts de transport de 20% par rapport à la variante de référence.

Variante 6

«Taxes d'élimination plus faibles pour les co-substrats et prix d'achat plus élevé pour les co-substrats à haute teneur énergétique»

Bien que les conditions-cadres des installations de biogaz soient moins attractives en Suisse que dans les pays voisins, le nombre d'installations s'est accru au cours des dernières années. Les IBG qui pratiquent la fermentation de co-substrats vont continuer d'augmenter. On peut donc s'attendre à une hausse de la demande en co-substrats appropriés. Les exploitants des installa-

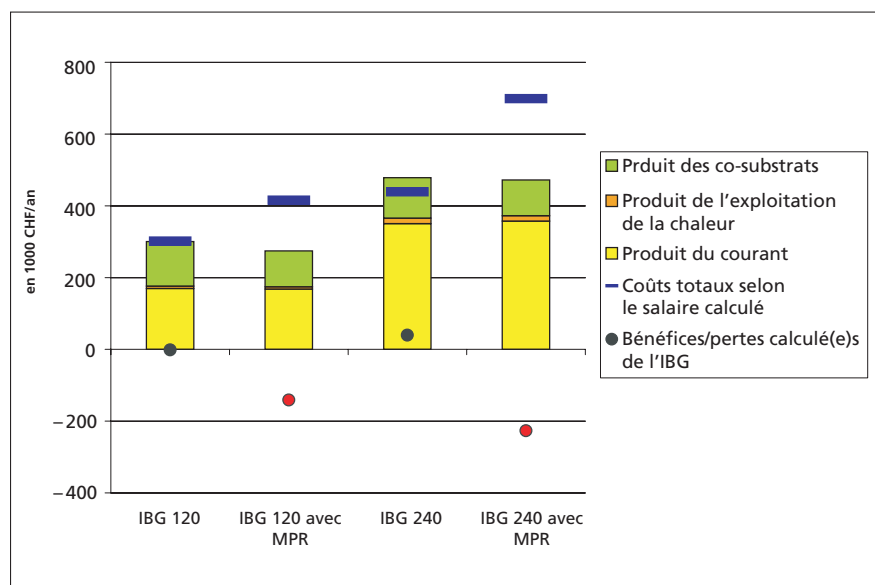


Fig 3: Rendements et coûts de la variante 1 (référence).

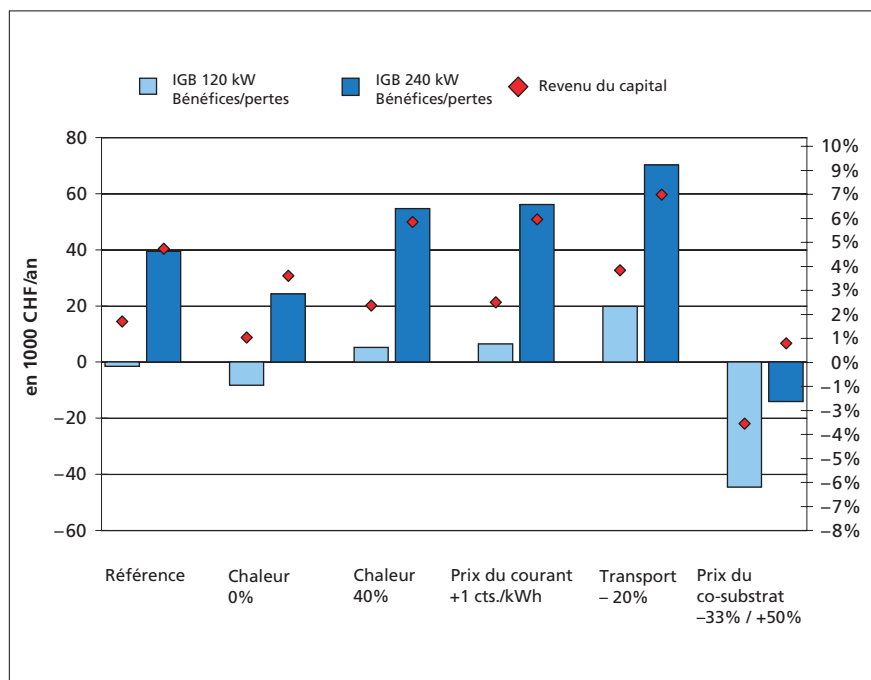


Fig. 4: Bénéfices / pertes et revenus du capital.

tions de biogaz devront donc prendre en compte une baisse des taxes d'élimination. Parallèlement, la demande en co-substrats à haute valeur énergétique comme la glycérine va aller croissant. On peut donc supposer que les prix vont monter. C'est le scénario que développe la variante 6: les taxes d'élimination y sont réduites d'un tiers et s'élèvent à Fr. 40.-/t. Quant aux prix des co-substrats comme la glycérine et l'huile de friture, il augmente de 50 % pour atteindre Fr. 30.-/t, resp. Fr. 37.50/t.

Résultats

Variante 1 Référence

Dans un premier temps, nous observerons les résultats de la variante de référence. Puis, nous aborderons les variantes 2-6. Les résultats détaillés des installations modélisées et de leurs variantes sont indiqués dans le tableau 6 en annexe.

La figure 3 présente les résultats des quatre installations modélisées de la variante de référence. Les recettes sont indiquées dans les colonnes en couleur et montrent la part de la valorisation des co-substrats, de l'utilisation de la chaleur et de la vente de courant dans les recettes totales. Dans les quatre cas, c'est la vente de courant qui rapporte le plus. Par contre, c'est

l'utilisation de chaleur qui représente la part la plus réduite des recettes totales. La haute importance des recettes tirées des co-substrats est particulièrement manifeste dans l'exemple de la petite installation de 120 kW sans matières premières renouvelables. Les co-substrats rapportent plus de 40 % des recettes totales, tandis que dans la grande installation, la dépendance par rapport aux taxes d'élimination est nettement plus faible. Dans l'exploitation de 120kW sans matières premières renouvelables, le trait bleu (coûts totaux) est presque à la même hauteur que la colonne (recettes), ce qui veut dire que l'IBG est en mesure de couvrir ses coûts totaux. Dans la grande installation de 240kW sans matières premières renouvelables, le trait est en dessous de la colonne, ce qui veut dire qu'un bénéfice est réalisé. Il est essentiellement dû à un effet d'échelle (diminution de la part de coûts fixes). Dans les deux cas avec matières premières renouvelables, les coûts totaux dépassent nettement les recettes, preuve que les installations enregistrent des pertes massives. Malgré des coûts supérieurs pour le substrat, les rendements en gaz ne sont pas véritablement plus élevés, d'où un mauvais rapport coûts-profits. Il faut savoir que dans les conditions données, les deux installations qui fonctionnent avec des matières premières renouvelables n'arriveraient pas à couvrir leurs coûts même si l'ensilage de maïs ne leur coûtait rien. Les investisse-

ments nécessaires pour les locaux de stockage constituent notamment une charge qui pèse lourd dans la balance. Les locaux doivent pouvoir abriter 1000, resp. 2400 t d'ensilage de maïs. Dans le cas de l'herbe ou de l'ensilage d'herbe, la quantité nécessaire serait encore plus élevée étant donné la plus faible teneur en énergie.

Le taux d'utilisation de l'installation, resp. la fréquence des pannes ont une grande influence sur la rentabilité. En supposant que les installations fonctionnent 7750 heures par an (taux d'utilisation de 88 %), les bénéfices annuels baissent de 500 francs pour la petite installation et de 1000 francs pour la grande installation pour chacun des jours où l'installation n'est pas en mesure de fonctionner pour cause de pannes.

Variantes comparées

Etant donné la mauvaise rentabilité des matières premières renouvelables, nous n'aborderons que les résultats des deux installations fonctionnant sans matières premières renouvelables (tous les résultats sont répertoriés dans le tableau 6 en annexe). La figure 4 représente les bénéfices ou les pertes, ainsi que les rendements financiers des deux installations pour les différentes variantes étudiées. On constate que l'augmentation du prix du courant d'un centime (variante 4) et la multiplication par deux de l'utilisation de la chaleur, de 20 % à 40 % (variante 3) ont le même effet positif et permettent d'augmenter les bénéfices annuels de près de 7000-8000 francs pour la petite installation, resp. de plus de 15000 francs (+40 %) pour la grande installation. La réduction des coûts de transport (variante 5), grâce au choix d'un meilleur site ou à la pose de conduites à lisier souterraines, a un effet encore plus important. Par rapport aux deux variantes précédentes (3 et 4), l'augmentation des bénéfices est quatre fois plus élevée dans la petite installation, tandis que dans la grande installation, les bénéfices augmentent encore d'environ 15000 francs (+26 %). Par rapport à la variante de référence, cette hausse représente une majoration des bénéfices de l'ordre de 80 %.

La rentabilité devient plus problématique lorsque l'installation ne vend pas de chaleur (variante 2) ou que le prix des co-substrats change (variante 6). La grande installation est certes encore en mesure de réaliser des bénéfices sans exploitation de la chaleur, mais la petite installation ne parvient plus

à couvrir totalement ses coûts. La petite installation obtient des résultats totalement négatifs lorsque les taxes d'élimination baissent ou lorsque les prix des co-substrats à haute valeur énergétique augmentent (variante 6). Dans une telle situation, la grande installation n'est plus non plus en mesure de couvrir totalement ses coûts.

Rentabilité du capital investi

Sachant qu'une installation de biogaz nécessite de gros investissements, la rentabilité du capital est très importante. Pour estimer la rentabilité, l'analyse porte sur le rapport entre les bénéfices/pertes calculé(e)s et le capital investi. Plus les bénéfices sont élevés par franc de capital investi, plus l'installation est rentable.

La rentabilité du capital total représenté dans la figure 4 («revenus du capital») tient compte de l'ensemble du capital investi, indépendamment du mode de financement. Dans la variante de référence, l'installation de 120kW atteint un taux de 1,6% et se situe donc en dessous des obligations fédérales à long terme, tandis que la grande installation de 240kW-atteint près de 5%, soit un niveau nettement au-dessus. Elle pourrait donc représenter un revenu intéressant pour un investisseur. Comme le montre la figure 3, la rentabilité du capital total varie entre -3% et +7,4% selon la variante.

La rentabilité des capitaux propres met uniquement les capitaux propres investis en relation avec les bénéfices. La petite installation de biogaz (120kW) atteint ainsi une valeur d'à peine 1% dans la variante de référence. Cette valeur se situe nettement en dessous des intérêts calculés de 3% pris comme hypothèse. Cela signifie que les capitaux de l'agriculteur seraient par exemple mieux placés dans une obligation fédérale à long terme, dans la mesure où le taux d'intérêt ou le rendement de ces obligations restent effectivement supérieurs à 1% en moyenne dans les vingt prochaines années. Dans la grande installation, les capitaux propres investis permettent par contre de réaliser un revenu de près de 18%. On peut donc certainement parler d'un bon investissement.

Valorisation du travail

La figure 5 présente la valorisation du travail, resp. le revenu du travail par heure de

main-d'œuvre employée (MOh). On constate que la valorisation du travail est encore de Fr. 45.– dans la petite IGB, même dans la variante 2 où les coûts ne sont pas couverts. Ce n'est qu'à partir de la variante 6 que l'exploitation ne gagne plus rien. Dans la grande IGB, la valorisation du travail est de plus de Fr. 60.–. Dans la variante 6, dans laquelle les coûts ne sont plus couverts, l'heure de travail est encore rétribuée à Fr. 43.– au lieu des Fr. 60.– calculés.

Coût de revient du courant (Break-Even)

La figure 6 présente les coûts de revient effectifs du courant produit dans les différen-

tes variantes. Deux seuils de prix ont été indiqués, les 15 centimes/kWh garantis pour le courant injecté et le prix admis comme hypothèse, soit 21 centimes/kWh compte tenu de l'indemnisation supplémentaire liée à la plus-value écologique. Lorsque les points se situent au-dessus de ces seuils, la production de courant ne permet pas de couvrir les coûts.

On constate clairement que les IGB ne peuvent couvrir leurs coûts dans aucune variante lorsque le prix du courant est de 15 centimes. Suivant la variante, la grande installation aurait besoin d'un prix du courant de 17–22 centimes, la petite d'un prix de 19–27 centimes.

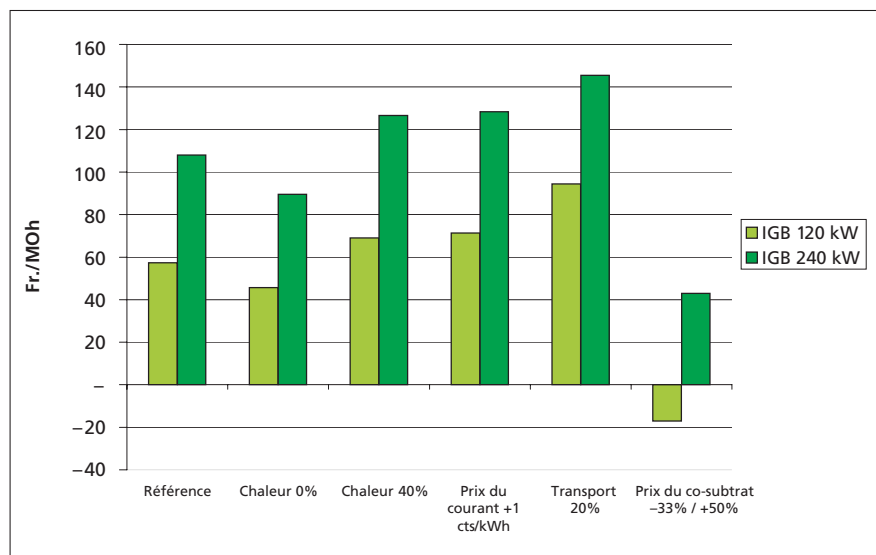


Fig. 5: Valorisation du travail dans l'installation de biogaz.

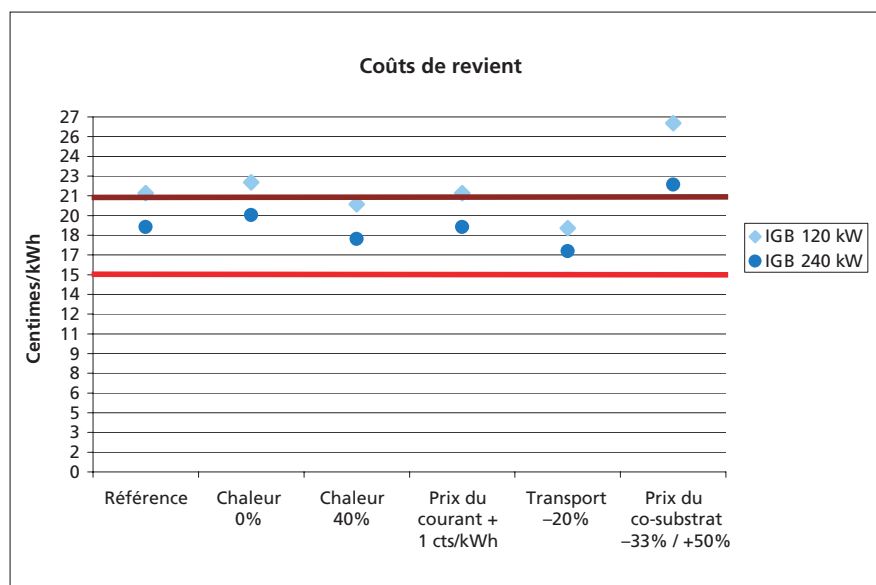


Fig. 6: Coûts de revient en centimes par kWh de courant.

Tab. 4: Vue d'ensemble des résultats et des paramètres des six variantes.

Variante 1	Unité	IGB 120	IGB 120 avec MPR	IGB 240	IGB 240 avec MPR
Coûts totaux d'après le salaire calculé	Fr. 1000.-/an	302	416	439	699
Produit du courant	Fr. 1000.-/an	169	168	350	357
Produit de l'exploitation de la chaleur	Fr. 1000.-/an	7	6	15	15
Produit des co-substrats	Fr. 1000.-/an	124	100	113	100
Bénéfices / Pertes calculé(e)s de l'IBG	Fr. 1000.-/an	-1.55	-141	39	-227
Revenu du travail de l'installation de biogaz	Fr./an	33 128	- 97 525	88 748	- 156 981
Valorisation du travail de l'installation de biogaz	Fr./h	57	-134	108	- 135
Coût de revient du courant	cts./kWh	21.2	38.7	18.6	34.3
Investissement par kWh	cts./kWh	104.6	115.8	68.2	79.4
capital total	%	1.6%	-12.2%	4.9%	-13.6%
Revenu des capitaux propres pour 20 % de capitaux propres	%	0.9%	-68.5%	17.7%	-75.5%
Variante 2	Unité	IGB 120	IGB 120 avec MPR	IGB 240	IGB 240 avec MPR
Coûts totaux d'après le salaire calculé	Fr. 1000.-/an	302	416	439	699
Produit du courant	Fr. 1000.-/an	169	168	350	357
Produit de l'exploitation de la chaleur	Fr. 1000.-/an				
Produit des co-substrats	Fr. 1000.-/an	124	100	113	100
Bénéfices / Pertes calculé(e)s de l'IBG	Fr. 1000.-/an	-8	-148	24	-242
Revenu du travail de l'installation de biogaz	Fr./an	26 377	- 103 915	3 541	- 172 013
Valorisation du travail de l'installation de biogaz	Fr./h	46	-143	90	- 148
Coût de revient du courant	cts./kWh	22.0	39.5	19.5	35.2
Investissement par kWh	cts./kWh	104.6	115.8	68.2	79.4
capital total	%	0.8%	-12.8%	3.7%	-14.6%
Revenu des capitaux propres pour 20 % de capitaux propres	%	-2.8%	-71.7%	11.5%	-80.6%
Variante 3	Unité	IGB 120	IGB 120 avec MPR	IGB 240	IGB 240 avec MPR
Coûts totaux d'après le salaire calculé	Fr. 1000.-/an	302	416	439	699
Produit du courant	Fr. 1000.-/an	169	168	350	357
Produit de l'exploitation de la chaleur	Fr. 1000.-/an	14	13	30	30
Produit des co-substrats	Fr. 1000.-/an	124	100	113	100
Bénéfices / Pertes calculé(e)s de l'IBG	Fr. 1000.-/an	5.20	-134.89	54.68	-211.59
Revenu du travail de l'installation de biogaz	Fr./an	39 880	- 91 136	103 955	- 141 949
Valorisation du travail de l'installation de biogaz	Fr./h	69	-125	127	- 122
Coût de revient du courant	cts./kWh	20.4	37.9	17.7	33.4
Investissement par kWh	cts./kWh	104.63	115.78	68.16	79.44
capital total	%	2.3%	-11.6%	6.1%	-12.5%
Revenu des capitaux propres pour 20 % de capitaux propres	%	4.6%	-65.3%	23.9%	-70.3%
Variante 4	Unité	IGB 120	IGB 120 avec MPR	IGB 240	IGB 240 avec MPR
Coûts totaux d'après le salaire calculé	Fr. 1000.-/an	302	416	439	699
Produit du courant	Fr. 1000.-/an	178	176	367	374
Produit de l'exploitation de la chaleur	Fr. 1000.-/an	7	6	15	15
Produit des co-substrats	Fr. 1000.-/an	124	100	113	100
Bénéfices / Pertes calculé(e)s de l'IBG	Fr. 1000.-/an	6.52	-133.56	-210	
Revenu du travail de l'installation de biogaz	Fr./an	41 199	- 89 531	105 422	- 139 978
Valorisation du travail de l'installation de biogaz	Fr./h	71	-123	128	- 121
Coût de revient du courant	cts./kWh	21.2	38.7	18.6	34.3
Investissement par kWh	cts./kWh	104.6	115.8	68.2	79.4
capital total	%	2.5%	-11.4%	6.2%	-12.4%
Revenu des capitaux propres pour 20 % de capitaux propres	%	5.3%	-64.5%	24.4%	-69.7%
Variante 5	Unité	IGB 120	IGB 120 avec MPR	IGB 240	IGB 240 avec MPR
Coûts totaux d'après le salaire calculé	Fr. 1000.-/an	280	390	408	662
Produit du courant	Fr. 1000.-/an	169	168	350	357
Produit de l'exploitation de la chaleur	Fr. 1000.-/an	7	6	15	15
Produit des co-substrats	Fr. 1000.-/an	124	100	113	100
Bénéfices / Pertes calculé(e)s de l'IBG	Fr. 1000.-/an	20	-116	70	-190
Revenu du travail de l'installation de biogaz	Fr./an	54 576	- 72 455	119 499	- 120 203
Valorisation du travail de l'installation de biogaz	Fr./h	94	-99	146	- 104
Coût de revient du courant	cts./kWh	18.5	35.5	16.8	32.2
Investissement par kWh	cts./kWh	104.6	115.8	68.2	79.4
capital total	%	3.9%	-9.7%	7.4%	-11.1%
Revenu des capitaux propres pour 20 % de capitaux propres	%	12.6%	-56.0%	30.1%	-62.9%
Variante 6	Unité	IGB 120	IGB 120 avec MPR	IGB 240	IGB 240 avec MPR
Coûts totaux d'après le salaire calculé	Fr. 1000.-/an	302	416	439	699
Produit du courant	Fr. 1000.-/an	169	168	350	357
Produit de l'exploitation de la chaleur	Fr. 1000.-/an	7	6	15	15
Produit des co-substrats	Fr. 1000.-/an	81	6.5	60	65
Bénéfices / Pertes calculé(e)s de l'IBG	Fr. 1000.-/an	-45	-176	-14	-262
Revenu du travail de l'installation de biogaz	Fr./an	-9872	- 132 525	35 248	- 191 981
Valorisation du travail de l'installation de biogaz	Fr./h	- 17	-182	43	- 165
Coût de revient du courant	cts./kWh	26.5	43.1	21.8	36.4
Investissement par kWh	cts./kWh	104.6	115.8	68.2	79.4
capital total	%	-3.1%	-15.7%	0.6%	-16.0%
Revenu des capitaux propres pour 20 % de capitaux propres	%	-22.5%	-85.9%	-4.0%	-87.4%

Conclusions

Les calculs montrent que la rentabilité dépend du jeu de plusieurs facteurs. Les résultats permettent de tirer les conclusions suivantes:

- Un prix du courant fixé à 15 centimes/kWh ne permet une exploitation rentable dans aucune des deux installations considérées.
- Même avec un prix du courant de 21 centimes/kWh, les taxes d'élimination sont capitales pour la rentabilité de l'installation, surtout dans le cas de la plus petite des deux.
- Dans les conditions actuelles, l'utilisation de matières premières renouvelables est loin d'être rentable, dans les deux installations de biogaz considérées, même lorsque les coûts de production sont bas.
- Dans les hypothèses choisies, le transport du lisier et du digestat a une influence décisive. Lorsque le choix d'un meilleur site permet de réduire les distances, l'installation obtient aussitôt des résultats nettement meilleurs.
- La baisse des taxes d'élimination, attendue du fait de l'augmentation de la demande, resp. la hausse du prix des substrats à haut rendement en gaz jouent également un rôle décisif pour la rentabilité. La modification des taxes et des prix peut être capitale pour la rentabilité d'une installation de biogaz.
- Dans les installations considérées, une augmentation de 1 centime/kWh du prix du courant a pratiquement le même effet qu'une augmentation de l'utilisation de la chaleur de 20 % à 40 %.

En général, on peut conclure que les conditions défavorables en matière de taxes d'élimination, de transport, d'utilisation de la chaleur ou encore de prix du courant ont des conséquences plus graves pour les petites installations et peuvent mettre en danger leur rentabilité. Les grandes installations de biogaz collectives devraient avoir de meilleures perspectives d'avenir dans un contexte dynamique. Mise à part la rentabilité, il faut aussi tenir compte d'autres restrictions, telles que la conformité à l'affectation des zones, les éventuelles charges des co-substrats en substances nocives et les bilans des éléments fertilisants dans l'exploitation. Ces derniers sont une condition pour les paiements directs agricoles et ont donc indirectement une importance économique élevée.

Tab. 5: Les quatre étapes de la fermentation anaérobie.

Etape	Processus chimique	Produits	Type de bactérie
I.	Hydrolyse	Sucre simple Acides aminés Acides gras	Bactéries anaérobies, facultatives (bactéries hydrolytiques)
II.	Acidification	Acides gras à chaîne courte Dioxyde de carbone CO ₂ Hydrogène H ₂ Alcools	Bactéries acidifiantes (bactéries fermentatives)
III.	Formation d'acide acétique	Acide acétique Dioxyde de carbone CO ₂ Hydrogène H ₂	Bactéries de l'acide acétique (bactéries acétogènes)
IV.	Formation de méthane	Méthane CH ₄ Dioxyde de carbone CO ₂ Eau H ₂ O Acide sulfhydrique H ₂ S Liaisons azotées N ₂	Bactéries du méthane (bactéries méthanogènes)

Source: modifié selon EDER et SCHULZ (2006).

Tab. 6: Hypothèses générales utilisées pour les calculs.

	Paramètre	Hypothèses
Investissement / Financement	Investissement nécessaire	Basé sur le système de prix par modules unitaires FAT 2005 et sur des relevés empiriques
	Durée d'amortissement	Bâtiments: 20 ans Installations techniques: 10 ans
	Crédits d'investissement	2000.– Fr. / UGBF, sans intérêt
	Capitaux propres	20 % de l'investissement (intérêt calculé 3 %)
	Hypothèque	Investissement moins les capitaux propres et les crédits à l'investissement (taux d'intérêt moyen: 5 %)
	Coûts des machines	Chargeur automoteur: Fr. 87.–/h; chargeur télescopique: Fr. 81.–/h; temps de machines selon les calculs modélisés
	Prix des MPR (ensilage de maïs)	Fr. 5.75/dt broyé au champ + Fr. 1.17/dt de coûts de transport = Fr. 6.92/dt franco dalle de silo (part de MPR propres: 20 %).
	Entretien de l'installation, pièces de rechange, réparations	2.5 % de l'investissement
	Entretien du couplage chaleur-force	2.5 centimes par kWh de courant produit
	Assurances	1 % de l'investissement
Prix	Coût de transport du lisier	Fr. 190.–/h; camion avec citerne de 10 m ³ ; distance moyenne: Installation de 120 kW: 5 km Installation de 240 kW: 7 km Temps d'arrêt (aspiration, pompage): 20 min par trajet. Part d'UGBF propres: 25 %
	Vente de chaleur	4 cts./kWh
	Coûts de certification (naturemade star)	0.3 cts./kWh
	Salaire horaire	Fr. 60.–/MOh

Il est en tout cas recommandé de procéder à une analyse détaillée de la situation et de prendre l'avis de conseillers compétents et indépendants.

Annexe

Compléments à la «Technique de production du biogaz» (tab. 5)

Les quatre phases de la fermentation anaérobie

Dans les installations à deux phases, les deux premières phases de décomposition sont séparées des deux suivantes, dans l'espace.

Les bactéries qui participent au processus de biogaz n'ont pas toutes les mêmes exigences en matière d'environnement. La séparation spatiale permet de mieux adapter le milieu aux besoins des différents bactéries actives et d'obtenir de meilleurs rendements de décomposition.

Dans la première phase du processus de décomposition, l'hydrolyse, les bactéries aérobies transforment les substances organiques à poids moléculaire élevé (comme les protéines, les hydrates de carbone, les graisses, la cellulose) en liaisons à faible poids moléculaire comme le sucre simple, les acides aminés, les acides gras et l'eau. Ce processus se déroule lentement et est déterminé par le pH et la durée de séjour

du substrat dans le digesteur. Au cours d'une phase d'acidification (IIème phase), des bactéries acidifiantes décomposent les produits intermédiaires en acides gras à chaîne courte comme l'acide acétique, l'acide propionique et l'acide butyrique ainsi qu'en dioxyde de carbone et en hydrogène. De faibles quantités d'acide lactique et d'alcools sont également produites parallèlement. Il s'agit de bactéries qui consomment l'oxygène encore disponible et créent les liaisons anaérobies nécessaires aux bactéries du méthane.

Au cours de la troisième étape, la formation d'acide acétique, les bactéries de l'acide acétique fabriquent à partir d'acides organiques les produits de départ nécessaires à la formation de méthane: acide acétique, dioxyde de carbone et hydrogène.

Dans la quatrième phase de la production de biogaz, la méthanogénèse, le méthane se forme à partir des produits issus de la production d'acide acétique. Environ 70 % du méthane est produit à partir de l'acide acétique. La formation d'acide acétique est donc le facteur déterminant la vitesse de la production de méthane. Les 30 % de méthane restants se forment à partir d'hydrogène et de dioxyde de carbone. Cette réaction réduit la teneur en hydrogène qui inhiberait la formation d'acide acétique s'il était présent en trop forte concentration.

Bibliographie

Ammann H., 2006. Coûts-machines 2007, Rapport ART 664, Station de recherche Agroscope Reckenholz-Tänikon ART, Ettenhausen.

Eder B. et Schulz H., 2006. Biogas Praxis. 3. vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, Ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg.

FNR, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2005a. Handreichung, Biogasgewinnung und -nutzung, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow, <http://www.fnr.de/>.

FNR, 2005b. Leitfaden Bioenergie, Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow, <http://www.fnr.de/>.

Schick M. et Stark R., 2002. Chiffres-clefs de l'organisation du travail pour la récolte du fourrage grossier. Temps nécessaire et rendement des différents procédés pour la récolte de foin et d'herbe ensilée. Rapport FAT 588, Station de recherche Agroscope Reckenholz-Tänikon ART, Ettenhausen.

Wellinger A., 1991. Biogas Handbuch. 2. stark überarbeitete Auflage, Verlag Wirz AG, Aarau.

KTBL, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2006. Betriebsplanung Landwirtschaft 2006/07, Darmstadt.

Impressum

Edition: Station de recherche Agroscope Reckenholz-Tänikon ART, Tänikon,
CH-8356 Ettenhausen

Les Rapports ART paraissent environ 20 fois par an. – Abonnement annuel: Fr. 60.–
Commandes d'abonnements et de numéros particuliers: ART, Bibliothèque,
Tänikon, CH-8356 Ettenhausen, Tél. 052 368 31 31, Fax 052 365 11 90, E-mail:
doku@art.admin.ch, Internet: <http://www.art.admin.ch>

Les Rapports ART sont également disponibles en allemand (ART-Berichte).
ISSN 1661-7584

Les Rapports ART sont accessibles en version intégrale sur notre site Internet
(www.art.admin.ch).