

EIDGENÖSSISCHE FINANZKONTROLLE
CONTRÔLE FÉDÉRAL DES FINANCES
CONTROLLO FEDERALE DELLE FINANZE
SWISS FEDERAL AUDIT OFFICE



Coordination et efficacité des soutiens aux installations de biogaz agricole et rentabilité pour les exploitants

Office fédéral de l'énergie, Office fédéral de
l'environnement, Office fédéral de l'agriculture

Bestelladresse	Contrôle fédéral des finances (CDF)
Adresse de commande	Monbijoustrasse 45
Indirizzo di ordinazione	3003 Berne
Ordering address	Suisse
Bestellnummer	1.17578.805.00291
Numéro de commande	
Numero di ordinazione	
Ordering number	
Zusätzliche Informationen	www.efk.admin.ch
Complément d'informations	info@efk.admin.ch
Informazioni complementari	twitter: @EFK_CDF_SFAO
Additional information	+ 41 58 463 11 11
Abdruck	Gestattet (mit Quellenvermerk)
Reproduction	Autorisée (merci de mentionner la source)
Riproduzione	Autorizzata (indicare la fonte)
Reprint	Authorized (please mention source)

Table des matières

L'essentiel en bref	5
Das Wesentliche in Kürze.....	7
L'essenziale in breve	10
Key facts.....	13
1 Mission et déroulement	17
1.1 Contexte	17
1.2 Objectif et questions d'audit	19
1.3 Etendue de l'audit et principe	20
1.4 Documentation et entretiens	20
1.5 Discussion finale	21
2 Coûts et financement	22
2.1 Des installations demandant des investissements importants	22
2.2 Des coûts d'exploitation élevés et constants	24
3 Revenus et autres soutiens.....	29
3.1 Vente d'électricité : le soutien RPC représente près de deux tiers des recettes des installations.....	29
3.2 Vente d'attestations de CO ₂ : jusqu'à 12 % des recettes.....	32
3.3 Autres recettes	33
3.4 Un soutien annuel de 36 millions pour le biogaz agricole.....	35
4 Rentabilité	38
4.1 Cinq installations sur sept sont rentables avec les différents soutiens.....	38
4.2 Des modèles de calculs qui tiennent la route.....	40
5 Coordination : cumuls des aides	43
5.1 La moitié de l'échantillon cumule au moins trois aides financières.....	43
5.2 Processus de coordination au niveau de la Confédération	44
5.3 Loi sur les subventions.....	45
5.4 Une coordination informelle dans les cantons.....	46
6 Perspective à long terme	48
6.1 Les installations de biogaz agricole en Suisse.....	48
6.2 Comparaison des différentes technologies	48

6.3	Un potentiel de développement faible	51
6.4	Peu de possibilités de réduire les coûts de revient	52
7	Conclusions	55
7.1	Appréciation générale	55
7.2	Réponse aux questions de l'évaluation	55
7.3	Mesures déjà mises en œuvre dans l'intervalle	56
Annexe 1:	Bases légales	57
Annexe 2:	Abréviations.....	58
Annexe 3:	Glossaire	59
Annexe 4:	Bibliographie.....	61
Annexe 5:	Interlocuteurs et personnes interrogées.....	63
Annexe 6 :	Modules méthodologiques	64
Annexe 7 :	Modèle de calcul de rentabilité choisi par le CDF ; modèles OFEN et OFEV	65
Annexe 8 :	processus de méthanisation et attestations de CO₂.....	69

Coordination et efficacité des soutiens aux installations de biogaz agricole et rentabilité pour les exploitants

Office fédéral de l'énergie, Office fédéral de l'environnement, Office fédéral de l'agriculture

L'essentiel en bref

La méthanisation de la biomasse agricole est un processus ingénieux. Elle permet de produire de l'énergie et de valoriser les déchets verts, alimentaires et d'engrais de ferme. Cette production est toutefois coûteuse en termes d'investissements et d'exploitation. En Suisse, près de 100 installations de biogaz agricole (IBA) transforment de la matière organique en électricité et en chaleur. En 2016, 116 GWh d'électricité ont été produits, soit 0,24 % de la production indigène. Sa revente a engendré des revenus d'environ 5 millions de francs, en considérant un prix du marché à 5 ct./kWh.

Chaque année, ces IBA bénéficient de 36 millions de francs de soutien via trois aides fédérales. La première est la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), dont la part de subvention représente 35 millions de francs. La seconde est liée au fait que ce processus permet d'obtenir des attestations de CO₂, car il réduit les émissions de méthane par rapport au fumier laissé à l'air libre. Délivrées par l'Office fédéral de l'environnement (OFEV), ces attestations de CO₂ sont rachetées par la fondation KLIK et sont un revenu d'environ 1 million de francs par année. Enfin, dernière aide, les crédits d'investissements. Il s'agit de prêts sans intérêts octroyés par l'Office fédéral de l'agriculture (OFAG) dont la part de subvention s'élève à 47 000 francs par année.

Le Contrôle fédéral des finances (CDF) a analysé ce dispositif. Si le parlement souhaite continuer à soutenir ce type d'énergie renouvelable, il conviendra de s'interroger sur la hauteur du futur soutien financier au biogaz agricole de la part des autorités fédérales.

Une production d'électricité très coûteuse et extrêmement dépendante de la manne fédérale

Le biogaz agricole demande un soin constant, à l'inverse du photovoltaïque qui, une fois installé, ne réclame presque pas d'effort et dont les coûts d'exploitation sont négligeables. L'IBA doit être alimentée en continu avec un mélange de biomasse spécifique. Ce processus requiert une surveillance régulière. Quant au digestat, il doit être épandu sur les champs. Par conséquent, les coûts d'investissement et d'exploitation demeurent très élevés.

Dans le cadre de la RPC, le biogaz agricole perçoit en moyenne 42 centimes par kWh alors que la rétribution pour d'autres énergies renouvelables varie entre 15 et 34 centimes. En moyenne toujours, le « bonus agricole » inclus dans la RPC se monte à 16 centimes par kWh. Le but de ce bonus est de favoriser l'emploi d'engrais de ferme en compensant leur faible valeur énergétique et le manque à gagner qui en résulte. Tel qu'il est conçu actuellement, ce bonus correspond peu aux buts de la politique énergétique. Il n'est pas indispensable à la production d'électricité et représente plutôt un soutien indirect à l'agriculture, payé par les consommateurs d'électricité.

Sur le terrain, le CDF a aussi effectué sept études de cas auprès d'IBA. Leur rentabilité a été calculée, puis comparée aux modèles de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) pour la fixation

de la hauteur du tarif RPC et à celui de l'OFEV pour les dossiers soumis pour l'obtention d'attestations de CO₂. Le CDF a constaté que les IBA sont extrêmement dépendantes des aides financières. En moyenne, 69 % de leurs recettes proviennent de la part de subvention de la RPC et 5 % sont issus de la vente d'attestations de CO₂.

Des modèles de calcul adéquats

Selon les calculs du CDF, cinq de ces sept installations sont rentables avec les différents soutiens. Ces installations présentent des rendements annuels qui varient de 1 % à 9 % selon les scénarios et les coûts de la main d'œuvre. Quatre installations peuvent s'attendre à un bénéfice entre 1 et 2 millions de francs à la fin de leur durée de vie, une autre à environ 300 000 francs. Les deux dernières sont par contre déficitaires. Elles devraient perdre autant, voire plus que le capital initial investi. Ce sont les deux petites installations de l'échantillon retenu par le CDF.

Le biogaz agricole est plus risqué que d'autres investissements, notamment en raison des charges élevées et du caractère peu flexible de l'installation. Il est en effet difficile de la revendre quand elle est directement liée à l'exploitation agricole. C'est pour cela que le taux de rendement admis par l'OFEV est élevé (8 %) et que la plupart des installations semblent non rentables sans l'apport des attestations CO₂. Le taux admis par l'OFEN au moment de l'audit (4.33 %) est également plus élevé que pour les autres technologies (3.97 %). Le CDF a observé une seule installation qui a un rendement supérieur aux taux prévus par l'OFEN ou l'OFEV, il n'y a donc pas de problème systémique.

La rentabilité à long terme des installations de biogaz agricole n'est pas assurée

Selon la loi, la rentabilité à long terme de la technique est un préalable à la rétribution.¹ Le biogaz agricole n'est pourtant pas garanti à long terme en raison de ses coûts d'exploitation et du prix sur le marché de l'électricité. Ces dix dernières années, ce prix a oscillé entre 5 et 12 centimes le kWh, alors que le biogaz coûte entre 37 et 75 centimes à produire. Il est peu probable que les coûts d'exploitation et le prix du marché se rejoignent dans un avenir proche. Comme l'exemple autrichien l'a montré, il y a un fort risque que les installations s'arrêtent lorsque la subvention arrive à terme. En Suisse, la RPC arrivera à échéance pour les premières installations en 2026.

Le CDF estime qu'il ne faut pas soutenir le biogaz agricole à n'importe quel prix, étant donné que les moyens sont limités. Tout centime alloué au soutien d'une énergie renouvelable n'est plus disponible pour soutenir une autre énergie. Chaque énergie renouvelable a des avantages et des inconvénients en termes d'approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement. Les avantages qui n'ont rien à voir avec la politique énergétique ne devraient pas être financés par cette dernière. La priorité doit être octroyée à la production d'électricité, de manière à éviter que les autres avantages rémunérés dans le cadre de la loi sur l'énergie réduisent le potentiel de production énergétique.

Ainsi, au cas où un soutien au biogaz agricole serait à nouveau envisagé dans le cadre de la stratégie énergétique 2050, le CDF recommande à l'OFEN de ne financer que les aspects directement liés à la politique énergétique et de donner la préférence aux énergies renouvelables qui contribuent le mieux à l'atteinte des objectifs de la politique énergétique.

¹ Voir l'article 7a al. 2 de la Loi sur l'énergie (en vigueur jusqu'à fin 2017).

Koordination und Wirksamkeit der Förderung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen und Wirtschaftlichkeit für die Betreiber

Bundesamt für Energie, Bundesamt für Umwelt, Bundesamt für Landwirtschaft

Das Wesentliche in Kürze

Die Vergärung von landwirtschaftlicher Biomasse ist ein ausgeklügeltes Verfahren. Sie dient der Energieerzeugung und der Verwertung von Grün- und Nahrungsmittelabfällen sowie von Hofdünger. Allerdings ist diese Produktionsweise mit hohen Investitions- und Betriebskosten verbunden. In der Schweiz wandeln etwa 100 landwirtschaftliche Biogasanlagen organische Materie in Strom und Wärme um. 2016 wurden auf diese Weise 116 GWh Strom hergestellt, das entspricht 0,24 Prozent der Inlandproduktion. Mit dem Weiterverkauf dieses Stroms wurden bei einem Marktpreis von 5 Rp./kWh Einkünfte in Höhe von rund 5 Millionen Franken erzielt.

Die Biogasanlagen erhalten jährliche Unterstützungsgelder in Höhe von 36 Millionen Franken aus drei Gefässen der Bundeshilfe. Bei der ersten Bundeshilfe handelt es sich um die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), deren Anteil an den Subventionen 35 Millionen Franken beträgt. Die zweite hängt damit zusammen, dass dieser Herstellungsprozess zum Bezug von Emissionsminderungszertifikaten berechtigt, weil er im Vergleich zu Dung, der im Freien belassen wird, die Methanemissionen reduziert. Die vom Bundesamt für Umwelt (BAFU) ausgestellten Emissionsminderungszertifikate werden von der Stiftung KLINK erworben und generieren jährlich ca. 1 Million Franken Einkünfte. Die dritte und letzte Bundeshilfe schliesslich sind die Investitionskredite. Dabei handelt es sich um zinslose Darlehen, die vom Bundesamt für Landwirtschaft (BLW) gewährt werden; ihr Anteil an den Subventionen macht 47 000 Franken pro Jahr aus.

Die Eidgenössische Finanzkontrolle (EFK) hat dieses Dispositiv analysiert. Sollte das Parlament diese Art von erneuerbarer Energie weiter unterstützen wollen, muss geklärt werden, wie hoch die zukünftige finanzielle Unterstützung der Bundesbehörden für das landwirtschaftliche Biogas ausfallen soll.

Eine sehr kostenintensive und extrem von Bundesgeldern abhängige Form der Stromerzeugung

Landwirtschaftliches Biogas erfordert eine ständige Wartung, ganz im Gegensatz zur Photovoltaik, die nach ihrer Installation fast keinen Aufwand mehr verursacht und deren Betriebskosten vernachlässigbar sind. Einer Biogasanlage hingegen muss fortlaufend eine bestimmte Mischung von Biomasse zugeführt werden. Dieser Prozess erfordert eine regelmässige Überwachung. Die Gärreste wiederum müssen auf den Feldern ausgebracht werden. Folglich sind die Investitions- und Betriebskosten beträchtlich.

Im Rahmen der KEV wird Biogas im Schnitt mit 42 Rappen pro kWh abgegolten, während die Vergütung anderer erneuerbarer Energien 15 bis 34 Rappen beträgt. Der in der KEV enthaltene «Landwirtschaftsbonus» beläuft sich im Durchschnitt auf 16 Rappen pro kWh.

Er hat zum Ziel, den Einsatz von Hofdünger mit der Kompensation seines tieferen Energieinhalts und der daraus resultierenden Einnahmeneinbussen zu fördern. Das aktuelle Konzept dieses Bonus entspricht kaum den energiepolitischen Zielen. Der Bonus ist für die Stromerzeugung nicht unverzichtbar und stellt eher eine indirekte, von den Stromkundinnen und -kunden finanzierte Unterstützung der Landwirtschaft dar.

Ausserdem hat die EFK vor Ort sieben Fallstudien von landwirtschaftlichen Biogasanlagen durchgeführt. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen wurde berechnet, danach mit den Vorlagen des Bundesamts für Energie (BFE) zur Ermittlung der Höhe der KEV-Vergütung und der Vorlage eines Antragsgesuchs des BAFU für die Gewährung von Emissionsminderungszertifikaten verglichen. Die EFK hat festgestellt, dass die Biogasanlagen in hohem Masse von den Finanzhilfen abhängig sind. Im Durchschnitt stammen 69 Prozent ihrer Einnahmen aus dem Subventionsanteil der KEV und 5 Prozent aus dem Verkauf von Emissionsminderungszertifikaten.

Angemessene Berechnungsmodelle

Nach den Berechnungen der EFK sind fünf von sieben Anlagen mit den einzelnen Finanzhilfen rentabel. Je nach Szenario und Arbeitskosten erzielen sie eine jährliche Rendite von 1 bis 9 Prozent. Vier dieser Anlagen können am Ende ihrer Lebensdauer Gewinne von 1 bis 2 Millionen Franken erwarten, bei einer weiteren Anlage ist von 300 000 Franken auszugehen. Die letzten zwei Anlagen hingegen sind defizitär. Ihre Verluste dürften gleich hoch oder höher ausfallen als das investierte Kapital. Es handelt sich um die zwei kleinen Biogasanlagen in der Stichprobe der EFK.

Landwirtschaftliches Biogas weist ein grösseres Risiko auf als andere Investitionen, namentlich wegen der hohen Aufwände und der geringen Flexibilität der Anlage. Eine solche Anlage weiterzuverkaufen, ist schwierig, wenn sie direkt an den Landwirtschaftsbetrieb gekoppelt ist. Deshalb ist der vom BAFU angenommene Renditegrad hoch (8 %) und aus diesem Grund scheinen die meisten Anlagen ohne den Beitrag der Emissionsminderungszertifikate nicht rentabel zu sein. Auch der vom BAFU zum Prüfungszeitpunkt zugelassene Renditesatz (4,33 %) ist höher als bei den anderen Technologien (3,97 %). Die EFK hat festgestellt, dass eine einzige Anlage einen Ertrag abwirft, der die vom BFE oder vom BAFU vorgesehenen Renditesätze übertrifft. Folglich liegt kein systemisches Problem vor.

Die langfristige Wirtschaftlichkeit der landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist nicht gewährleistet

Gemäss Gesetz ist die langfristige Wirtschaftlichkeit der Technik eine Voraussetzung für ihre Vergütung¹. Beim landwirtschaftlichen Biogas ist diese allerdings gemessen an seinen Betriebskosten und dem Marktpreis des Stroms langfristig nicht gegeben. In den letzten zehn Jahren schwankte dieser Preis zwischen 5 und 12 Rappen pro kWh, wohingegen die Produktion von Biogas 37 bis 75 Rappen kostete. Es ist unwahrscheinlich, dass Betriebskosten und Marktpreis sich in naher Zukunft angleichen. Wie das Beispiel Österreichs gezeigt hat, ist das Risiko gross, dass die Biogasanlagen stillgelegt werden, sobald keine Subventionen mehr fließen. In der Schweiz wird die KEV für die ersten Anlagen 2026 auslaufen.

Der EFK zufolge sollte landwirtschaftliches Biogas angesichts der beschränkten Mittel nicht um jeden Preis gefördert werden. Jeder Rappen, der für eine erneuerbare Energie aufgewendet wird, fehlt für die Unterstützung einer anderen. Jede erneuerbare Energie hat in

¹ Siehe Artikel 7a Absatz 2 des Energiegesetzes (gültig bis Ende 2017).

Bezug auf eine ausreichende, diversifizierte, sichere, wirtschaftliche und umweltfreundliche Energieversorgung Vor- und Nachteile. Die Vorteile, die nicht auf die Energiepolitik zurückzuführen sind, sollten nicht von dieser finanziert werden. Die Priorität gebührt der Stromerzeugung, um zu vermeiden, dass die übrigen, mit dem Energiegesetz abgegoltenen Vorteile das Energieerzeugungspotenzial verringern.

Die EFK empfiehlt deshalb dem BFE für den Fall, dass im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine erneute Unterstützung des landwirtschaftlichen Biogases in Erwägung gezogen würde, ausschliesslich die direkt mit der Energiepolitik zusammenhängenden Aspekte abzugelten und denjenigen erneuerbaren Energien die Priorität zu geben, die am meisten zur Erreichung der energiepolitischen Ziele beitragen.

Originaltext auf Französisch

Coordinamento ed efficienza delle misure di sostegno agli impianti di biogas agricolo e redditività per i gestori

Ufficio federale dell'energia, Ufficio federale dell'ambiente,
Ufficio federale dell'agricoltura

L'essenziale in breve

La fermentazione della biomassa agricola è un processo ingegnoso che permette di produrre energia riciclando i rifiuti vegetali e alimentari nonché i residui zootecnici. Questo tipo di produzione di energia è però molto costoso in termini d'investimento e di sfruttamento. In Svizzera circa 100 impianti per la produzione di biogas agricolo trasformano la sostanza organica in elettricità e calore. Nel 2016 sono stati prodotti 116 GWh di elettricità – pari allo 0,24 per cento della produzione indigena – che, venduti sul mercato a 5 centesimi/kWh, hanno prodotto ricavi per circa 5 milioni di franchi.

Ogni anno gli impianti di biogas agricolo beneficiano di 36 milioni di franchi di contributi federali così ripartiti: 35 milioni di franchi ottenuti con la remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC); circa 1 milione di franchi all'anno ricavati dalla vendita alla Fondazione KliK degli attestati di riduzione delle emissioni di CO₂, ricevuti dall'Ufficio federale dell'ambiente (UFAM) per la minor produzione di emissioni di metano rispetto al letame lasciato all'aperto; 47 000 franchi all'anno di crediti d'investimento, vale a dire di prestiti senza interessi concessi dall'Ufficio federale dell'agricoltura (UFAG).

Il Controllo federale delle finanze (CDF) ha esaminato questa procedura. Se il Parlamento intende continuare a finanziare questo tipo di energia rinnovabile, si dovrà valutare l'importo dei futuri sussidi per il biogas agricolo da parte delle autorità federali.

Una produzione di elettricità molto costosa ed estremamente dipendente dai sussidi federali

Gli impianti di biogas agricolo richiedono una manutenzione continua, contrariamente a quelli fotovoltaici che, una volta installati, non necessitano più di alcun intervento, consentendo così di abbattere i costi d'esercizio. Gli impianti di biogas agricolo devono essere costantemente riforniti di una miscela di biomassa particolare, un processo che richiede un controllo sistematico. Inoltre, il digestato deve essere sparso sui campi. Di conseguenza, i costi di investimento e d'esercizio rimangono molto elevati.

Nell'ambito della RIC, il biogas agricolo viene pagato in media 42 centesimi/kWh, mentre il compenso versato per altre energie rinnovabili è compreso tra i 15 e i 34 centesimi. Il «bonus agricolo» incluso nella RIC, in media pari a circa 16 centesimi/kWh, ha lo scopo di incentivare l'impiego dei residui zootecnici compensando il loro basso valore energetico e il conseguente mancato guadagno. Attualmente, però, il bonus non è pienamente conforme agli obiettivi della politica energetica: infatti non è indispensabile alla produzione di elettricità e rappresenta piuttosto un sostegno indiretto all'agricoltura a carico dei consumatori di elettricità.

Il CDF ha anche effettuato sette studi di casi relativi agli impianti di biogas agricolo. La loro economicità è stata calcolata e confrontata con i modelli dell'Ufficio federale dell'energia (UFE) per la definizione della tariffa RIC e al modello dell'UFAM riguardando la documentazione rilevante per l'ottenimento degli attestati di riduzione delle emissioni di CO₂. Il CDF ha constatato che gli impianti di biogas agricolo sono intrinsecamente dipendenti dagli aiuti finanziari: in media, il 69 per cento dei ricavi proviene dalle sovvenzioni della RIC e il 5 per cento dalla vendita di attestati di riduzione delle emissioni di CO₂.

Modelli di calcolo adeguati

In base ai calcoli del CDF, cinque impianti su sette sono redditizi grazie ai diversi sussidi. Questi impianti hanno rendimenti annuali che compresi tra l'1 e il 9 per cento a seconda degli scenari e dei costi della manodopera. Alla fine del loro ciclo di vita, quattro impianti possono rendere tra 1 e 2 milioni di franchi, un impianto può fruttare circa 300 000 franchi e i restanti due piccoli impianti del campione selezionato dal CDF registrano un deficit pari o maggiore al capitale iniziale investito.

Gli investimenti in biogas agricolo sono più rischiosi di altri, in particolare a causa degli oneri ingenti e degli impianti poco flessibili, difficilmente rivendibili se sono direttamente legati alle aziende agricole. Per questo motivo il rendimento stabilito dall'UFAM è alto (8 %) e la maggior parte degli impianti non sembrano essere redditizi senza il contributo dato dagli attestati di riduzione delle emissioni di CO₂. Anche il rendimento approvato dall'UFAM al momento del controllo (4,33 %) è superiore a quello ammesso per le altre tecnologie (3,97 %). Il CDF ha rilevato un solo impianto con un rendimento superiore a quello previsto dall'UFE e dall'UFAM e, pertanto, non si riscontrano problemi strutturali.

La redditività degli impianti di biogas agricolo non è assicurata a lungo termine

Secondo la legge, la redditività a lungo termine della tecnologia è un presupposto per la remunerazione¹. Tuttavia, il biogas agricolo non è garantito a lungo termine a causa dei costi d'esercizio e del prezzo dell'elettricità sul mercato. Negli ultimi dieci anni il prezzo è oscillato tra i 5 e i 12 centesimi al kWh, mentre quello del biogas si è attestato tra i 37 e i 75 centesimi. Nel prossimo futuro è poco probabile che i costi d'esercizio e il prezzo sul mercato si allineino. Come ha dimostrato l'esempio dell'Austria, una volta che i sussidi cessano, sussiste un alto rischio che gli impianti vengano chiusi. In Svizzera la scadenza della RIC per gli impianti più vecchi è prevista per il 2026.

Il CDF ritiene che non si debba sostenere il biogas agricolo a qualunque prezzo, visto che le risorse finanziarie sono limitate e che tutti i centesimi destinati alla sovvenzione di un'energia rinnovabile non sono più disponibili per finanziare altre forme di energia. Tutte le energie rinnovabili presentano dei vantaggi e degli svantaggi in termini di approvvigionamento energetico sufficiente, diversificato, sicuro, economico ed ecologico. I vantaggi ottenibili, che non rientrano negli obiettivi della politica energetica, non dovrebbero essere finanziati da quest'ultima. La priorità deve essere data alla produzione di elettricità in modo da evitare che altri vantaggi remunerati nel quadro della legge sull'energia riducano il potenziale di produzione energetica.

¹ Cfr. art. 7a cpv. 2 della legge sull'energia in vigore fino alla fine del 2017.

Pertanto, nel caso in cui un sussidio al biogas agricolo venga nuovamente inserito nel quadro della Strategia energetica 2050, il CDF raccomanda all'UFE di finanziare soltanto gli aspetti direttamente legati alla politica energetica, privilegiando le energie rinnovabili che contribuiscono maggiormente al raggiungimento degli obiettivi di tale politica.

Testo originale in francese

Coordination and effectiveness of the support measures for agricultural biogas facilities and viability for the operators

Swiss Federal Office of Energy, Federal Office for the Environment, Federal Office for Agriculture

Key facts

The anaerobic digestion of agricultural biomass is an ingenious process. It allows energy to be produced and green and food waste, as well as farmyard manure, to be exploited. However, this production is costly in terms of investment and operation. In Switzerland, nearly 100 agricultural biogas facilities transform organic matter into electricity and heat. In 2016, 116 GWh of electricity were produced, i.e. 0.24% of inland production. Its resale generate revenues of around CHF 5 million with a market price of 5 centimes per kWh.

Every year, these facilities receive CHF 36 million in aid via three federal support schemes. The first is the feed-in remuneration at cost (CRF), subsidies of which amount to CHF 35 million. The second is linked to the fact that this process allows CO₂ certificates to be obtained as it reduces methane emissions compared to manure left out in the open air. These CO₂ certificates, which are delivered by the Federal Office for the Environment (FOEN), are bought by the KliK Foundation and generate a revenue of around CHF 1 million per year. Investment credits form the last source of support. They concern interest-free loans provided by the Federal Office for Agriculture (FOAG), subsidies of which amount to CHF 47,000 per year.

The Swiss Federal Audit Office (SFAO) has analysed this system. If parliament wishes to continue supporting this type of renewable energy, it will need to look at the future level of financial support federal authorities provide to agricultural biogas.

Very costly electricity production and extremely dependant on federal funds

Unlike photovoltaics which, once installed, require almost no effort and have negligible operating costs, agricultural biogas requires constant care. The agricultural biogas facilities must be continually supplied with a specific mix of biomass. This process requires regular surveillance. Digestate must be spread on the fields which results in very high investment and operating costs.

Within the framework of the CRF, agricultural biogas earns an average 42 centimes per kWh whilst other renewable energies receive between 15 and 34 centimes. On average, again, the "agricultural bonus" included in the CRF is 16 centimes per kWh. The aim of this bonus is to promote the use of farmyard manure by compensating for the low energy value and the resulting loss in earnings. In its present form, this bonus corresponds little to the aims of the energy policy. It is not essential for energy production but rather is more of an indirect aid to farming, paid for by electricity consumers.

On the ground, the SFAO has carried out seven case studies at agricultural biogas facilities. Their viability was calculated and then compared with Federal Office of Energy (SFOE) models for setting the level of the CRF tariff and with the FOEN model for dossiers which are

submitted in order to obtain CO₂ certificates. The SFAO found that the agricultural biogas facilities are highly dependent on financial aid. On average, 69% of proceeds come from the CRF subsidy and 5% from the sale of CO₂ certificates.

Adequate calculation models

According to the SFAO's calculations, five of these seven facilities are viable with the different types of support. The annual rates of return for these facilities vary between 1% and 9% depending on labour costs and scenarios. Four facilities can expect to generate profits of between CHF 1 billion and CHF 2 billion by the end of their lifespan, another can expect to achieve around CHF 300,000. However, the last two facilities are in deficit. They are expected to lose as much as the initial capital invested, if not more. They are the two small facilities from the sample examined by the SFAO.

Agricultural biogas is a riskier investment than others, particularly due to the high costs and the facilities' lack of flexibility. Indeed, it is difficult to resell them when they are directly linked to farming. This is why the rate of return accepted by the FOEN is high (8%) and why the majority of the facilities do not appear viable without the income from the CO₂ certificates. The rate accepted by the SFOE at the time of the audit (4.33%) is also higher than for other technologies (3.97%). The SFAO only noted one facility with a return higher than the levels projected by the SFOE and the FOEN, therefore there is no systematic problem.

Long-term viability of agricultural biogas facilities is not guaranteed

According to the law, long-term viability of the technology is a prerequisite for remuneration¹. However, agricultural biogas is not guaranteed over the long term due to its operating costs and the market price for electricity. Over the last ten years, the price has fluctuated between 5 and 12 centimes per kWh, whilst biogas costs between 37 and 75 centimes to produce. It is unlikely that operating costs and the market price will converge in the near future. As the Austrian example shows, there is a strong risk of the facilities shutting down once the subsidy comes to an end. In Switzerland, the CRF will expire for the first facilities in 2026.

The SFAO does not believe that agricultural biogas should be supported at whatever cost, given that means are limited. Every centime which is allocated to support one renewable energy is not available to support another. Each renewable energy has advantages and disadvantages in terms of supplying energy which is sufficient, diversified, secure, economical and environmentally friendly. Advantages which have nothing to do with energy policy should not be financed by the latter. Priority should be given to producing electricity in a way which prevents the other advantages remunerated under the Energy Act from reducing potential for energy production.

Therefore, should the energy strategy 2050 envisage support for agricultural biogas, the SFAO recommends that the SFOE only finances aspects directly limited to the energy policy and to give preference to renewable energies which best contribute to achieving the objectives of the energy policy.

Original text in French

¹ Cf. Art. 7a, para. 2 of the Energy Act (in force up to the end of 2017).

Prise de position générale des audits

Prise de position de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN)

Le rapport d'audit du Contrôle fédéral des finances (CDF) sur la coordination et l'efficacité des soutiens aux installations de biogaz agricoles est arrivé à la conclusion qu'il n'y a pas de problème de chevauchement entre les principaux soutiens étatiques, pas de situation de double-financement, et que les tarifs fixés dans le modèle de la rétribution de l'injection d'électricité d'origine renouvelable (RPC) sont corrects. Le CDF n'a constaté aucun problème systémique. Le CDF critique toutefois la cherté de la production d'électricité issue des installations de biogaz agricoles. Conformément à la loi sur l'énergie, le système de rétribution de l'injection garantit aux producteurs de courant renouvelable un prix qui s'oriente sur les coûts de production. Seul le kilowattheure électrique injecté dans le réseau est rémunéré, aucune autre prestation. Les tarifs sont déterminés par technologie, à l'aide d'installations de référence. De par leur taille, la densité énergétique des engrais de ferme et l'entretien nécessaire, les installations de biogaz agricoles ont un prix de revient élevé. Mais elles possèdent des spécificités qui les rendent complémentaires des autres sources d'énergie renouvelables. Elles ne sont ainsi pas tributaires des conditions météorologiques et produisent également en hiver, transforment des déchets organiques régionaux en énergie, permettent de fermer le cycle des matières en rendant les éléments nutritifs à la terre, contribuent à réduire les émissions de CO₂ et amenuisent la dépendance énergétique de l'agriculture. Il n'est pas opportun de mettre en opposition les différentes énergies renouvelables et de ne soutenir que les plus économiques comme le recommande le CDF. Dans le mix énergétique de la Suisse, tous les moyens renouvelables de produire de l'électricité doivent être mis à profit tant ils sont complémentaires. La loi sur l'énergie en vigueur permet à juste titre d'encourager toutes les technologies. Aujourd'hui, en raison des prix très bas de l'énergie et de l'électricité sur les marchés, la plupart des renouvelables sont dépendantes des mécanismes de soutien, même l'hydraulique.

Prise de position de l'Office fédéral de l'agriculture (OFAG)

D'une manière générale, il convient de relever que la production d'énergie renouvelable à partir de la biomasse présente des avantages considérables par rapport aux autres sources d'énergie renouvelables. D'une part, elle peut être extraite et stockée d'une manière plus contrôlée que l'énergie solaire ou éolienne, qui ont un rendement plus volatil dû aux événements climatiques. La biomasse est également une source d'énergie renouvelable extrêmement polyvalente et peut être utilisée pour produire de la chaleur, de l'électricité, du gaz et des combustibles solides et liquides. La biomasse agricole (fumier et lisier) présente avec la forêt le plus grand potentiel d'énergie mobilisable à partir de biomasse (Conseil fédéral 2012: Potentiel des énergies renouvelables dans la production d'électricité).

Dans une politique énergétique visant à long terme l'abandon du nucléaire et la promotion des énergies ayant un impact moindre sur l'environnement, les aspects économiques doivent être mis en relation avec les impératifs de la protection de l'environnement, du paysage et du climat. La production de biogaz agricole permet par exemple de diminuer fortement les pertes d'ammoniaque lors de l'épandage des digestat produits lors des processus de méthanisation.

Prise de position de l'Office fédéral de l'environnement (OFEV-BAFU)

Die Federführung zu diesem Bericht obliegt dem BFE.

Das BAFU hat keine speziellen Bemerkungen und verzichtet auf eine zusätzliche generelle Stellungnahme.

1 Mission et déroulement

1.1 Contexte

Le biogaz est le produit de la fermentation anaérobie (sans oxygène) de matières organiques. On parle de biogaz « agricole » si une majeure partie provient d'engrais de ferme. Le gaz est converti en courant et en chaleur, ou alors apprêté en carburant ou combustible (biométhane). Si le gaz n'est pas directement injecté dans le réseau, il est brûlé et active un cogénérateur de couplage chaleur-force (CCF). La biomasse restante peut ensuite être utilisée comme engrais. Le processus général de méthanisation est illustré en annexe 8.

Le Contrôle fédéral des finances (CDF) a examiné la coordination des aides financières octroyées aux agriculteurs qui produisent de l'énergie par le biais du biogaz agricole. A l'intersection des politiques agricole, énergétique et climatique, ce domaine concerne des aides financières importantes. En effet, les propriétaires d'installations de biogaz agricole (IBA) reçoivent des crédits d'investissement de l'Office fédéral de l'agriculture (OFAG) et des cantons. Ces propriétaires peuvent aussi obtenir la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC). Enfin, ils peuvent percevoir un revenu supplémentaire avec la revente d'attestations de réduction d'émissions de CO₂ octroyées par l'Office fédéral de l'environnement (OFEV).

Objectifs des différentes aides financières

Ces différentes aides poursuivent des objectifs différents. Les crédits d'investissement soutiennent la diversification des activités et l'amélioration du revenu de l'exploitation agricole.² Des mesures individuelles et collectives peuvent être soutenues par le biais de prêts sans intérêts.³ La RPC encourage la production d'énergie renouvelable (petite hydraulique, photovoltaïque, énergie éolienne, géothermie, biomasse et déchets de biomasse) et la réduction de la dépendance aux énergies fossiles en compensant la différence entre le prix du marché et le prix de production. Les attestations de CO₂ sont délivrées par l'OFEV à des projets qui ont permis de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les IBA permettent d'éviter au méthane de s'échapper dans l'atmosphère (cuves recouvertes), contrairement à un stockage en plein air.

Modèles de calculs des aides financières

Les offices qui allouent ces aides disposent de modèles spécifiques pour évaluer l'installation à soutenir. Dans le cadre des crédits d'investissement, il n'y a pas de modèle prescrit. Le caractère supportable de l'emprunt est central, et non pas sa rentabilité.

A l'OFEN, un modèle pour fixer la hauteur du tarif RPC a été élaboré. Il s'agit d'éviter d'évaluer individuellement chaque installation et de fixer le taux au cas par cas. Pour ce faire, les taux de rétribution sont fixés sur la base des coûts de revient d'installations de référence dans différentes catégories. Ces catégories prennent en compte la taille de l'installation et le type de biomasse. Trois catégories sont pertinentes pour cet audit : une petite installation avec 100 % de substrat agricole (A), une installation moyenne avec maximum 20 % de cosubstrats (C) et enfin, une grande installation avec maximum 20 % de cosubstrats (D).

² Loi sur l'agriculture (LAgr) art. 106. et 107.

³ Ordonnance sur les améliorations structurelles (OAS) art. 44 al. 1 let. d et art. 49 al. 1 let. d.

De son côté, l'OFEV a validé une méthode de calcul développée par Ökostrom Schweiz, la coopérative des producteurs de biogaz agricole. Cette coopérative est aussi le porteur de projets principal pour l'obtention d'attestations de CO₂. Il s'agit de prouver que l'installation n'est pas rentable sans l'apport de la vente d'attestations de CO₂, ceci afin de garantir le principe d'additionnalité des projets de réduction de CO₂ soutenus.

Nombre d'installations de biogaz agricole en Suisse et caractéristiques

Il n'y a pas de registre fédéral des IBA. Le nombre d'installations au bénéfice de la RPC qui reçoivent le bonus agricole donne cependant un ordre de grandeur.⁴ En effet, ce bonus est alloué aux installations qui fonctionnent avec au moins 80 % de biomasse d'origine agricole (purin, fumier, lisier, résidus de récolte). Chaque année, l'OFEN liste les installations bénéficiaires de la RPC. Il répertorie le montant de la rétribution totale versée, mais ne précise pas quels bonus ont été octroyés.

En 2016, la liste contenait 12 395 installations dont 11 545 photovoltaïques, 535 hydrauliques, 34 éoliennes et 282 installations de biomasse. Sur ces dernières, les IBA se retrouvent dans les « autres installations de biomasse – couplage chaleur-force ». Elles représentent moins de 1 % du total.

Type d'installation	Nombre	%
Photovoltaïque	11 545	93
Hydraulique	535	4.3
Éolienne	34	0.3
Biomasse* incinération des ordures ménagères	12	0.1
Biomasse* gaz d'épuration et gaz de décharge + incinération des boues	137	1.1
Autre biomasse* traitement par vapeur	21	0.2
Autre biomasse* couplage chaleur-force (CCF)	112	0.9
Total	12 395	100

Tableau 1 : Installations au bénéfice de la RPC en 2016. Source : OFEN. Présentation : CDF.

*toutes biomasses : N=282, soit 2.3 %

Afin d'avoir une idée plus précise du nombre d'IBA, des informations complémentaires ont été obtenues auprès de Swissgrid. Jusqu'en 2017, cette société était chargée de la mise en œuvre de la RPC. Partant des 112 installations de couplage chaleur-force de l'OFEN, on a retiré cinq installations en attente et conservé seulement les installations au bénéfice du bonus agricole, soit 77 installations.⁵

Trois quarts des IBA (57) ont été mises en service entre 2006 et 2012. La RPC a été introduite en 2009. Elle est destinée aux nouvelles installations ou aux projets de renouvellement et/ou d'agrandissement. Il y a des IBA dans 20 cantons. Les trois cantons avec la plus grande concentration sont Lucerne (12), Fribourg (10) et Berne (8). La figure 1 présente les 77 IBA selon leur localisation. Les IBA en vert se situent dans les quatre cantons examinés par le CDF.

⁴ Une autre source est la coopérative des producteurs de biogaz agricole, Ökostrom Schweiz, qui compte 87 membres actifs, dont 78 sont au bénéfice de la RPC. Six installations produisent sur le marché libre et un producteur commercialise le courant lui-même. Source : <https://oekostromschweiz.ch/fr/biogasanlagen/mitglieder-standorte/>

⁵ Selon la statistique suisse des énergies renouvelables, 98 installations de biogaz agricoles étaient en activité en 2016. Les 77 IBA sont uniquement celles qui touchent la RPC et qui utilisent moins de 20% de substrat d'origine non agricole.

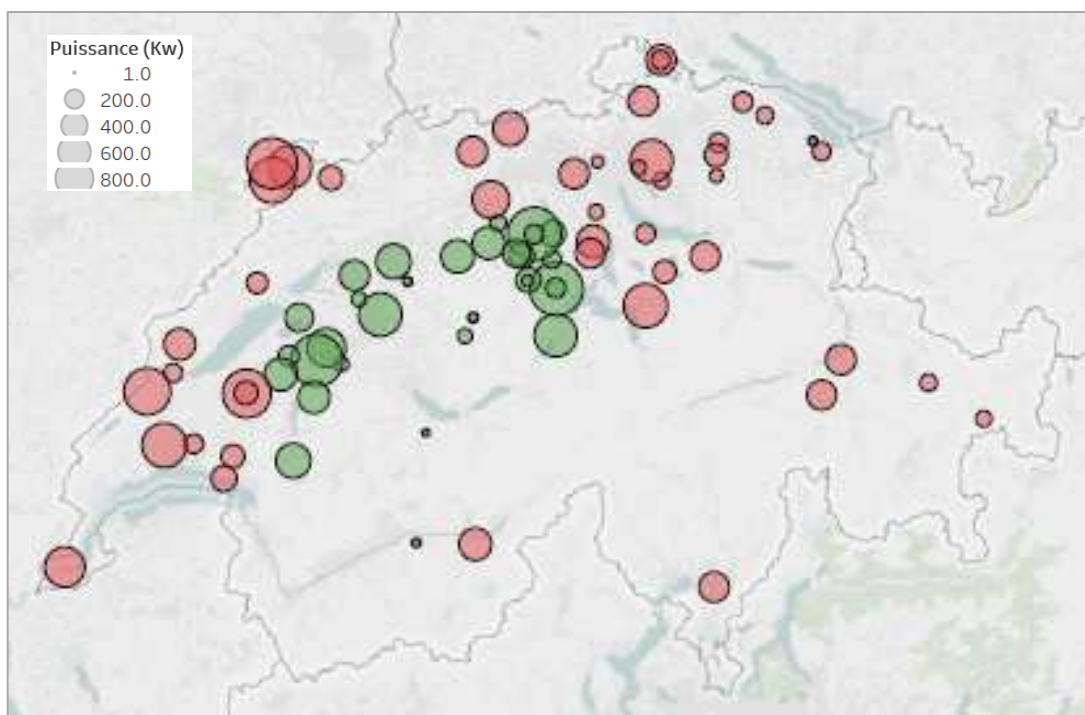


Figure 1 : Répartition cantonale des IBA avec RPC (2016). N=77. En vert : les cantons dans lesquels les études de cas ont été réalisées, à savoir BE, FR, LU et OW. La taille des points indique la puissance de l'IBA. Source : Swissgrid. Illustration : CDF.

1.2 Objectif et questions d'audit

La RPC est censée couvrir les coûts de production. Or, de nombreuses installations en bénéficient en même temps que d'autres aides. Le CDF a voulu vérifier si ce cumul était problématique. Chaque année, toutes les aides financières à disposition, une fois cumulées, se montent à plusieurs dizaines de millions de francs pour les IBA.⁶

Cet audit vise à calculer la rentabilité des IBA sélectionnées par le CDF et à comparer ces résultats avec les modèles des offices fédéraux qui distribuent ces aides financières. De plus, l'audit vise à identifier les problèmes potentiels résultants des divergences.

Les questions d'audit suivantes ont été formulées :

1. Dans quelle mesure des cumuls sont-ils possibles entre les différents soutiens financiers alloués aux IBA et quelle leçon tirer d'exemples internationaux ?
2. Les principes de coordination entre les textes légaux selon la loi sur les subventions sont-ils appliqués ?
3. Le cumul de soutiens financiers engendre-t-il des doublons problématiques ?
4. Dans quelle mesure les propriétaires d'IBA cumulent-ils les aides financières ?
5. Quels effets résultent du cumul de plusieurs aides financières (ex : bénéfice exagéré, non-respect du principe d'additionnalité, effet d'aubaine) ?

⁶ Voir chapitre 3.4 pour le détail.

En cours de mandat, les questions 3 et 5 ont gagné en importance. La question de l'efficacité s'est aussi rapidement posée durant les travaux. Autrement dit, de savoir si le soutien du biogaz agricole est efficace en termes de production d'électricité et de potentiel de développement. Les principaux indicateurs utilisés sont :

- la rentabilité des installations (rendement annuel du capital total)
- l'efficacité en termes de potentiel de développement du biogaz agricole et
- l'efficience en termes de coûts par kWh produits.

1.3 Etendue de l'audit et principe

L'audit se concentre sur trois aides financières:

- La RPC régulée par l'OFEN
- Les attestations de CO₂ délivrées par l'OFEV
- Les aides à l'investissement de l'OFAG.

Ces aides sont fédérales. D'autres aides potentiellement octroyées aux exploitants, notamment par les cantons, ont été recensées mais pas analysées en profondeur. Les crédits d'investissements ont été moins étudiés, car ils représentent un moindre volume financier.

Trois modules méthodologiques ont été choisis pour réaliser cet audit : une analyse de documents, des entretiens et des études de cas. Les études de cas ont constitué l'essentiel du travail. Le détail se trouve en annexe 6.

L'audit de rentabilité a été mené entre avril et novembre 2017. Les principales mesures prises dans l'intervalle sont décrites au chapitre 7.3. L'audit a été réalisé dans le respect des standards de la Société suisse d'évaluation (SEVAL) et des principes fondamentaux de l'audit de la performance (ISSAI 300 – International Standards of Supreme Audit Institutions).⁷

L'entière responsabilité de cet audit incombe au CDF. Le projet a été réalisé par Claudine Morier (cheffe de projet) avec la collaboration notamment de Peter Küpfer, Alkuin Kölliker et Marius Féraud. L'équipe a travaillé sous la supervision d'Emmanuel Sangra, responsable du centre de compétences « Audit de rentabilité et évaluation ».

Les coûts de réalisation du projet ont été pris en charge par le CDF, à savoir quelque 160 jours de travail.

1.4 Documentation et entretiens

L'attitude coopérative des différentes personnes rencontrées tout au long du projet a grandement facilité sa réalisation et le CDF les en remercie. Il remercie l'OFEN, l'OFEV ainsi que l'OFAG pour leur soutien et tout particulièrement les agriculteurs qui ont donné accès à leur comptabilité avec l'aide de la coopérative Ökostrom Schweiz.

⁷ Voir <http://www.seval.ch/fr/standards/index.cfm> et <http://fr.issai.org/media/69915/issai-300-french.pdf>.

1.5 Discussion finale

La discussion finale a eu lieu le 5 mars 2018. Les participants étaient la Directrice adjointe de l'OFEV ainsi que le Directeur de l'OFEN. L'OFAG était excusé et a été consulté bilatéralement, par le biais du responsable du Secteur Bâtiments ruraux et aides aux exploitations.

Le CDF remercie l'attitude coopérative et rappelle qu'il appartient aux directions d'office, respectivement aux secrétariats généraux, de surveiller la mise en œuvre des recommandations.

CONTRÔLE FEDERAL DES FINANCES

2 Coûts et financement

Le CDF s'est engagé auprès des agriculteurs concernés par les études de cas à ne présenter que des informations agrégées dans le rapport. Pour commencer, le tableau 2 présente les charges et revenus moyens annuels pour les sept IBA examinées, sans les charges liées aux investissements.⁸

En CHF	Charges		Revenus
Personnel	67 000	Vente d'électricité	480 000
Exploitation	44 000	Vente de chaleur	15 000
Entretien	86 000	Vente d'attestations CO ₂	70 000
Autres charges	182 000	Autres revenus	68 000
Total	379 000	Total	633 000

Tableau 2 : charges annuelles et revenus annuels moyens des sept IBA étudiées. Charges en personnel calculées sur la base d'un tarif horaire de 44 francs. Vente d'électricité = RPC (y inclus prix du marché). Source : CDF.

2.1 Des installations demandant des investissements importants

Une IBA est un gros investissement pour un agriculteur. Selon les données dont dispose l'OFEN pour le calcul des tarifs RPC,⁹ les coûts d'investissements sont de l'ordre de 1.1 millions de francs pour une petite installation agricole (type A), 2.2 millions de francs pour une installation moyenne avec maximum 20 % de cosubstrats (type C) et 3 millions de francs pour une grande installation avec maximum 20 % de cosubstrats (type D). Les coûts d'investissements sont restés stables entre 2012 et 2015 selon la vérification effectuée par l'OFEN en 2015.¹⁰ Selon Ökostrom Schweiz, la coopérative des producteurs de biogaz agricole suisse, plus de 200 millions ont été investis jusqu'à présent dans les IBA.¹¹

Les cas étudiés par le CDF font preuve d'une plus grande diversité que les installations modèles de l'OFEN. L'exploitant de la plus petite installation a investi moins de 200 000 francs alors que l'exploitant de la plus grande a investi pas loin de cinq millions de francs. La moyenne des investissements se situe à 2.2 millions de francs par installation.

Une centrale de cogénération se compose d'un moteur à combustion (semblable à un moteur de voiture) et d'un générateur. C'est un élément onéreux qui doit être remplacé fréquemment. La durée de vie est théoriquement d'environ sept ans mais certaines installations examinées ont connu des situations critiques dans lesquelles le moteur devait être remplacé après deux ans déjà. Dans le calcul du tarif RPC, il est prévu que l'installation de CCF représente 15 % de l'investissement initial des petites et moyennes installations et 10 % pour les plus grandes. Le CDF est arrivé à des conclusions similaires : 15 % en moyenne pour les sept installations, et de 10 % pour une des grandes installations à 26 % pour une des petites installations.

⁸ Voir annexe 6 pour le détail du choix de l'échantillon.

⁹ OFEN (2015) Typische Kosten von Biogasanlagen in der Schweiz. Aktualisierung 2015.

¹⁰ OFEN (2016) Vérification des coûts de production et des taux de rétribution des installations RPC, p. 19.

¹¹ Ce chiffre se réfère aux installations membres de la coopérative, qui représente environ 90 % de toutes les IBA en Suisse.

Les bâtiments représentent le gros de l'investissement (environ 40 %) mais ils sont prévus pour toute la durée de vie de l'installation (20 ans). Les parties techniques représentent 30 % de l'investissement et ne durent qu'une dizaine d'année. Ces ordres de grandeur ont également été observés dans les cas étudiés par le CDF.

Afin d'obtenir le financement nécessaire, un exploitant agricole commence en général par se tourner vers le canton afin d'obtenir un crédit d'investissement sous forme de prêt sans intérêt. Ce crédit sans intérêt représente également une forme de garantie vis-à-vis des établissements bancaires qui ont parfois été hésitants face à un investissement peu connu et relativement risqué. L'exploitant doit donc souvent mettre en garantie son exploitation agricole, même lorsqu'il a constitué une entreprise séparée pour l'installation de biogaz. Dans l'échantillon, six installations sur sept ont bénéficié d'un crédit sans intérêt.

Le taux d'autofinancement¹² des sept cas se situe à 16 %. Deux installations n'ont pas amené de fonds propres et une 50 %. Cela est proche du modèle d'Ökostrom Schweiz utilisé pour les demandes d'attestations de CO₂, et qui prévoit 20 % de fonds propres. Dans le modèle OFEN en revanche, le taux de capitaux propres est supérieur, il est de l'ordre de 30 %.¹³

Les capitaux étrangers sont essentiels pour la construction d'une IBA. Dans un des cas étudiés, le constructeur de l'installation de cogénération a avancé une partie des fonds qui manquaient et la commune a également investi des parts dans l'entreprise, ce qui permet d'assurer le traitement de ses déchets verts sur le territoire communal en soutenant une entreprise locale. Ökostrom Schweiz prévoit entre 1.4 et 3.6 millions de francs de capitaux étrangers.

Les plus petites installations ont pu compter sur un soutien privé, par le biais de prêts sans intérêts et/ou de contributions à fonds perdu de la part de l'association Energie Plus, dont le but est de promouvoir les énergies renouvelables. Le Fonds Coop pour le développement durable a soutenu de 2005 à 2011 la construction d'installations au biogaz chez des producteurs de Naturafarm et de Naturaplan. Deux installations examinées par le CDF ont obtenu un tel soutien, l'une a reçu près de 50 000 francs sur un investissement de 600 000 francs et la seconde 145 000 francs pour un investissement de plus de 900 000 francs. Ce type de soutien n'existe plus aujourd'hui.

Différence dans le traitement des contributions à fonds perdu

Une différence a été observée dans le modèle d'Ökostrom Schweiz utilisé dans les comptabilités agricoles examinées: le principe du produit net a été appliqué alors que le CDF considère judicieux d'appliquer le produit brut pour des raisons de comparabilité des cas. Dans le modèle d'Ökostrom, au lieu de les faire apparaître comme revenu unique, les contributions à fonds perdu ont été déduites des investissements. Cette déduction n'influence pas le calcul de rentabilité de l'installation mais peut avoir une influence d'un point de vue fiscal ainsi que sur la rentabilité du capital. L'OFEV autorise cette pratique, selon les lignes directrices. Cette pratique a été observée dans toutes les comptabilités au bénéfice de certificats de CO₂. Le CDF a comptabilisé ces contributions en tant que revenus extraordinaires.

¹² L'origine des fonds peut être considérée sous l'angle juridique ou économique. Lorsqu'un emprunt est fait auprès d'un établissement bancaire et que l'exploitation agricole est mise en hypothèque, on considère les fonds comme étrangers. D'un point de vue économique, on pourrait les considérer comme des capitaux propres puisqu'en cas de défaut de paiement, la vente de l'exploitation permettra de rembourser le montant au créancier.

¹³ Calcul du CDF sur la base du tableau Excel fourni par l'OFEN.

Appréciation

Globalement, la hauteur des investissements observés correspond à ce qui était prévu par Ökostrom Schweiz dans les projets déposés auprès de l'OFEV pour l'obtention d'attestations de CO₂ ainsi qu'au modèle de l'OFEN. Seule la part de fond propre diffère, elle est inférieure dans les cas étudiés par rapport au modèle de l'OFEN. Cela veut dire que les sept IBA examinées par le CDF ont moins payé de leur propre poche que prévu dans le modèle de l'OFEN.

2.2 Des coûts d'exploitation élevés et constants

Le biogaz agricole demande plus d'attention que d'autres technologies vertes (éolien, solaire). Il faut régulièrement ajouter de la biomasse dans l'installation afin que le processus de méthanisation puisse avoir lieu. La matière organique méthanisée est ensuite valorisée par épandage sur les champs. Les coûts d'exploitation sont donc conséquents. Un des postes de dépenses importants est représenté par les coûts de la main d'œuvre.

Coûts en personnel

Le CDF a estimé les coûts en personnel entre 10 000 et 170 000 francs par année, avec une médiane à 88 000 francs. Il est difficile de calculer ces coûts avec précision vu les grandes différences entre les installations. Une des installations examinées indiquait 230 heures par année, une autre 3800 heures. Aucun contrôle n'est effectué sur place pour vérifier ces indications. Afin d'éviter les distorsions, le CDF a standardisé le tarif horaire sur la base des indications d'Ökostrom Schweiz qui utilise un tarif de 44 francs de l'heure dans son benchmark.¹⁴ Ainsi en moyenne, les exploitants consacrent environ quatre heures par jour à l'installation. C'est une moyenne sur l'année, et selon l'ampleur des transports à effectuer pour acquérir de la biomasse (distance et nombre de trajets), la charge de travail peut fortement varier. C'est ainsi qu'un exploitant a déclaré consacrer près de dix heures par jour à l'installation avec les employés de l'exploitation agricole qui l'assistent également pour certaines tâches. Par exemple, les restes de nourritures utilisés pour alimenter le digesteur doivent être traités au préalable pour éviter tout risque de transmission de maladie. Les restes sont chauffés une heure à 70 degrés avant d'être ajoutés au substrat agricole. Un des exploitants a délégué cette tâche à l'externe. La préparation est réalisée par l'entreprise qui livre les restes de nourriture, ce qui permet de gagner du temps et de réaliser des économies.

Comparaison avec les autres modèles

Les frais en personnel des cas étudiés ne sont pas systématiquement plus bas qu'attendus. Ils sont proches du modèle OFEN en ce qui concerne le rapport entre les charges en personnel et les coûts opérationnels : la moyenne de toutes les installations se situe à 25 %. Au minimum, la main d'œuvre représente 8 % des coûts opérationnels (grande installation), au maximum jusqu'à 60 % (petite installation). L'OFEN prévoit en moyenne 22 % de charges de personnel par rapport aux coûts opérationnels, au minimum 16 % (type C) et au maximum 34 % (type A).

¹⁴ Information sur le site de la coopérative Ökostrom : <https://oekostromschweiz.ch/fr/mitgliederdienstleistungen/benchmark/>.

Les données concernant les frais en personnel diffèrent pour les quatre IBA au bénéfice d'attestations de CO₂. Deux exploitants ont déclaré des frais plus bas que ceux figurant dans le modèle Ökostrom (14 000 francs de moins pour l'une et 21 000 francs de moins pour l'autre) et le CDF a calculé des coûts plus élevés que prévu par Ökostrom pour deux installations (60 000 et 115 000 francs de différence).

Productivité

La rentabilité d'une installation de biogaz dépend en grande partie de sa productivité (nombre d'heures de production et quantité de gaz produit). Cette dernière dépend elle-même des substrats qui doivent être chargés régulièrement dans l'installation et selon un mélange précis afin d'avoir un meilleur rendement entre volume et propriété caloriques. Le maintien du matériel en bon état est également décisif, puisqu'en cas de panne, la production d'énergie s'arrête ainsi que les recettes. C'est pourquoi l'installation requiert une attention fréquente et régulière. Or cela peut engendrer des difficultés dans le cas où l'agriculteur met en priorité son exploitation agricole et considère le biogaz seulement comme un à-côté.

Certaines installations fribourgeoises sont soutenues par la filiale du Groupe E, Greenwatt SA. Cette société a développé un modèle incitatif intéressant. Afin d'encourager les exploitants de l'IBA à s'investir et à garantir une haute production, une part du salaire est versée en fonction de la performance (un nombre minimum de kWh injectés dans le réseau ou 85 % de rendement). Une productivité de plus de 80 % est jugée comme bonne par Greenwatt, soit environ 7000 heures de fonctionnement sur 8760 heures totales sur une année. Le benchmark d'Ökostrom Schweiz a montré que la moyenne des 29 installations examinées en 2015 atteignait une productivité de 6344 heures de pleine charge et un taux d'utilisation entre 63 % et 80 %.

Le modèle de l'OFEN prévoit une productivité de 45 % pour les petites installations, de 65 % pour les moyennes et de 80 % pour les grandes. Les installations de l'échantillon examinées par le CDF étaient utilisées entre 30 % et 90 % de leur capacité avec une moyenne à 60 %, depuis leur mise en service. On peut donc en déduire que la performance moyenne de l'échantillon n'est pas excellente. Seules deux installations sont au-dessus des 80 %, une petite (IBA 2) et une grande (IBA 3). L'installation de taille moyenne (5) était à 60 %, la 4, la 6 et la 7 se situaient à 40 % et la 1 à 30 % seulement. Cette dernière est un cas particulier : elle arrête le cogénérateur la nuit. Ceci tient au fait qu'elle vise à n'utiliser que des substrats issus de sa propre exploitation et que le plus petit moteur sur le marché dépassait la capacité recherchée. Ce résultat n'est donc pas étonnant dans ce cas. A noter qu'une installation peut avoir un deuxième moteur en réserve en cas de besoin (comme le cas 7), ou un moteur avec une puissance plus élevée que nécessaire par rapport à la quantité de biomasse disponible afin de favoriser une production d'électricité flexible, par exemple lors des pics saisonniers. Selon les directives de l'OFEN, une installation se doit de viser le meilleur taux d'utilisation permis par la technologie.¹⁵ La productivité des cas étudiés s'est d'ailleurs globalement améliorée avec les années, elle a augmenté de 19 % en moyenne entre la mise en service et 2016.

¹⁵ OFEN (2017) Directive relative à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), art. 7a, L'Ene, partie générale, p. 5.

Autres charges

Il y a d'autres charges relatives à l'exploitation d'une IBA, telles que des coûts d'exploitation, de transports ou d'entretien. Il n'a pas été possible au CDF d'analyser en détail ces différents postes en raison de la qualité trop hétérogène des comptabilités agricoles. C'est pourquoi les charges sont considérées globalement dans les analyses.

Les coûts d'exploitation dépendent du type de substrat utilisé et de l'éloignement de la source. Si le substrat est liquide, il n'y a pas besoin de le transformer, ce qui permet un gain de temps et d'argent. Si des conduites sont installées entre les agriculteurs de la région et l'IBA, cela permet également des économies sur les frais de transport, aller (substrat avant méthanisation) et retour (substrat méthanisé). A noter que les substrats facilement manipulables génèrent moins de revenus que les autres types de substrats.

Coûts d'entretien : le moteur a la durée de vie la plus courte. Le CDF a considéré une durée de vie de sept ans dans son modèle de rentabilité. A noter que certains types de substrats peuvent influencer l'état du matériel. Par exemple, si du sable contenu dans certains substrats se dépose au fond de la cuve, cela diminue la capacité de stockage de biomasse utile et influence donc la rentabilité, en plus de générer des coûts d'entretien (nettoyage).

Gestion des substrats : plusieurs types de coûts sont considérés sous cette rubrique, comme l'achat ou le transport de cosubstrats (déchets verts, glycérine, graisse animale, restes alimentaires etc.) et l'épandage des engrais méthanisés après la production d'énergie. Le traitement des déchets verts est également coûteux. Il faut retirer le bois, qui ne fermente pas. Cela joue un rôle sur la rentabilité. Le substrat, s'il est acheté, représente une charge. Il peut en revanche représenter une recette si l'agriculteur est rétribué pour récupérer la biomasse dont d'autres acteurs veulent se débarrasser (industries, communes).

La situation sur le marché des cosubstrats s'est détériorée ces dernières années suite à une concurrence accrue, notamment due à d'autres types d'installations de biogaz qui nécessitent une grande quantité de biomasse (usines d'incinération des déchets et stations d'épurations). La Suisse n'est pas seule dans ce cas, en Allemagne aussi le prix des substrats a continuellement augmenté.

Comparaison avec les autres modèles

Selon la vérification effectuée par l'OFEN en 2015, les coûts d'exploitation ont augmenté entre 2012 et 2015 pour les installations de type C. Cela s'explique par une charge de travail plus élevée et par l'accroissement du coût d'achat de substrats riches en énergie. En revanche, les coûts ont plutôt baissé pour les plus grandes installations (type D) qui ont tendance à gagner en efficacité grâce à de nouveaux procédés de préparation des substrats qui permettent de mieux exploiter le potentiel énergétique des cosubstrats, comme l'utilisation d'un broyeur avant l'acheminement dans le digesteur.

Les coûts d'exploitation annuels moyens s'élèvent à 7.2 millions de francs en considérant toutes les installations sur 20 ans. Les coûts totaux d'une IBA sur 20 ans (y compris les investissements, coûts du capital et d'exploitation) s'élèvent, eux, à 11.3 millions de francs en moyenne.

Des coûts d'exploitation globalement proches de ceux prévus par l'OFEN

En convertissant les coûts totaux sur la durée de vie en coûts annuels, on remarque que les charges diminuent avec l'augmentation de la puissance de l'installation, comme le montre la figure 2. Cette dernière présente la relation entre production annuelle d'une IBA (en kWh), coûts de production (ct./kWh) et coûts annuels.

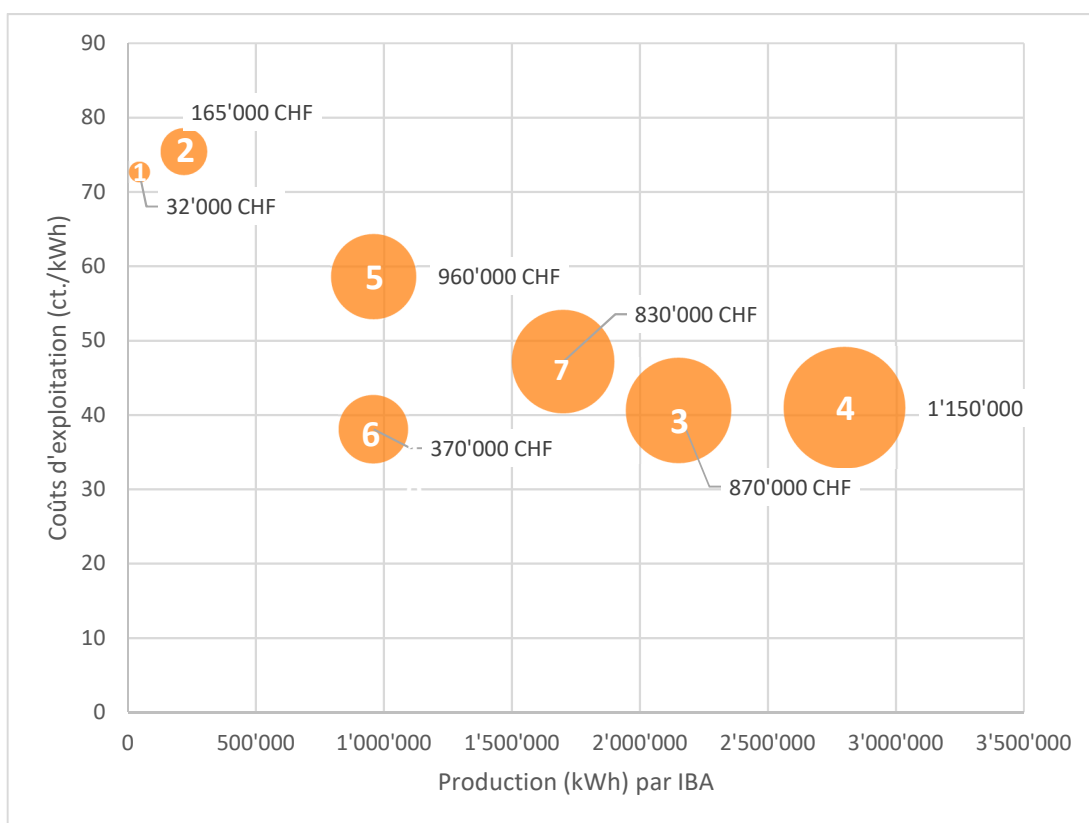


Figure 2 : coûts d'exploitation annuels selon la taille de l'IBA en centimes par kWh. La taille de la bulle indique le coût annuel total moyen en francs (comprend les coûts du capital, les investissements et les coûts d'exploitation). N° du cas dans la bulle. Source : CDF.

Les coûts d'exploitation calculés par le CDF correspondent dans une large mesure aux coûts du modèle RPC. Les coûts totaux par kWh sont de l'ordre de 53 centimes en moyenne pour toutes les installations (la fourchette va de 38 à 75 ct./kWh). L'OFEN avait prévu les coûts totaux entre 37 ct./kWh pour les installations de type D, 54 ct./kWh pour le type C et 75 ct./kWh pour le type A.¹⁶

En outre, il ressort que la part des coûts d'exploitation par rapport aux coûts totaux est élevée. Alors que les coûts du capital peuvent être infléchis selon les cas, les coûts d'exploitation sont difficilement compressibles. 65 % des coûts des sept IBA examinées par le CDF sont des coûts opérationnels, ce qui est plus élevé que prévu par l'OFEN : les coûts d'exploitation varient entre 51 % pour le type A, et 60 % pour le type C selon le modèle RPC.

En Allemagne, le coût d'exploitation se situe entre 5 et 7.5 ct d'euros/kWh, ce qui est très loin des coûts suisses.¹⁷ La situation est toutefois difficilement comparable. En effet, les IBA allemandes sont beaucoup plus grandes et traitent en majorité des matières organiques telles que le maïs. Les conditions cadres ne sont donc pas les mêmes puisqu'en Suisse les directives poussent à utiliser avant tout les déchets biogènes, les engrais de ferme et les résidus de la production agricole et forestière, conformément à l'objectif VIII de la stratégie énergétique suisse en matière de biomasse.¹⁸ En cas d'utilisation de culture à destination

¹⁶ Sans TVA. Calculé par le CDF sur la base du tableur Excel fourni par l'OFEN.

¹⁷ Conseil fédéral (2015) Marché international du biogaz utilisé comme combustible, p. 24.

¹⁸ OFEN (2010) Stratégie pour l'utilisation énergétique de la biomasse en Suisse.

de la production alimentaire, il n'est ainsi pas possible d'obtenir la RPC¹⁹ ou d'allégement fiscal.²⁰ A noter que les matières premières renouvelables telles que le maïs ou les céréales ont un rendement nettement supérieur aux engrais et résidus de ferme, leur utilisation est donc plus économique.

Appréciation

Produire du biogaz agricole est un processus complexe qui requiert un travail constant et de gros investissements à long terme. Cela se répercute sur les coûts d'exploitation élevés : plus de 60 % par rapport aux coûts totaux, qui se situent entre 38 et 75 centimes par kWh. Ces résultats correspondent globalement au modèle RPC.

Les coûts en personnel sont un des facteurs de risques. Les données sont incertaines et varient considérablement entre les calculs du CDF et le modèle d'Ökostrom Schweiz. Elles correspondent en revanche bien avec le modèle de l'OFEN, lorsqu'un tarif horaire de 44 francs est appliqué.

Les autres types de coûts sont difficiles à comparer étant donné la grande hétérogénéité des comptabilités étudiées. Pour une vraie surveillance du domaine, une standardisation des pratiques ainsi que le respect des normes comptables serait indispensable.

La productivité de certaines installations n'est pas à son maximum. Certaines sont très stables dans le temps, d'autres ont plus de variations. Toutes sont plus productives aujourd'hui qu'au début. Il y a peut-être un potentiel d'amélioration de la rentabilité des installations à chercher de ce côté-là.

¹⁹ OFEN (2016) Directive relative à la rétribution du courant injecté à prix coûtant, Art. 7a LEne, Biomasse, appendice 1.5 OEne. Version du 01.01.2016.

²⁰ Art. 12b de la Loi sur l'imposition des huiles minérales (Limprimin, RS 641.61) et art. 19c et 19d de l'ordonnance (Oimprimin, RS 641.611).

3 Revenus et autres soutiens

3.1 Vente d'électricité : le soutien RPC représente près de deux tiers des recettes des installations

La vente d'électricité représente le revenu principal pour une installation de biogaz. Ce revenu dépend de la quantité d'électricité produite et du prix de vente. Les IBA analysées par le CDF ont produit 9.9 GWh en 2016. La puissance installée des cas étudiés varie entre 16 kW et 740 kW.

L'exploitant de l'IBA reçoit le tarif RPC, c'est-à-dire une somme unique pour la vente d'électricité. Cela comprend le prix du marché et le supplément RPC. Il est attribué au début du projet selon la puissance équivalente et différents bonus soumis à condition. La rétribution est allouée selon un système de tranches : chaque kWh est rétribué selon un tarif propre à chaque tranche. Il faut donc additionner la part de kWh produits par tranche.²¹ Cela signifie qu'une installation qui produit 150 kWh recevra une rétribution de 28 centimes pour les 50 premiers kWh puis de 25 centimes pour les 100 kWh suivants. La rétribution varie ainsi en fonction du niveau de production effectif, chaque année. Les sept cas ont obtenu un tarif moyen entre l'entrée en fonction et 2016 au minimum de 40.3 ct./kWh et au maximum de 48.5 ct./kWh (la moyenne se situe à 44.2 ct./kWh). Ce tarif comprend le bonus agricole, qui était de 14 à 18 centimes par kWh en 2016 pour les sept cas. Ce bonus est alloué pour encourager l'utilisation de la biomasse d'origine agricole malgré sa faible densité énergétique qui produit moins de biogaz et qui est donc moins rentable que d'autres types de biomasses. Lui aussi est alloué par tranche.

Toutes les installations étudiées reçoivent le bonus chaleur à hauteur de 2.5 centimes le kWh (bonus fixe pour toutes les classes de puissance). Les installations au bénéfice de la RPC doivent répondre à des exigences énergétiques minimales. Elles doivent couvrir les besoins de chaleur de l'installation productrice d'énergie (par ex. chauffage du fermenteur) au moyen des rejets de chaleur de l'installation CCF ou en utilisant des énergies renouvelables. Si l'utilisation externe de la chaleur dépasse de 20 % au moins l'exigence minimale, un bonus de 2.5 centimes par kWh est alloué indépendamment de la puissance de l'installation.²²

La rétribution moyenne entre l'entrée en fonction et 2016 se situe à 496 000 francs par année (entre 21 000 francs et 1 millions de francs).²³ Sur 20 ans, cela représente une rétribution totale entre 340 000 francs et 21.8 millions de francs (moyenne à 9.9 millions de francs). Ainsi, le revenu des installations de biogaz dépend en moyenne à 80 % de la RPC (l'échantillon varie entre 67 % et 92 %). En retirant la part issue de la vente selon le prix du

²¹ Ce type de rétribution a été prévu seulement pour les autres installations de biomasse. Voir l'Ordonnance sur l'énergie, annexe 1.5.

²² Ordonnance sur l'énergie (OEne) chap. 6.3, appendice 1.5. Ce bonus chaleur n'est plus attribué depuis la réforme de la loi sur l'énergie entrée en vigueur début 2018, en raison d'une difficulté à différencier la part de chaleur attribuée à la RPC et celle qui permettait d'obtenir des attestations de CO₂.

²³ En considérant la rétribution moyenne depuis la mise en service de l'installation, sans la 1^e année qui est souvent incomplète.

marché (estimée à 5 centimes le kWh),²⁴ il ressort que la RPC couvre 69 % en moyenne (variation entre 56 % et 85 %).

Comparaison avec les autres modèles

L'OFEN prévoyait un revenu issu de la vente d'électricité de l'ordre de 120 000 francs par année pour les petites installations (type A), 360 000 francs pour une installation moyenne (type C) et de près de 600 000 francs pour une grande installation (type D).²⁵ Les recettes calculées par le CDF sont globalement équivalentes. Seul le type A est plus bas, en raison d'une des installations qui est clairement plus petite que la moyenne de sa catégorie.

Modèles similaires à l'étranger

L'Allemagne et l'Autriche connaissent une mesure équivalente à la RPC. La rétribution qui est accordée est nettement plus basse qu'en Suisse. En Allemagne, la première contribution a été introduite en 1990,²⁶ puis remplacée en 2000.²⁷ La nouvelle contribution comprenait différents bonus, notamment un bonus pour les matières premières renouvelables (NawaRo – Nachwachsende Rohstoffe), qui a grandement encouragé la production de biogaz à partir du maïs, et un autre bonus pour les engrais de ferme. C'est ainsi que l'Allemagne a près de 8000 IBA sur son territoire. Pour les installations mises en service avant 2013, les bonus peuvent faire monter la rétribution jusqu'à 28.6 centimes par kWh.²⁸ Le tarif est plus élevé pour les petites installations agricoles (<75 kW), comme en Suisse (Gülle-Kleinanlagen). Toutefois, le système a passablement évolué ces dernières années. Un tarif dégressif a été introduit. Le taux diminue de 2 % chaque année pour les nouvelles installations.²⁹ Les bonus ont aussi été abandonnés et une prime à la flexibilité a été introduite (pour la vente directe). La rétribution a même été remplacée par un système de mise au concours. Le tableau 3 compare le tarif de rétribution allemand, autrichien et suisse.

²⁴ Il n'y a pas de prix de marché unique. L'OFEN estime le prix conforme au marché entre 6 et 10 ct./kWh pour les petits producteurs. Le prix d'électricité est de 3-4 ct./kWh sur le marché boursier. Source : OFEN (2016) Vérification des coûts de production et des taux de rétribution des installations RPC, p. 6. Selon le Cockpit RPC, état au 2 janvier 2018, le prix pour la biomasse était plutôt aux alentours de 5 ct./kWh.

²⁵ Selon modèle RPC 2015. Production annuelle moyenne multipliée par le tarif.

²⁶ Stromeinspeisungsgesetz.

²⁷ Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien.

²⁸ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2016) Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung, p. 158. Conversion de l'euro vers le franc au taux de 1.1669.

²⁹ Leitfaden Biogas, p. 128.

Allemagne*		Autriche		Suisse				
Puis- sance (kW)	Ct./kWh	Puis- sance (kW)	Ct./kWh	Puis- sance (kW)	Ct./kWh (y inclus prix du marché) ***	Bonus agricole Ct./kWh ***	Bonus chaleur Ct./kWh **	Total ***
75	27.00			≤ 50	28.0	18.0	2.5	48.5
150	15.94	≤ 250	21.56	≤ 100	25.0	16.0	2.5	43.5
500	13.75	≤ 500	18.66	≤ 500	22.0	13.0	2.5	37.5
5 000	12.31	≤ 750	14.98	≤ 5 000	18.5	4.5	2.5	25.5
20 000	6.83	> 750	14.45	< 5 000	17.5	0	2.5	20.0

Tableau 3 : Rétribution du courant injecté en Allemagne, Autriche et Suisse.

Pour l'Allemagne et l'Autriche, les euros ont été convertis en francs suisses au taux de 1.1669, selon le taux du 29.11.2017.

* Les tarifs ont évolué et correspondent à la situation en 2014. ** Le bonus chaleur a disparu dans la nouvelle LEnE du 01.01.2018. *** La rétribution est allouée selon un système de tranches : chaque kWh est rétribué selon un tarif propre à chaque tranche. Il faut donc additionner la part de kWh produits par tranche. Ex : pour 150 kWh produits, la rétribution est : 50*48.5 + 100*43.5.

En Autriche, la rémunération au tarif d'injection existe depuis 2002.³⁰ En 2008, un tarif dégressif avait été introduit, mais cela ayant engendré une stagnation dans les nouvelles constructions, le tarif dégressif a été abandonné.³¹ La rétribution est accordée pour une durée de treize ans seulement. Les premières des 300 installations autrichiennes sont donc arrivées à la fin de la rémunération en 2015 déjà.³² Plusieurs se sont arrêtées ou ont menacé de le faire en raison du prix du marché trop bas (environ 3.5 centimes le kWh) pour couvrir les coûts de production (environ 22 centimes le kWh)³³ et du prix de la biomasse qui a augmenté en parallèle. Plusieurs solutions ont été envisagées : prolongation de la rémunération à 20 ans ou subvention pour couvrir jusqu'à 50 % des coûts de mise à l'arrêt des installations. Finalement, un tarif supplémentaire a été introduit pour les installations les plus efficaces qui doivent démontrer, sur dossier, qu'elles pourront continuer à fonctionner après la fin de la rétribution.³⁴

Appréciation

Le prix de l'électricité est tellement bas qu'il est impossible pour les installations de biogaz de fonctionner durablement sans aide publique, en Suisse ou à l'étranger. Un prix du marché bas (environ 5 ct./kWh), couplé à des coûts d'exploitation très élevés (en moyenne 53 ct./kWh) mènent à une dépendance très importante à la RPC : en moyenne 69 % des revenus proviennent de l'aide (sans le prix du marché). Cela correspond au modèle prévu par l'OFEN. Cette dépendance n'est pas spécifique au biogaz agricole, elle touche toutes les énergies renouvelables mais le soutien au biogaz agricole est bien plus important.

Le CDF s'étonne que seules les « autres installations de biomasse », dont fait partie le biogaz agricole, soient rétribuées selon un système de tranches.

³⁰ Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern; Ökostrom-Einspeisetarifverordnung.

³¹ <http://www.kompost-biogas.info/biogas/statistik-biogas/>

³² Ces 300 installations représentent environ 80 MW de puissance électrique installée.

³³ Dunst und Pilch (2016) Dem Biogaz geht die Luft aus. 19.02.2016. Conversion de l'euro au franc au taux de 1.1669. http://www.kleinezeitung.at/steiermark/4928855/Krise-bei-OekoEnergie_Dem-Biogas-geht-die-Luft-aus.

³⁴ https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXV/AB/AB_08947/imfname_549168.pdf.

3.2 Vente d'attestations de CO₂ : jusqu'à 12 % des recettes

Les revenus issus de la vente d'attestations de CO₂ sont très intéressants pour les installations qui en ont bénéficié dès le départ. En ce qui concerne les quatre installations de l'échantillon en ayant profité, les revenus ont été de l'ordre de 25 000 francs au minimum et de 180 000 francs par année au maximum (moyenne annuelle depuis la mise en service). Sur 20 ans cela représente un revenu de l'ordre de 480 000 au minimum et de 2.3 millions de francs, soit entre 3 et 12 % des recettes totales. Cette estimation se base sur le scénario « standard » dans lequel le revenu des attestations diminue de moitié après la 7e année, puis reste constant jusqu'à la 20e année.

Trois scénarios ont été étudiés par le CDF pour les IBA au bénéfice de certificats :

1. Recettes durant 20 ans, baisse de moitié après 7 ans (scénario standard)³⁵
2. Recettes jusqu'en 2020 (dû à l'échéance de la loi sur le CO₂)
3. Pas de revenus du CO₂.

Dans le scénario 1, le revenu issu de la vente des certificats diminue de moitié en raison d'un changement dans la méthode de calcul de l'évitement des émissions d'équ.-CO₂. L'Office a exigé l'utilisation d'une méthode de calcul des économies d'émissions plus conservatrice que celle appliquée pour les deux premiers regroupements de projets.³⁶ Le scénario 2 prend en compte l'incertitude législative. En effet, l'octroi d'attestations est basé sur l'obligation de compenser en Suisse les émissions de CO₂, obligation qui est inscrite dans la loi sur le CO₂ et qui arrive à échéance en 2020. Elle sera vraisemblablement reconduite, il reste cependant une part d'incertitude quant à la part de compensation qui devra avoir lieu en Suisse à l'avenir. Cela implique que le nombre d'attestations délivrées pourrait diminuer, voire disparaître dans le cas où toutes les émissions seraient compensées à l'étranger. Le troisième scénario permet de comparer la situation sans revenus issus de la vente des attestations.

Avec le scénario 2, la part du revenu issue de la vente des attestations diminue de moitié. Les revenus les plus haut passent alors de 2.3 millions à 1.3 millions de francs. Le tableau 4 présente la différence entre les deux scénarios.

Cas	1. standard	% des revenus	2. fin en 2020	% des revenus	différence
3	2 350 000	12	1 300 000	7	1 000 000
4	2 350 000	9	1 200 000	5	1 000 000
5	1 200 000	11	600 000	5	600 000
7	480 000	3	200 000	1	680 000

Tableau 4 : Comparaison des revenus totaux (sur 20 ans) entre les scénarios 1 et 2. Source : CDF.

A noter que, même si le processus de certification est long et coûteux, les chiffres présentés ici sont « nets », c'est-à-dire qu'ils représentent le montant obtenu par l'exploitant. En effet, Ökostrom Schweiz, en tant que porteur de projet, négocie directement avec l'acheteur (presque exclusivement la Fondation Klik) et reverse le résultat de la vente après déduction du montant de couverture de ses frais.

³⁵ Seulement pour les installations des regroupements de projets I et II. Cela n'est pas applicable aux projets des regroupements III et IV.

³⁶ La réduction de moitié est basée sur une estimation de la branche (Ökostrom Schweiz). Genossenschaft Ökostrom Schweiz (2017): Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen. Frauenfeld.

Comparaison avec les autres modèles

L'OFEN prévoit un revenu issu de la vente des attestations de CO₂ d'environ 9600 francs en moyenne pour les catégories C et D. Le CDF a calculé environ 120 000 francs pour les types C et D en se basant sur le scénario standard. Ce résultat est beaucoup plus élevé que celui prévu par l'OFEN, même en divisant par deux ces montants (en raison du changement de méthode reconnue par l'OFEV). Cela s'explique par le fait que toutes les installations ne bénéficient pas de ces attestations. Le modèle de l'OFEN se base sur des installations de référence qui correspondent à la technique la plus efficace, comme prescrit par la loi,³⁷ il n'aurait donc pas été logique d'introduire des recettes plus hautes issues de la vente d'attestations. Il est également adéquat de ne pas avoir prévu d'attestations pour les plus petites installations (type A), en raison des coûts administratifs élevés pour les obtenir.

En revanche, le CDF ne dispose pas des estimations prospectives d'Ökostrom Schweiz, car le porteur de projet doit seulement prouver que la rentabilité de l'installation n'est pas atteinte sans les revenus issus de la vente des attestations. La hauteur des revenus issus de la vente des attestations n'est pas exigée par l'OFEV lors de la validation de la demande. La comparaison n'est donc pas possible ici avec les cas étudiés par le CDF.

Appréciation

Les attestations octroyées pour la réduction des émissions de méthane apportent un complément de revenu intéressant pour les installations qui en bénéficient. Les recettes correspondent à 3 % au minimum et à 12 % au maximum des revenus des installations. Ces montants sont nettement plus élevés que ceux prévus dans le modèle de l'OFEN. Cela est compréhensible du fait que seules un dixième des installations de biogaz en ont bénéficié jusqu'à présent et que le CDF a sélectionné les cas cumulant le plus de soutiens fédéraux.

3.3 Autres recettes

Recettes issues de la valorisation de la biomasse

Pour les sept cas étudiés, en moyenne 62 000 francs de revenus annuels sont issus de la biomasse. Selon les informations récoltées lors des entretiens, ce type de revenus serait en diminution de par la concurrence que représentent les autres installations de biomasse. La tendance n'a pas été observée de manière claire dans l'échantillon, qui n'est peut-être pas représentatif du reste de la population. En effet, deux installations ont réussi à sécuriser des recettes élevées, de l'ordre de 100 000 et 200 000 francs par année. Alors que d'autres installations doivent dorénavant payer plus pour s'approvisionner en substrat que ce qu'elles en retirent pour la valorisation. Sécuriser les inputs à long terme représente par conséquent un défi actuellement. Les industriels changent fréquemment de filière, c'est donc une solution à court terme. Il vaut mieux avoir suffisamment de substrats issus de sa propre exploitation agricole ou d'exploitations alentours. L'OFEN prévoyait des recettes annuelles de l'ordre de 50 000 francs pour le type C et D, aucune pour le type A. Les cas de l'échantillon s'en sortent mieux qu'attendu en ce qui concerne les gains issus de la biomasse, mais ils ne sont vraisemblablement pas représentatifs de la majorité sur ce point.

³⁷ Art 7a, alinéa 2, LEne, en vigueur jusqu'au 21.12.2017.

Recettes issues de la vente de chaleur

Sur les sept cas étudiés, seuls trois tirent un revenu de la vente de chaleur externe, à hauteur de 20 000 francs par année en moyenne. Ce n'est pas une recette aussi haute qu'attendue dans le modèle RPC. En effet, l'OFEN prévoyait entre 10 000 francs de recettes annuelles pour le type A et 40 000 pour le type D. La forme d'utilisation de chaleur externe la plus répandue est pour le séchage du bois. Pour une valorisation plus importante, des barrières administratives ont empêché les premières années la réalisation de réseaux de chauffage de proximité. Se posent alors les questions du zonage et des aspects techniques : il faut pouvoir assurer l'approvisionnement selon la demande des foyers, mais aussi avoir un autre débouché pour cette chaleur lorsqu'elle n'est pas demandée, pour ne pas la laisser s'échapper dans l'air. D'autre part, la chaleur doit pouvoir être livrée même en cas de problème avec l'installation. Un des moyens est d'avoir un fourneau à pellets. Mais cela n'est pas toujours autorisé. Par exemple dans le canton de Berne, seule la livraison de la chaleur résiduelle est autorisée, alors que la chaleur primaire produite par une installation à pellets fonctionnant au biogaz agricole est autorisée à Lucerne. Autre contrainte : l'installation elle-même a besoin d'être chauffée en hiver. Il faut donc pouvoir produire suffisamment de chaleur pour en vendre une partie, ou l'utiliser en externe seulement en été pour le séchage de produits par exemple (bois, fourrages).

Recettes issues de la vente d'engrais de ferme

Seules deux installations sur les sept étudiées tirent des revenus de la vente d'engrais de ferme. Ces revenus sont de l'ordre de 2500 à 18 000 francs par année, une source de revenu moins développée qu'attendu. L'OFEN prévoyait 1400 francs annuels pour le type A et 12 000 francs pour le type D. Il n'y a pour l'instant pas de marché pour des engrais méthanisés de qualité en raison du prix attractif des engrais minéraux synthétiques. Les producteurs de biogaz agricole espèrent donc déjà couvrir les frais de transport, mais n'attendent pas de revenu.

Différence avec les prévisions d'Ökostrom Schweiz

En comparant les estimations faites par Ökostrom Schweiz en ce qui concerne la vente d'électricité, d'attestations de CO₂ et de chaleur, le CDF arrive à des revenus supérieurs pour les quatre installations concernées. L'IBA n° 5 gagne environ 240 000 francs par année de plus que prévu par Ökostrom, les IBA n° 3 et 4 environ 400 000 francs, et l'IBA n° 7 environ 370 000 francs supplémentaires. Cela signifie qu'Ökostrom Schweiz avait sous-estimé ces revenus.

Le crédit d'investissement comme recette

Les intérêts non remboursables d'un prêt sans intérêt peuvent également être considérés comme une forme de revenu. En effet, la somme qui ne doit pas être remboursée est une charge évitée, tout comme l'utilisation de la chaleur générée par l'installation de biogaz permet d'éviter des frais de chauffage. C'est donc un revenu supplémentaire à disposition de l'exploitant. Cela n'a pas été pris en compte dans les modèles de l'OFEN et d'Ökostrom Schweiz. Le CDF a estimé la hauteur de ces recettes. En prenant le taux d'intérêt moyen des emprunts obtenu par cinq installations auprès de banques, on peut en déduire que les six cas au bénéfice d'un crédit d'investissement économisent 8000 francs par année. Au total,

en prenant en compte le nombre d'années accordées pour le remboursement du crédit, cela représente en moyenne 56 000 francs.³⁸

Cas	1	2	3	5	6	7	Moyenne
Crédit d'investissement	57 500	188 500	670 000	840 000	150 000	1 500 000	570 000
Intérêt bancaire*	2.77 %	2.77 %	2.77 %	2.77 %	2.77 %	2.77 %	2.77 %
Nb d'années	15	16	15	13	10	15	14
Intérêt évité total**	5900	20 900	69 600	75 600	10 400	155 800	56 400
Intérêt évité par année**	800	2600	9250	11 650	2100	21 000	7850

Tableau 5 : Crédits d'investissement et intérêt évité. *taux moyen de tous les cas obtenu pour un emprunt bancaire entre 2006 et 2014 ** divisé par deux, car le capital diminue chaque année. Source : CDF.

Appréciation

Les recettes calculées par le CDF sont systématiquement plus hautes que celles prévues par le modèle RPC en ce qui concerne la vente des attestations de CO₂. Idem avec les prévisions d'Ökostrom Schweiz, les recettes sont de trois à six fois plus élevées qu'attendu, sauf pour une installation.

Pour les autres types de revenus, les cas étudiés s'en sortent moins bien que prévus par les modèles, l'exception concerne la valorisation de la biomasse. Mais ce sont des revenus nettement moins significatifs que la vente d'électricité ou d'attestations de CO₂, ce qui influence moins la rentabilité.

Les recettes issues des crédits d'investissements sont de l'ordre de 8000 francs en moyenne par année (estimation du CDF), ce qui n'est pas inintéressant mais là non plus pas déterminant par rapport à la rentabilité.

3.4 Un soutien annuel de 36 millions pour le biogaz agricole

Difficile de déterminer aisément le montant des aides financières aux IBA. Le CDF a dû recouper les données pour obtenir une vue d'ensemble.

La RPC, avec un fonds de 575 millions de francs (2016), n'apparaît pas dans la banque de données des subventions fédérales. En effet, la RPC est financée par un supplément perçu sur le prix de l'électricité. La loi limitait le supplément à 1,5 ct./kWh. La nouvelle loi sur l'énergie, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018, a introduit une augmentation du supplément réseau à 2,3 ct./kWh, ce qui augmente le fonds disponible. Les 575 millions de francs ont été versés pour toutes les énergies soutenues par le fonds: énergie hydraulique, solaire, éolienne, géothermique et issue de la biomasse. Sur cette somme, 100 millions correspondent au prix du marché et 410 millions de francs ont été versés en compensation du prix du marché trop bas.³⁹

³⁸ Il s'agit d'un calcul approximatif qui ne prend pas en compte la valeur actuelle de l'argent. Il ne prend pas non plus en compte la différence du nombre d'années pour le remboursement entre un prêt bancaire et un crédit d'investissement.

³⁹ La différence entre les 575 millions et les 410 millions est due au système de financement des frais supplémentaires (FFS) qui peut être considéré comme le précurseur de la RPC. Les producteurs rétribués par le FFS sont payés à un prix garanti unitaire de 15 ct./kWh en moyenne.

77 IBA touchent le bonus agricole. Ces installations ont obtenu 40.5 millions de francs de la RPC en 2016, soit en moyenne 525 000 francs par IBA. Sur ce montant, la part qui équivaut à une subvention se monte à environ 35.7 millions. Cette estimation a été calculée en retirant la part du prix du marché obtenue en multipliant les kWh produits en 2016 par les IBA par 5 centimes le kWh (prix du marché approximatif), ce qui donne 4.8 millions au prix du marché. Le bonus agricole lui-même représente plus de 14 millions de francs et le bonus chaleur, plus de 2 millions de francs annuels.

77 installations	CHF
Rétribution de base* (dont prix du marché)	23 600 000 4 800 000)
Bonus agricole	14 600 000
Bonus chaleur	2 300 000
Rétribution totale	40 500 000

Tableau 6 : Différents composants de la RPC, en 2016.

Source : Swissgrid. Illustration : CDF. *Estimation.

*Inclus prix du marché estimé à 4.8 millions de francs.

Un autre soutien octroyé à certains producteurs de biogaz agricole est obtenu indirectement grâce aux attestations de réduction d'émissions de CO₂ octroyées par l'OFEV. C'est un soutien indirect, dans le sens où les producteurs de biogaz peuvent les revendre et obtenir par ce biais un revenu supplémentaire. Il y a environ 100 millions de francs à investir annuellement pour remplir l'obligation de compenser les émissions de gaz à effet de serre des producteurs et importateurs de carburants fossiles d'ici à 2020.⁴⁰ Les 100 millions de francs ont été calculés sur la base de la somme globale à disposition sur 10 ans (1 milliard entre 2011 et 2020). C'est un nouveau marché qui a ainsi été créé par une réglementation fédérale et qui donne un avantage à certains acteurs.

Une trentaine d'IBA organisées en regroupements de projets ont déposé une demande d'attestation auprès de l'OFEV. A ce jour, seule une vingtaine a été construite.⁴¹ Environ 13 400 tonnes d'équ-CO₂ ont été ou devraient être évitées chaque année par ce biais.⁴² En prenant un prix de vente entre 60 et 100 francs la tonne de CO₂, on peut estimer que cela représente entre 800 000 francs et 1.3 millions de francs par an.

En ce qui concerne les crédits d'investissements, en moyenne, 88 millions de francs ont été versés en tant que contributions à fonds perdu entre 2010 et 2015 et 319 millions pour différentes mesures d'amélioration structurelle (construction, transformation et rénovation de bâtiments d'exploitation, de serres et de maisons d'habitation agricoles etc.).⁴³ Parmi ces mesures, 18 millions de francs ont été accordés à 32 IBA entre 2010 et 2015, ce qui représente 3 millions de francs par année.⁴⁴ Sachant que les taux d'intérêts sont très bas actuellement, cela signifie que la part de subvention fédérale, dans le sens du taux d'intérêt économisé, est très faible. En effet, on ne peut considérer que la part économisée par l'exploitant grâce au remboursement sans intérêt comparé à un emprunt auprès d'une banque. En extrapolant à partir des études de cas, cela représente une part de subvention

⁴⁰ Pour tous les types de projets de compensation en Suisse, pas seulement le biogaz.

⁴¹ Ökostrom Schweiz, document à destination de l'OFEV, août 2017.

⁴² Les ensembles de projets III et IV sont toujours en attente de validation, mais Ökostrom Schweiz estime l'économie de CO₂ à hauteur de 12 300 tonnes entre 2010 et 2015.

⁴³ Compte d'Etat, disponible sur le site de l'AFF : <https://www.efv.admin.ch/efv/fr/home/finanzberichterstattung/finanzberichte/staatsrechnung.html>.

⁴⁴ Y compris les contributions cantonales à part égale de la Confédération.

d'environ 80 000 francs par année (pour cinq installations soutenues en moyenne chaque année).⁴⁵ Ce chiffre correspond à la perspective de l'exploitant. Si l'on prend la perspective de la Confédération, on peut considérer la valeur moyenne des obligations entre 2010 et 2015 qui était de 0.76 %. La part fédérale investie en tant que subvention correspond donc à 22 800 francs par année.⁴⁶

Ainsi, en cumulant ces trois aides financières principales, il y a environ 37 millions de francs à disposition des IBA chaque année.

Appréciation

Sur les 37 millions de francs annuellement investis dans les IBA, la part de subvention de la Confédération est minime en raison des taux d'intérêt très bas. Plus de 35 millions de francs qui sont prélevés sur la facture d'électricité des consommateurs servent à promouvoir le biogaz agricole. Dans cette somme est compris le bonus agricole, qui représente près de 15 millions de francs. Les attestations de CO₂ représentent des recettes à hauteur d'environ un million de francs annuel pour les installations qui en bénéficient. Le CDF juge le soutien étatique aux IBA très important et s'étonne du peu de transparence entourant l'origine du bonus agricole, qui représente de fait une subvention cachée à l'agriculture.

⁴⁵ 2.77 % de 3 millions de francs.

⁴⁶ 1.8 % de 3 millions de francs.

4 Rentabilité

4.1 Cinq installations sur sept sont rentables avec les différents soutiens

En se basant sur l'indicateur de rentabilité choisi, il ressort que sur les sept cas, cinq installations sont rentables au sens où le rendement annuel du capital total (capital propre et étranger) est supérieur à zéro, et deux sont déficitaires. Le taux de rentabilité annuelle du capital total investi va de 1.5 % à 8.6 %. En d'autres termes, cela signifie que l'installation la plus performante de l'échantillon devrait obtenir un bénéfice d'environ 1.8 millions francs à la fin de la durée de vie de l'installation pour un investissement initial de 800 000 francs. Alors que l'installation qui a le rendement le plus bas (1.5 %) devrait retirer environ 300 000 francs pour un investissement initial de 2 millions de francs.

Cas	1	2	3	4	5	6	7
Rendement annuel du capital total	*	*	2.5 %	2.3 %	1.5 %	8.6 %	4.9 %
Bénéfice annuel	-10 000	-45 000	70 000	80 000	15 000	90 000	100 000
Bénéfice après 20 ans	-200 000	-900 000	1 400 000	1 600 000	300 000	1 800 000	2 000 000
Investissement initial	200 000	600 000	4 000 000	5 000 000	2 000 000	800 000	2 800 000

Tableau 7 : Rendement annuel du capital investi. *Déficits (formule non applicable étant donné les déficits). Voir annexe 7 pour le détail du calcul du rendement. Source : CDF.

Ces résultats sont toutefois à considérer avec prudence. Le taux de rendement annuel du capital total est sensible aux variations. Le CDF a testé le modèle en variant les charges en personnel pour observer l'influence sur le rendement. Cette charge a été choisie pour le test étant donné que c'est un des postes pour lequel la marge d'erreur est la plus grande. Comme expliqué dans le chapitre 2.2, le CDF a utilisé un tarif horaire standardisé (44.-/h), car il n'était pas possible de vérifier le nombre d'heures effectivement consacrées à l'installation. Le CDF a testé la rentabilité en doublant les charges de personnel et en les réduisant au tarif jugé moyen dans l'agriculture, à savoir 28 francs de l'heure.⁴⁷

Il en ressort des variations entre -0.3 et 2 points de pourcentage qui mettent en évidence la sensibilité du modèle. Le CDF a soumis les données récoltées à Ökostrom Schweiz, qui les a globalement validées.⁴⁸ Les charges en personnel du calcul initial ont ainsi été confirmées et ont servi de base pour le rapport. Le tableau 8 présente la variation du rendement selon le tarif horaire choisi. On remarque que la rentabilité s'en trouve améliorée lorsque les charges en personnel diminuent, notablement en ce qui concerne l'installation n° 5 mais moins significativement pour les autres.

⁴⁷ Fidagri (2017) Association fiduciaire agricole suisses. Valeurs indicatives 2017 pour la comptabilité agricole. <http://www.treuland.ch/seite.mv?10-00-00-00+&uid=546E90940005BC8400002F9E00000000+&lg=fr>

⁴⁸ Les ordres de grandeurs des recettes, dépenses et investissements des sept installations ont été validées.

Rendement annuel du capital total	Cas				
	3	4	5	6	7
Tarif horaire de 44 francs ⁽¹⁾	2.5 %	2.3 %	1.5 %	8.6 %	4.7 %
Tarif horaire de 28 francs	2.8 %	3.0 %	3.5 %	9.2 %	6.1 %
Tarif horaire de 88 francs	1.4 %	0.7 %	*	6.6 %	*

Tableau 8 : Sensibilité du calcul du rendement annuel du capital total en diminuant et en doublant les charges en personnel. (1) Calcul initial. *Déficits. Source : CDF.

Le CDF a également estimé la durée d'amortissement. Elle va de 7 à 18 ans.⁴⁹ L'installation qui s'en sort le mieux aura remboursé son investissement au bout de sept ans, c'est logiquement la plus rentable de l'échantillon. L'installation qui a une durée d'amortissement de 18 ans est dans une situation plus délicate puisque des pièces devront être remplacées déjà avant ce délai, la forçant ainsi à emprunter pour pouvoir y faire face.

Le CDF n'a pas pris en compte les frais de démantèlement de l'installation, pour raison de simplification. L'OFEN en a par contre tenu compte et prévoit des frais entre 4000 francs pour une petite installation et 23 000 francs pour la plus grande. Selon l'estimation du CDF, toutes les installations qui sont rentables auront donc de quoi couvrir ces frais.

Le tableau 9 met en évidence la dépendance des installations à la RPC : sans cette aide, les installations ne pourraient pas fonctionner. Seule l'IBA 6 a des revenus suffisamment élevés pour être rentable. Sur 47 ct./kWh de revenus, 44.6 centimes proviennent de la RPC. Ses coûts de revient s'élèvent à 38 ct./kWh. Ainsi, il lui reste 9 ct./kWh. Sachant qu'elle produit en moyenne 970 000 kWh, cela représente un bénéfice de 87 300 francs par année.

Cas	Revenu (ct./kWh)	Dont RPC (ct./kWh)	Coût de revient (ct./kWh)	Bénéfice (ct./kWh)
6	47	44.6	38	9
7	55	42.0	47	8
3	45	40.3	41	4
4	45	40.3	41	4
5	61	45.5	59	2
2	54	48.0	75	-21
1	47	48.5	73	-26

Tableau 9 : Revenu, coût de revient et bénéfice des installations étudiées, en centimes par kWh. Source : CDF.⁵⁰

Encadré 1: les facteurs de succès

Le cas numéro 6 est particulier. C'est le seul qui est largement rentable, ceci, même sans revenus d'attestation CO₂ alors que les autres installations rentables en bénéficient. Le propriétaire a délégué une bonne partie du travail à l'externe (hygiénisation des restes de nourriture par exemple), ce qui lui permet de faire des économies. D'autres aspects sont favorables à cette installation : elle est proche d'autres exploitations agricoles qui lui livrent du substrat par le biais de conduites sous-terraines, ce qui limite grandement les frais de transport. Sa production annuelle est élevée (en moyenne 970 000 kWh), ce qui assure une bonne rémunération. L'exploitant utilise également des cosubstrats qui ont d'excellents

⁴⁹ La durée d'amortissement n'a pas pu être calculée pour les deux installations non rentables. Les autres ont un payback de 7, 11, 15 et 18 ans.

⁵⁰ Le résultat est faussé en considérant la moyenne depuis 2009, car le niveau de production a beaucoup augmenté en 2016, ce qui laisse penser en observant le tableau 5 que l'installation touche plus de RPC qu'elle n'a de revenus. Ceci n'est pas le cas. En excluant l'année 2016, on obtient des revenus de l'ordre de 88 ct./kWh. Ces deux installations (1 et 2) perdent tout de même environ 20 centimes par kWh produit.

rendements, tels que la poussière de farine qui se conserve également facilement. Grâce aux revenus élevés, un agrandissement est prévu. L'installation va atteindre un niveau quasi industriel et la méthode de préparation de la biomasse va être facilitée par l'achat d'un broyeur. D'autres facteurs, observés dans d'autres installations, sont également favorables. Par exemple, la conclusion d'un contrat pour l'accès à la biomasse à long terme permet d'assurer un revenu stable et/ou de limiter les coûts d'achat et de transport.

La rentabilité est au cœur de l'octroi d'attestations de CO₂. Le CDF a calculé des scénarios avec et sans attestations. Il ressort que trois installations sur quatre sont non rentables sans le revenu de la vente des attestations. La quatrième est rentable, mais l'indicateur ne dépasse pas les 8 % fixés comme limite dans le modèle. En revanche, il dépasse le coût moyen pondéré du capital (CMPC ou WACC pour *weighted average cost of capital*) prévu dans le modèle RPC, avec la vente des attestations. Le CDF a encore calculé les autres indicateurs de rentabilité afin de les comparer avec le modèle d'Ökostrom Schweiz (voir annexe 7).

Cas	Scénario standard	Scénario fin en 2020	Scénario sans attestations
3	2.5 %	1.1 %	-1.3 %
4	2.3 %	1.2 %	-0.5 %
5	1.5 %	-1.5 %	-11.5 %
7	5.2 %	4.6 %	4.3 %

Tableau 10 : Différence de rendement selon les trois scénarios pour les IBA au bénéfice d'attestations de CO₂. Source : CDF

Appréciation

Ainsi, deux installations sur sept sont très rentables et deux sont déficitaires. Les trois autres sont dans les chiffres noirs et deux devraient dégager un bénéfice de l'ordre du million de francs à la fin de la durée de vie.

Sur les quatre installations qui reçoivent des attestations de CO₂, trois sont effectivement dépendantes du revenu de la vente d'attestations de CO₂ pour leur rentabilité, ce qui correspond au principe d'additionnalité prévu par le mécanisme. Seule l'IBA numéro 7 dépend peu de cette source de revenu.

Le CDF n'a pas identifié de problème systémique d'enrichissement exagéré. Un exploitant a trouvé un bon modèle d'affaire mais n'est toujours pas proche d'une rentabilité sans aide publique au prix du marché actuel.

4.2 Des modèles de calculs qui tiennent la route

Le CDF avait formulé l'hypothèse en début d'examen que les indications dans les modèles de calculs pouvaient avoir été biaisés afin d'obtenir un tarif RPC plus élevé ou de prouver l'additionnalité du projet pour obtenir des attestations de CO₂ dans des cas limites. En ce sens, les charges observées dans les études de cas devaient être plus basses que dans les modèles. Ce n'est pas le cas. Les charges ne sont globalement pas très différentes de celles prévues par l'OFEN (voir tableau 11). D'autre part, seule une installation a un rendement nettement supérieur à 4.3 % (hauteur du CMPC prévus par le modèle RPC). C'est la seule installation pour laquelle on pourrait s'interroger sur la hauteur de la rétribution si l'on regarde uniquement cet indicateur.

Cas	Type A	1	2	Type C	5	Type D	3	4	6	7
Rubrique	Modèle (OFEN)	Effectif (CDF)	Effectif (CDF)	Modèle (OFEN)	Effectif (CDF)	Modèle (OFEN)	Effectif (CDF)	Effectif (CDF)	Effectif (CDF)	Effectif (CDF)
Charges (CHF)	104 885	17 153	112 349	302 865	425 337	335 863	616 987	651 792	236 211	572 943
Frais de personnel (%)	34.2	59.8	27.4	16.2	20.8	24.4	6.5	14.9	13.6	29.7
Exploitation (%)	30.7	n.a	n.a	32.3	n.a	31.4	n.a	n.a	n.a	n.a
Substrats (%)	5.7	n.a	n.a	33.2	n.a	15.4	n.a	n.a	n.a	n.a
Autres (%)	29.4	40.2	72.6	18.3	79.2	28.8	93.5	85.1	86.4	70.3
Revenus (CHF)	136 978	20 859	117 120	446 726	620 105	712 665	1 028 045	1 304 071	420 471	951 360
Electricité (%)	87.6	81.5	94.8	80.6	64.0	84.2	77.9	81.1	85.2	67.6
Vente attestations CO ₂ (%)	3.9	0.0	0.0	1.7	17.6	1.6	17.0	13.9	0.0	2.7
Vente de chaleur (%)	7.4	n.a	n.a	5.5	0.2	5.5	0.9	3.1	2.9	4.8
Autres (%)	1.1	18.5	5.2	12.2	18.2	8.7	4.3	1.9	12.0	24.9
Résultat (CHF)	32 093	3706	194 768	143 861	4771	376 802	411 058	652 279	184 261	378 417

Tableau 11 : Charges et revenus des sept cas étudiés et part des différentes catégories. Chiffres par année. Charges = coûts opérationnels (sans les coûts du capital ni impôts). N.A = non applicable (données peu fiables, ont été regroupées sous « autres charges » ou « autres revenus »). Source : OFEN et CDF.

Appréciation

Le CDF n'a pas identifié de problème systémique. Le modèle de fixation du tarif de la RPC est adéquat. Le modèle utilisé par Ökostrom Schweiz pour demander des attestations de CO₂ l'est également. En revanche, cet audit a démontré que le biogaz agricole n'est pas rentable à long terme sans soutien, aux conditions du marché actuel. Il est probable que les installations devront stopper leurs activités lorsque la RPC s'arrêtera, étant donné leur forte dépendance à ce soutien (en moyenne 69 % des recettes). Les coûts d'exploitation d'une installation de méthanisation agricole étant très élevés, il n'est pas envisageable d'exploiter une IBA sans soutien public. Même l'installation la plus performante de l'échantillon aurait des difficultés avec le prix du marché actuel, elle n'aurait que 7 centimes de revenu par kWh pour un coût de revient de 38 centimes, ce qui n'est pas envisageable.

5 Coordination : cumuls des aides

Les aides financières portent à la fois sur les charges et les revenus et sont versées par des institutions diverses. Les crédits d'investissement interviennent tôt dans le processus, lors de la planification de la construction d'une installation de biogaz. Alors que la RPC et les attestations de CO₂ interviennent bien plus tard, lorsque le biogaz a été produit, transformé en électricité et injecté dans le réseau. A ce moment-là, le gestionnaire de réseau communique à Swissgrid combien d'électricité a été injectée par le producteur et la Fondation RPC peut alors effectuer le paiement trimestriel.⁵¹ Les attestations sont octroyées après la fin de la première année, parfois bien plus tard, après que toutes les vérifications ont été effectuées par l'OFEV et les bureaux de vérifications indépendants. Le revenu tiré de la vente des attestations n'est versé à l'exploitant agricole qu'après plusieurs années.

5.1 La moitié de l'échantillon cumule au moins trois aides financières

Dans quelle mesure les installations cumulent-elles les aides ? Le critère de base pour le choix des études de cas était que les installations devaient être au bénéfice de la RPC ainsi qu'avoir obtenu au minimum une autre aide financière. Quatre installations ont obtenu en plus de la RPC des attestations de CO₂, dont trois également un crédit d'investissement. Au total, six sur sept installations ont obtenu un crédit d'investissement. Une installation a obtenu deux aides cantonales (dont une pour le développement régional). Une commune a des parts dans la société de l'installation qui cumule déjà RPC, crédit d'investissement et attestations de CO₂. Au niveau des aides privées, deux installations ont reçu une contribution à fonds perdu du Fonds Coop pour le développement durable et deux installations une aide de l'association Energie Plus (prêt sans intérêt et/ou contribution à fonds perdu). Une installation a reçu ces deux contributions. La même installation cumulant déjà quatre aides a reçu un prêt sans intérêt du constructeur de l'installation. Le tableau 12 illustre les cumuls observés entre les trois aides financières principales et les autres.

IBA	RPC	Crédit	CO ₂	Autre
1	X	X		X
2	X	X		X
3	X	X	X	
4	X		X	
5	X	X	X	X
6	X	X		X
7	X	X	X	X
TOTAL	7	6	4	5

Tableau 12 : Cumuls d'aides financières. Source : CDF.

Il n'est pas possible de dire avec certitude dans quelle mesure les 77 IBA au bénéfice de la RPC cumulent d'autres aides financières. L'OFAG dispose d'une liste des installations ayant reçu un crédit d'investissement. Il y a 20 installations au bénéfice d'un crédit individuel et

⁵¹ Système en vigueur lors de la conduite de cet audit. Avec la nouvelle LEn entrée en vigueur le 01.01.2018, les choses ont un peu changé. Voir chap. 7.3 pour le détail.

17 au bénéfice d'un crédit pour un projet collectif. Ces listes ne sont toutefois pas exhaustives. Il faut s'adresser aux cantons pour la compléter. Selon une vérification sommaire, 26 installations sur les 37 figurant dans ces listes ont reçu la RPC en 2016.

D'autre part, les projets faisant partie d'ensembles ayant été déposés afin de recevoir des attestations de CO₂ n'ont pas tous aboutis. A ce jour, 23 installations ont été construites et ont touché la RPC. Neuf installations sur les 23 ont déjà touché des revenus issus de la vente d'attestations de CO₂.

Appréciation

Il est possible de cumuler plus de trois aides financières. La RPC et les crédits d'investissements sont quasiment incontournables. Les attestations de CO₂ ne sont en revanche pas envisageables pour les petites installations, les coûts administratifs sont en effet trop élevés. Les participations cantonales et communales sont plutôt rares et ne sont pas essentielles par rapport au montant de l'investissement initial requis.

5.2 Processus de coordination au niveau de la Confédération

L'OFEN et l'OFEV ont mis sur pied une structure commune afin d'assurer la mise en œuvre de l'article 7 de la Loi sur le CO₂. C'est le Secrétariat Compensation qui est responsable de traiter et vérifier les demandes de compensation (projets et programmes). Le Secrétariat prépare également des aides à la mise en œuvre et des formations pour les bureaux de validation.⁵²

Le fait que les requérants puissent bénéficier d'aides financières lorsqu'ils déposent un projet de compensation est reconnu et admis. Dans le document d'aide à la mise en œuvre « Projets et programmes de réduction des émissions réalisés en Suisse », il est écrit que « les contributions attendues ou accordées au titre d'aides financières selon la loi sur les subventions ainsi que les suppléments selon l'art. 15b de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie (notamment la rétribution à prix coûtant du courant injecté) doivent figurer dans la description du projet ou du programme. Les montants des contributions ainsi que leur provenance doivent être indiqués.»⁵³ L'analyse de rentabilité à fournir pour démontrer que le principe d'additionnalité est respecté doit ainsi prendre en compte les aides financières octroyées. Il s'agit de montrer que, malgré l'obtention de ces aides, le projet d'installation n'est toujours pas rentable « et qu'il ne sera pas mis en œuvre sans le produit de la vente des attestations ».

Il n'y a donc pas de problème de chevauchement entre les trois aides financières, d'une part, parce que les objectifs visés ne sont pas les mêmes, comme exposé en introduction (chap. 1.1), d'autre part, parce que le principe de transparence est respecté et que les requérants doivent déclarer ouvertement de quelles autres aides financières ils ont bénéficié. En effet, les aides à la mise en œuvre prennent largement en compte la multiplicité des prestations pécuniaires dans la répartition des effets afin d'éviter un double comptage. Il est toutefois uniquement question de la manière de calculer les effets et d'attribuer les effets à la bonne mesure. Il ressort clairement des aides à la mise en œuvre publiées par l'OFEV que l'effet des différentes mesures est à différencier. Ces principes sont respectés,

⁵² Voir le rapport « Compensation des émissions de CO₂ en Suisse » (PA 15374) pour plus de détails, disponible sur le site du CDF (www.cdf.admin.ch).

⁵³ OFEV (2017) Projets et programmes de réduction des émissions réalisées en Suisse. Un module de la Communication de l'OFEV en sa qualité d'autorité d'exécution de l'ordonnance sur le CO₂, p. 16.

comme cela a pu être prouvé par la documentation fournie par le porteur de projet (Ökostrom Schweiz) pour les regroupements de projets I et II. Dans la description du projet, les aides financières obtenues par les IBA sont par exemple détaillées, y compris la RPC et les aides cantonales ou communales. L'effet est ensuite réparti entre les différentes mesures. Chaque document (demande, monitorings, validation) est vérifié par un expert indépendant. C'est un processus long et complexe, que le CDF a examiné en 2016. Il en était ressorti que la qualité du travail des organismes privés de vérification devait être améliorée et les doublons évités. En outre, le caractère non contraignant des prescriptions de l'OFEV engendrait une différence de traitement et un surplus de travail de vérification.

Le CDF estime toutefois que le bonus agricole représente un soutien à l'agriculture, alors que la RPC est un instrument de promotion des énergies renouvelables. L'origine exacte de ce bonus agricole n'est pas claire. Il n'y a aucune trace dans les rapports explicatifs du Conseil fédéral. Il est apparu dans l'ordonnance sur l'énergie en 2009, sans base légale explicite autre que l'article 7a al. 2 LEn (en vigueur depuis le 01.01.2009). Cet article stipule que « le Conseil fédéral règle les modalités, en particulier les coûts de production par technique de production, catégorie et classe de puissance ». Était-ce suffisant pour justifier l'introduction de bonus additionnels à la rétribution de base? La formulation de l'article 22 al. 3 de la LEn entrée en vigueur en janvier 2018 est plus large : « Le Conseil fédéral édicte les dispositions d'exécution, en particulier concernant les taux de rétribution par technologie de production, par catégorie ou par classe de puissance ».

Appréciation

Il n'y a pas de problème de chevauchement entre les principaux soutiens. Les objectifs visés ne sont pas les mêmes, et les différentes parties prennent en compte l'existence des autres aides financières. En revanche, si la base légale est désormais un peu plus solide, le bonus agricole n'en reste pas moins problématique car il s'agit d'un soutien à l'agriculture qui a été introduit dans le cadre d'une mesure énergétique. Soit la rétribution de base doit être adaptée pour couvrir l'ensemble des coûts de production, comme voulu par le système de la RPC (ce qui conduirait toutefois à soutenir de manière trop importante certaines autres installations de biomasse étant donné que la rétribution de base ne s'applique pas qu'au biogaz agricole), soit la valorisation de la biomasse agricole doit être soutenue par la politique agricole dans le cadre de son budget annuel.

5.3 Loi sur les subventions

Le CDF a publié un document d'aide à la mise en œuvre de la loi pour les unités administratives.⁵⁴ Selon ce document (p. 6), la loi sur les subventions (LSu) met la priorité sur des comportements conformes aux principes d'économie, d'efficacité et d'efficacité. Cela implique que les soutiens financiers octroyés aux installations de biogaz devraient résulter en incitation poussant les allocataires à utiliser efficacement des subventions pour atteindre l'objectif visé et à en maximiser l'impact. En reprenant les objectifs visés par les trois aides financières examinées par le CDF, on peut en conclure que :

- La RPC favorise effectivement la production d'énergie renouvelable. Sans elle, aucun exploitant agricole ne se lancerait dans la production de biogaz au prix du marché ac-

⁵⁴ CDF (2017) Conseils en matière de subvention, disponible sur le site du CDF (www.cdf.admin.ch).

tuel. Les principes d'économie et d'efficacité ne sont par contre pas respectés. Enormément de moyens sont investis de manière non durable étant donné que les installations ne peuvent fonctionner sans cette aide.

- Les crédits d'investissement n'ont qu'un rôle marginal dans le cadre du biogaz agricole.
- Trois cas étudiés sur les quatre qui reçoivent des attestations de CO₂ ne seraient pas rentables sans le revenu issu de la vente de ces attestations. Cela signifie que le principe d'additionnalité est respecté pour ces installations et que l'aide financière a bien permis de réduire les émissions de méthane, telles que prévues par la loi.

Appréciation

Les principes d'économie et d'efficacité ne sont pas respectés par la RPC. 35 millions d'aide sont versés annuellement à des installations qui en dépendent au point de devoir stopper la production d'énergie une fois que l'aide arrivera à son terme. La RPC prévoyait à l'origine de diminuer progressivement la rétribution. Or cela n'est jamais arrivé à part pour le photovoltaïque, et a peu de chance de se produire pour le biogaz agricole.

5.4 Une coordination informelle dans les cantons

Les cantons sont des partenaires essentiels dans la mise en œuvre des politiques fédérales et le soutien aux IBA. Il y a peu de coordination institutionnalisée dans les cantons. Les services de l'énergie, de l'environnement ou de l'agriculture sont souvent situés dans les mêmes départements ce qui raccourci les voies de communication. Les échanges ont surtout lieu en matière de permis de construire et de crédit d'investissement, le second étant dépendant du premier.

De manière générale, l'attention est surtout portée sur le respect des prescriptions en matière d'aménagement du territoire. Dans le canton de Fribourg par exemple, les exigences de l'ordonnance sur l'aménagement du territoire ont été précisées dans une directive conjointe à plusieurs Directions. Trois critères doivent être vérifiés :

- La limite de la puissance électrique (300 kW) par le service de l'énergie
- L'utilisation de la chaleur par le service de l'énergie et
- La provenance du capital investi par le service de l'agriculture.

Les aides financières sont en général connues et explicites. Il n'y a donc pas de coordination spécifique à ce niveau-là. Il existe d'ailleurs peu d'aides spécifiquement cantonales. A part les crédits d'investissement, seul le canton d'Obwald a donné une aide ponctuelle à la seule installation de biogaz du canton dans le cadre des améliorations structurelles, car il y avait un intérêt public clair (valorisation des déchets verts du canton). Une petite aide pour la phase de développement du projet a également été versée dans le cadre du développement régional, mais c'est tout à fait marginal (34 000 francs pour un investissement de 2.8 millions de francs). Le canton de Berne a une aide financière pour soutenir les réseaux de chaleur (réduction des émissions de CO₂).⁵⁵ Les installations de biomasse de plus de 70 kW pourraient en bénéficier, mais aucune n'en a fait la demande jusqu'ici.

⁵⁵ Le canton de Fribourg a également une subvention pour les réseaux de chaleur mais elle est destinée aux utilisateurs du réseau, non au fournisseur.

A noter que la compétence des services cantonaux s'arrête en général une fois le permis de construire délivré et l'installation construite. Un des seuls contacts qui perdure porte sur les déchets qui sont traités dans les installations de biogaz (cosubstrats), relativement à l'ordonnance sur les déchets. Seul le canton d'Obwald est informé annuellement du bon fonctionnement économique de l'installation en raison de la garantie qu'il a apporté à cette installation. Il a donc un intérêt direct à s'assurer de sa bonne santé financière.

Les services contactés n'étaient pas au fait de la possibilité pour les installations de biogaz d'obtenir des attestations de CO₂. A part le canton d'Obwald, qui a renoncé cette année à faire valoir ses droits sur les attestations de CO₂ au profit de l'installation de biogaz, droits qui lui revenaient en vertu de l'aide financière versée.

La question de la rentabilité des installations semble être débattue dans certains cantons. Dans sa stratégie cantonale sur le biogaz,⁵⁶ le canton du Lucerne a par exemple explicité que les petites installations de type A (qui n'utilisent pas de cosubstrats) ne seraient pas encouragées dans les conditions actuelles en raison d'une trop faible rentabilité. Si un bonus spécifique pour l'utilisation exclusive d'engrais de ferme devait être introduit dans la RPC, la stratégie serait toutefois à revoir. Le canton explicite également qu'une analyse de rentabilité n'est pas exigée pour obtenir une autorisation de construire. La viabilité du projet est toutefois considérée pour délivrer le permis de construire, en respect de l'article 34 al. 4 let. c de la loi sur l'aménagement du territoire (LAT) qui stipule qu'une autorisation ne peut être délivrée que s'il est prévisible que l'exploitation pourra subsister à long terme. Au final, cela relève de la responsabilité de l'entrepreneur de savoir s'il veut prendre le risque de faire un tel investissement.

Appréciation

La coordination semble fonctionner au niveau cantonal, même si elle est plutôt informelle. Seul un canton a publié une stratégie spécifique au biogaz agricole. Pour les autres, ce type d'installation semble plus marginal. Le cas d'Obwald est particulier. L'unique installation du canton revêt un intérêt stratégique et cela a en quelque sorte justifié le nombre plus grand de soutiens financiers. Dans la plupart des cas, la rentabilité des installations n'est pas centrale. Ce sont surtout le respect des prescriptions fédérales et cantonales en matière d'aménagement du territoire qui sont au cœur de l'attention.

⁵⁶ Strategie Biogasanlagen im Kanton Luzern vom 28. April 2010.

6 Perspective à long terme

6.1 Les installations de biogaz agricole en Suisse

Dans les chapitres précédents, sept IBA ont été présentées et analysées. Le présent chapitre vise à élargir la perspective aux IBA actuelles et futures.

Les IBA ont produit environ 100 GWh en 2016.⁵⁷ A titre de comparaison, un ménage moyen consomme entre 3000 et 4000 kWh en une année.⁵⁸ Le biogaz agricole couvre donc les besoins d'environ 20 000 ménages. Seule une installation injectait du gaz dans le réseau. Les installations sont assez disparates en termes de puissance. La plus faible installation a une puissance installée de 16 kW et la plus puissante de 783 kW. La puissance installée médiane est de 185 kW. La plus petite produite donc environ 70 000 kWh par année et la plus grande 3 GWh.

Dans la population des 77 IBA, le tarif minimum (avec 1-2 bonus) observé était de 39 ct./kWh en 2016 et le maximum de 48.5 ct./kWh. La médiane se situe à 45 centimes par kWh. La rétribution annuelle la plus basse a été de 6100 francs en 2016, la plus haute de 1,7 millions de francs. La médiane se situe à 440 000 francs.

Appréciation

L'échantillon des sept installations étudiées par le CDF est globalement représentatif de l'ensemble des IBA en Suisse en termes de production électrique. Les installations de l'échantillon ont produit le dixième de la production totale de biogaz agricole suisse.

6.2 Comparaison des différentes technologies

Les figures suivantes illustrent la relation entre la quantité d'électricité produite et le montant de la rétribution RPC. On voit que la réglementation a prévu de rétribuer davantage les petites installations. La figure 3 présente toutes les technologies renouvelables. On observe également une différence importante entre les tarifs accordés aux différentes technologies. Il est clair que le biogaz agricole est la technologie la plus chère, à l'exception des installations photovoltaïques qui percevaient au départ un tarif beaucoup plus généreux (entre 70 et 90 ct./kWh). Les installations solaires les plus récentes reçoivent plutôt un tarif autour de 20 centimes le kWh.

⁵⁷ Selon la liste RPC, les 77 IBA qui touchent le bonus agricole ont produit 96 GWh et selon Ökostrom Schweiz, les 90 installations qu'ils ont recensées ont produit 120 GWh d'électricité et autant de chaleur en 2016.

⁵⁸ <https://www.energie-environnement.ch/electricite/l-electricite-du-menage>.

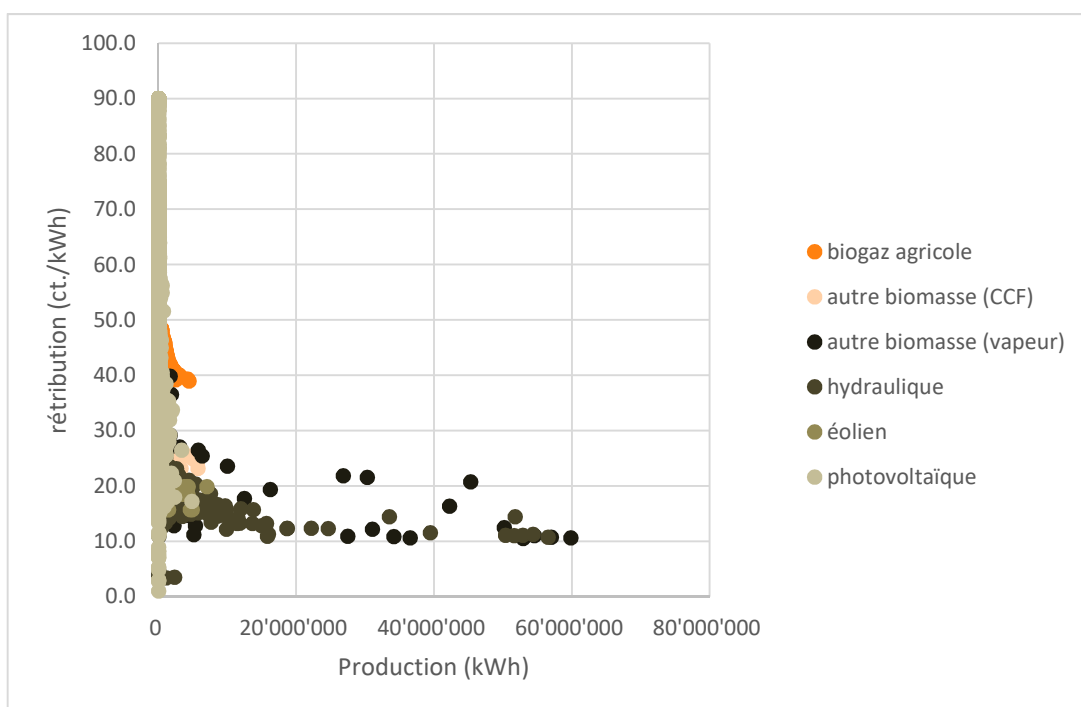


Figure 3 : Lien entre rétribution (en centimes par kWh) et quantité d'électricité produite de source renouvelable. Source : Swissgrid. Illustration : CDF.

Il ressort également que la contribution du biogaz agricole à la production d'électricité renouvelable en Suisse est faible. Sur 2541 GWh produits en 2016 par des technologies renouvelables, l'éolien a contribué à 74 GWh (2.9 %), le biogaz agricole à 96 GWh (3.8 %), le photovoltaïque a contribué à 450 GWh (17.7 %), la combustion de déchets et de boues à 705 GWh (27.7 %), et l'hydraulique à 1167 GWh (45.9 %). Les autres installations de biogaz (non agricole) ont produit 49 GWh, soit l'équivalent de 1.9 %.

Energie renouvelable	Rétribution en 2016 [CHF]	ct./kWh	GWh	Part [%]
biogaz agricole	40 800 000	42.18	96	3.8
photovoltaïque	16 400 000	34.26	450	17.7
autre biogaz (CCF)	12 300 000	25.37	49	1.9
éolienne	27 600 000	18.73	74	2.9
hydraulique	177 500 000	15.21	1167	45.9
biomasse (vapeur, incinération)	220 000 000	14.93	705	27.7
Total	494'600'000		2541	100

Tableau 13 : Contribution des différentes technologies à la production électrique suisse et coût moyen pondéré (somme [production en 2016 *rétribution en 2016]/production annuelle totale par technologie). Source : Swissgrid. Illustration : CDF.

La figure 4 présente la relation entre le nombre d'installations par technologie, le tarif moyen et la contribution de cette technologie à la production électrique totale.

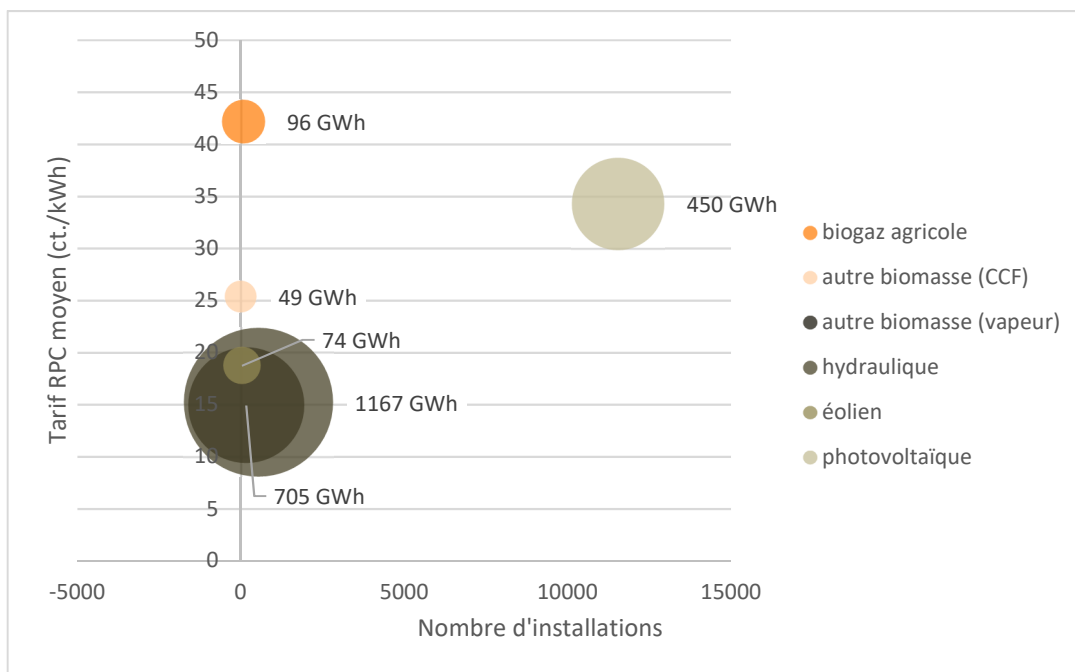


Figure 4 : Lien entre contribution des différentes technologies à la production électrique, nombre d'installations et tarif moyen. Le tarif moyen prend en compte la production et le tarif de chaque installation par catégorie. Source : Swissgrid. Illustration : CDF.

Non seulement le tarif de rétribution des autres technologies est plus bas mais les coûts d'exploitation sont également largement inférieurs au biogaz agricole. Ils sont de l'ordre de 5-10 % pour le photovoltaïque, de 10-15 % pour l'éolien et de 20-30 % pour la petite hydraulique.⁵⁹ La charge de travail requise pour l'exploitation de biogaz agricole est également une réalité dans les pays voisins. Les coûts diminuent légèrement avec l'augmentation de la puissance, comme observé dans les études de cas menées par le CDF.

Si l'on considère la production électrique totale en Suisse,⁶⁰ l'hydroélectrique représente 59 %, le nucléaire 33 % et le reste, composé d'énergies thermiques et renouvelables, 8 %. De ces 8 %, 3 % sont issus des centrales thermiques classiques et centrales chaleur-force (non renouvelable), 2 % des centrales thermiques classiques et centrales chaleur-force (renouvelable) et 3 % d'énergies renouvelables diverses. Le biogaz agricole représente donc 0.24 % de la production électrique suisse.

⁵⁹ Entretien expert.

⁶⁰ OFEN: 2016. Statistique suisse de l'électricité.

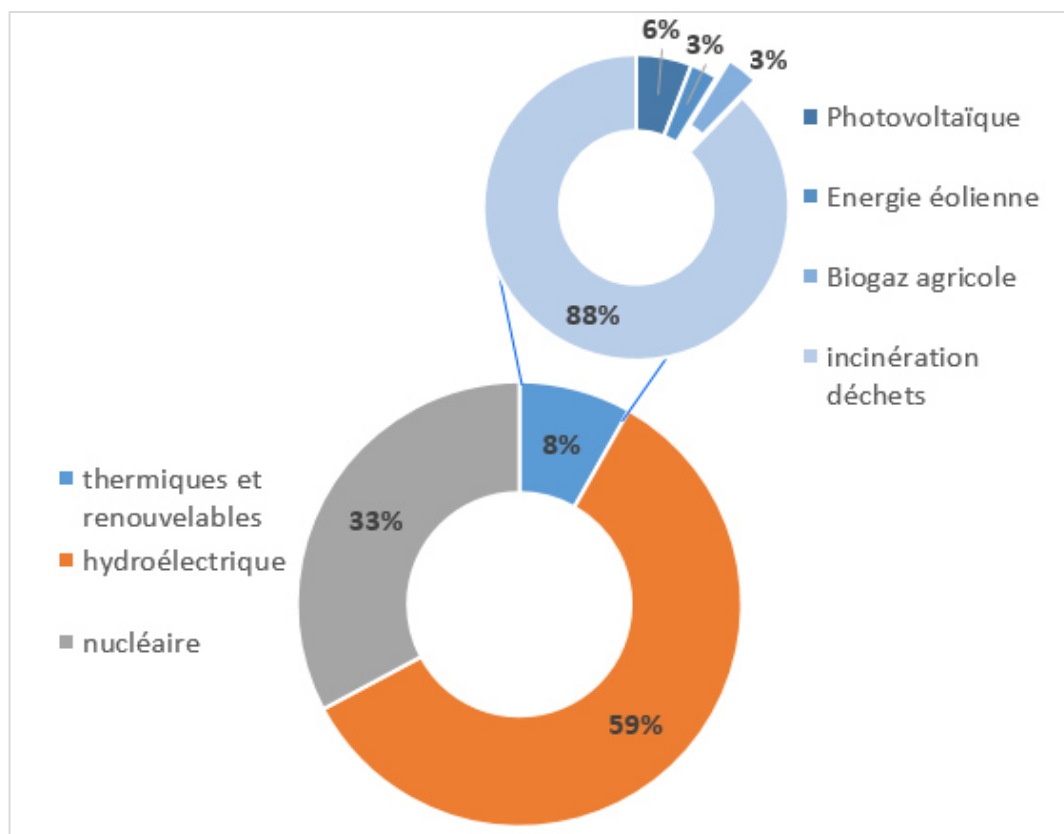


Figure 5 : Part du biogaz agricole dans la production d'électricité totale en Suisse. Source : statistique suisse de l'électricité (OFEN: 2016). Illustration : CDF.

6.3 Un potentiel de développement faible

Le 30 septembre 2016, le Parlement a révisé la loi sur l'énergie. Cette dernière impose d'augmenter la production d'électricité provenant d'énergies renouvelables (sans l'énergie hydraulique) d'au moins 11 400 GWh d'ici 2035. Il faudra donc multiplier la production issue d'énergies renouvelables par huit.

D'autre part, pour ne pas dépasser les 2°C de réchauffement climatique d'ici à 2050, il faudra réduire de 80 % les émissions de CO₂. Pour cela il faudra produire la totalité de l'énergie par le biais de sources renouvelables (y compris hydraulique). Il est vraisemblable que la production d'énergie issue de la biomasse sera encore développée à l'avenir. Avec l'acceptation par le peuple du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 le 21 mai 2017, la RPC est en effet reconduite sous une autre forme et l'augmentation du supplément perçu sur le réseau augmente de 480 millions de francs la somme annuelle disponible.

Selon un rapport du Conseil fédéral (2012) sur le potentiel des énergies renouvelables dans la production d'électricité, la biomasse est un atout pour la sécurité d'approvisionnement, pour les efforts en faveur des objectifs énergétiques et climatiques de la Suisse ainsi que pour la création de valeur au niveau régional. Elle se distingue également par la variété des formes d'énergie qui en découlent (électricité, chaleur, carburant) et par les synergies possibles (avec l'agriculture ou avec l'élimination des déchets, p.ex.). Cependant, les potentiels indigènes d'utilisation énergétique de la biomasse sont limités. La faible densité énergétique de l'engrais représente un défi pour son utilisation énergétique. Pour bénéficier d'une

exploitation économique, les installations nécessitent la plupart du temps des cosubstrats riches en énergie dont la disponibilité n'est pas garantie en quantités suffisantes et à une distance raisonnable.⁶¹

Selon un rapport sur le potentiel du mini biogaz, on peut s'attendre à atteindre une production supplémentaire de 245 GWh par an d'ici 2030.⁶² Selon Ökostrom Schweiz, on peut même espérer produire dix fois la quantité actuelle, et atteindre entre 1200 GWh et 1400GWh d'électricité (ce qui correspond à env. 2.5 % de la consommation actuelle) et autant de chaleur. Ce qui permettrait aussi d'économiser dix fois la quantité actuelle de CO₂ pour atteindre 400 000 tonnes.⁶³

D'ailleurs, un nouveau programme de réduction des émissions a été transmis à l'OFEV, il concerne une cinquantaine d'installations de biogaz. Une trentaine sont déjà sur la liste d'attente. Pour autant qu'elles obtiennent la RPC, elles seront vraisemblablement construites. Les 20 autres installations risquent de ne pas obtenir la RPC (le fonds est limité). Toutes ces installations sont de taille variable (entre 25 kW et 500 kW de puissance installée). On peut donc partir du principe qu'une trentaine d'installations supplémentaires seront construites ces prochaines années. Et d'ici 2030, ce chiffre pourrait aller jusqu'à 100 pour autant qu'une solution similaire à la RPC soit introduite après 2020.⁶⁴

Une étude récente de l'Institut fédéral de recherches sur la forêt, la neige et le paysage (WSL)⁶⁵ confirmait que la quantité d'énergie durable obtenue à partir de la biomasse pourrait être deux fois supérieure à ce qu'elle est aujourd'hui. Sur les environ 12 200 GWh supplémentaires qui pourraient être exploités durablement, la majorité proviendrait de l'agriculture.

Appréciation

Le biogaz agricole coûte cher et le potentiel de développement réel est limité, surtout en raison du marché des substrats qui est saturé, de la topographie et des règles en vigueur qui ne permettent pas les très grandes exploitations comme en Allemagne. Le biogaz agricole pourrait peut-être doubler mais ne représentera toujours qu'une part extrêmement marginale de la production électrique suisse (0.5 %).

6.4 Peu de possibilités de réduire les coûts de revient

Les coûts ne diminuent pas avec le développement de la technologie, comme pour d'autres énergies renouvelables (par exemple le photovoltaïque). Comme les études de cas l'ont montré, les coûts sont de nature opérationnelle, plutôt que technique, c'est donc plus difficile de les réduire. Il est intéressant de noter que cet aspect était connu dès l'introduction de la RPC. Dans le rapport explicatif accompagnant la révision de l'ordonnance sur l'énergie de 2007, il était déjà clair que la rétribution ne pourrait pas être baissée graduellement,

⁶¹ Conseil Fédéral (2012) Potentiel des énergies renouvelables dans la production d'électricité, p. 11.

⁶² OFEN (2014) Mini biogaz. Le nombre de 245 GWh est calculé en utilisant le 1/18^e du potentiel de 4409 GWh par an (transformation en biogaz de la totalité des substrats – env. 21-23 millions de tonnes).

⁶³ En considérant tous les projets de compensation soutenus par la coopérative.

⁶⁴ Information d'Ökostrom Schweiz.

⁶⁵ WSL (2017) Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung.

comme prévu pour le photovoltaïque. Au contraire, il est écrit, que les coûts des substrats devraient augmenter avec le nombre d'installations.⁶⁶

Toutefois, certaines pistes semblent se dégager. Certains exploitants investissent dans une deuxième cuve à fermentation, afin de prolonger la durée du processus de méthanisation et augmenter ainsi le rendement (emploi de matières plus fibreuses comme le lisier de cheval). Le type de cosubstrats joue également un rôle, certains étant énergétiquement plus intéressants que d'autres. Mais tout cela n'aura qu'une influence minimale en comparaison avec les autres technologies, car la charge de travail reste élevée. Il existe peut-être des pistes à explorer pour améliorer la productivité. Comme démontré dans le chapitre 2.2, le taux de productivité est relativement bas pour la moitié des installations étudiées par le CDF. La taille de l'installation joue également un rôle. L'audit a montré que les grandes installations sont plus rentables. Afin de favoriser la construction de grandes installations, il pourrait s'avérer nécessaire de revoir la limite géographique prévue dans la loi sur l'aménagement du territoire de 15 km pour les substrats agricoles et 50 km pour les cosubstrats (Art. 16a, al. 1bis, LAT et art. 34a, al. 3, OAT). Pour cela, il faudra naturellement comparer les avantages et inconvénients liés à une telle mesure (émissions de CO₂, nuisances sonores et olfactives etc.).

Appréciation

Le présent audit montre à quel point les installations de biogaz agricole sont dépendantes des aides financières et ont, également, de faibles perspectives de diminution des coûts. Cela était clair dès l'introduction de la RPC et l'expérience l'a confirmé. Même à la fin de la RPC, il n'est pas sûr que les installations puissent continuer à fonctionner. Par contre, d'autres technologies ont vu entre-temps leur efficacité se renforcer.

Chaque énergie renouvelable a des avantages et des inconvénients en termes d'approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement (art. 1 al. 1 de la loi sur l'énergie). Tel qu'il est conçu actuellement, le bonus agricole correspond mal au but de la politique énergétique visant à contribuer à un approvisionnement énergétique économique. La valeur monétaire des avantages, telles que la capacité de stockage, la flexibilité de la production, et la protection de l'environnement n'est pour l'instant pas connue mais ces avantages ne doivent pas être rémunérés davantage que leur valeur réelle. Le CDF estime qu'il ne faut pas soutenir le biogaz agricole à n'importe quel prix, étant donné que les moyens sont limités. Tout centime alloué au soutien d'une énergie renouvelable n'est plus disponible pour soutenir une autre énergie.

Il est important de bien séparer les avantages liés à la production d'électricité par rapport aux autres avantages de la méthanisation d'engrais de ferme. Les avantages qui n'ont rien à voir avec la politique énergétique ne devraient pas être financés par cette dernière. Par ailleurs, le CDF estime que la priorité doit être octroyée à la production d'électricité, de manière à éviter que les autres avantages rémunérés dans le cadre de la loi sur l'énergie réduisent le potentiel de production énergétique.

⁶⁶ OFEN (2007) Modifications de l'ordonnance sur l'énergie. Rapport explicatif concernant le projet mis en consultation du 27 juin 2007, p. 23.

Recommandation 1 (Priorité 1)

Au cas où un soutien au biogaz agricole serait à nouveau envisagé dans le cadre de la stratégie énergétique 2050, le CDF recommande à l'OFEN de ne financer que les aspects directement liés à la politique énergétique et de donner la préférence aux énergies renouvelables qui contribuent le mieux à l'atteinte des objectifs de la politique énergétique.

Prise de position des audités

Le soutien actuel à la production d'électricité par des installations de biogaz agricoles est entièrement conforme à la législation actuellement en vigueur comme constaté par le CDF dans le cadre de son audit. La loi sur l'énergie ne met pas en opposition les différentes énergies renouvelables et recommandent de les soutenir dans le cadre du système de rétribution de l'injection RPC. Dans ce cadre, seule l'électricité produite est rétribuée, aucune autre prestation. A partir du 1er janvier 2023, aucune nouvelle installation ne pourra intégrer le système de rétribution de l'injection.

7 Conclusions

7.1 Appréciation générale

Il ressort de l'examen de la rentabilité des études de cas et de la comparaison avec les modèles préexistants que les installations modèles utilisées par l'OFEN pour déterminer le tarif RPC correspondent globalement à la réalité. Le CDF n'a pas constaté de problème systémique ou de gain exagéré. Cinq installations sur les sept étudiées sont rentables (entre 15 000 francs et 100 000 francs de bénéfice annuel attendu avec un tarif horaire de 44 francs).

Le CDF s'étonne toutefois du niveau de dépendance des IBA à la RPC (en moyenne 69 % des recettes sont issues de la RPC). Cette dernière n'est donc pas une aide durable, puisqu'elle ne permet pas d'assurer la production d'énergie par le biogaz agricole à long terme. Cela est dû aux coûts d'exploitation élevés qui sont difficilement compressibles et qui restent stables durant toute la durée de vie de l'installation.

7.2 Réponse aux questions de l'évaluation

Question 1 : Dans quelle mesure des cumuls sont-ils possibles entre les différents soutiens financiers alloués aux IBA et quelle leçon tirer d'exemples internationaux ?

Réponse : des cumuls sont largement observés dans la population entre la RPC, les attestations de CO₂ et les crédits d'investissements, ce qui n'est pas problématique en soi car aucun gain exagéré n'a été observé.

Les exemples internationaux nous apprennent que les mêmes problèmes se posent en lien avec la RPC (dépendance des installations à la RPC). L'Allemagne et l'Autriche n'ont pas de solution particulièrement intéressantes dont pourrait s'inspirer la Suisse pour améliorer la coordination entre les aides financières et par là-même réduire les risques liés aux doublons.

Question 2 : Les principes de coordination entre les textes légaux selon la loi sur les subventions sont-ils appliqués ?

Réponse : en partie seulement. Il y a bien une coordination étroite entre l'OFEV et l'OFEN pour la mise en œuvre des projets de compensation, mais les principes de la loi sur les subventions ne sont pas totalement respectés. La RPC représente des sommes élevées, sur 20 ans, pour un résultat relativement faible en termes d'atteinte des objectifs. Avec 35 millions de francs annuels, seule une centaine de GWh d'électricité est produite alors que le double aurait pu être produit par d'autres énergies renouvelables.

Question 3 : Le cumul de soutiens financiers engendre-t-il des doublons problématiques ?

Réponse : non car les objectifs des aides sont différents. Les crédits d'investissement visent une amélioration du revenu de l'exploitant, but qui n'est pas toujours atteint. La RPC vise à encourager la production d'énergie de sources renouvelables. Et les attestations de CO₂ visent à encourager la diminution des émissions de méthane. Il y a toutefois un problème interne à la RPC : le bonus agricole représente une subvention à l'agriculture dans le cadre d'une mesure de politique énergétique. Ce soutien représente 14 millions de francs qui sont versés chaque année aux agriculteurs par ce biais. Il serait plus adéquat que les acteurs

qui tirent un avantage du biogaz agricole participent à son financement, plutôt qu'un financement croisé tel qu'actuellement.

Question 4 : Dans quelle mesure les propriétaires d'IBA cumulent-ils les aides financières ?

Réponse : dans une large mesure en ce qui concerne les études de cas. Six cas sur sept avaient obtenu un crédit d'investissement, quatre sur sept avaient des attestations de CO₂, et certaines installations avaient également reçu un soutien cantonal, communal et/ou privé. Toutefois, l'échantillon a été choisi afin d'étudier des cas qui cumulent les aides. L'image n'est pas exactement la même dans la population plus large des IBA en Suisse où 26 installations seulement figurant sur la liste pour obtenir un crédit d'investissement ont également obtenu la RPC. Et une vingtaine de projets sont concernés par les attestations de CO₂.

Question 5 : Quels effets résultent du cumul de plusieurs aides financières (ex : bénéfice exagéré, non-respect du principe d'additionnalité, effet d'aubaine) ?

Réponse : le CDF n'a pas observé de gains exagérés. Une installation s'en sort vraiment bien en termes de rendement du capital investi (capitaux propres et étrangers). Elle obtient un score de plus de 8 % de rendement et devrait retirer un bénéfice de plus d'un million après 20 ans, pour un investissement initial de 800 000 francs. Trois autres installations devraient retirer entre 1.4 et 2 millions de francs de bénéfice après vingt ans. Cela représente toutefois un rendement moindre par rapport au capital investi (entre 1.5 % et 4.9 %). De manière générale, les installations sont toutefois beaucoup trop dépendantes des aides financières. Elles sont parfois même déficitaires malgré ces aides. Seul un cas d'effet d'aubaine a été observé en ce qui concerne les crédits d'investissements (IBA 6) et un cas d'éventuel non-respect du principe d'additionnalité (IBA 7).

7.3 Mesures déjà mises en œuvre dans l'intervalle

Principaux changements intervenus entre la période de révision et la publication du rapport :

- Révision de la loi sur l'énergie (LEne, RS 730.0) adoptée le 30 septembre 2016 par le parlement, puis le 21 mai 2017 par le peuple et entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018.⁶⁷
- Révision de l'Ordonnance sur l'énergie (OEnE, RS 730.01) du 1^{er} novembre 2017, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018.
- Nouvelle Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER, RS 730.03) du 1^{er} novembre 2017, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018.

⁶⁷ Chronologie détaillée disponible sur le site de l'OFEN : http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/index.html?lang=fr&dossier_id=06603 et modifications d'autres actes énumérées dans le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 et à l'initiative « sortir du nucléaire » du 4 septembre 2013 (n° d'objet 13.074).

Annexe 1: Bases légales

Textes législatifs

Loi sur l'énergie (LEne) du 26 juin 1998, RS 730.0

Loi sur l'agriculture (LAgr) du 29 avril 1998, RS 910.1

Loi fédérale sur la réduction des émissions de CO₂ (Loi sur le CO₂) du 23 décembre 2011, RS 641.71

Ordonnance sur l'énergie (OEne) du 7 décembre 1998, RS 730.01

Ordonnance sur les améliorations structurelles (Ordonnance sur les améliorations structurelles, OAS) du 7 décembre 1998, RS 913.1

Ordonnance de l'OFAG sur les aides à l'investissement et les mesures d'accompagnement social dans l'agriculture (OIMAS) du 26 novembre 2003, RS 913.211

Ordonnance sur l'aménagement du territoire (OAT) du 28 juin 2000, RS 700.1

Interventions parlementaires

13.3141 - Exploiter le potentiel de la production suisse de biogaz. Motion déposée par Markus Hausammann, Conseil national, 20.03.2013

11.4020 - Pour une utilisation adéquate des résidus de la transformation de la biomasse et contre la prohibition de technologies. Motion déposée par Ruedi Lustenberger, Conseil national, 30.09.2011

Messages

Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 et à l'initiative « sortir du nucléaire » du 4 septembre 2013 (13.074).

Annexe 2: Abréviations

CCF	Couplage chaleur-force
CDF	Contrôle fédéral des finances
CMPC	Coût moyen pondéré du capital (en anglais : WACC)
GWh	Gigawattheure
Fondation KLIK	Fondation pour la protection du climat et la compensation de CO ₂
kWh	Kilowattheure
IBA	Installation de biogaz agricole
IRR	Internal rate of return (en français : taux de rentabilité interne)
NPV	Net present value (en français : valeur actuelle nette)
OFAG	Office fédéral de l'agriculture
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OFEV	Office fédéral de l'environnement
ÖS	Ökostrom Schweiz
RPC	Rétribution à prix coûtant du courant injecté
WACC	Weighted average cost of capital (en français: CMPC)

Annexe 3: Glossaire

Additionalité	Principe selon lequel des attestations ne sont délivrées que pour des réductions d'émissions obtenues pour des projets ou des programmes qui n'auraient pas été réalisés sans le produit de la vente des attestations. C'est en particulier le cas lorsque le projet ou le programme n'est rentable que grâce à la vente des attestations et qu'il prévoit des mesures allant au-delà de l'évolution de référence. Cette exigence vaut pour tous les projets et programmes de réduction des émissions menés en Suisse (y compris les projets autoréalisés).
Biogaz	<p>Le biogaz est le produit de la fermentation anaérobie (en l'absence d'oxygène) de matières organiques. Il est constitué essentiellement de méthane (50 à 80 % vol.) et de gaz carbonique (CO₂, 20 à 50 % vol.) et contient en général des traces d'hydrogène sulfuré, d'ammoniac, d'azote, d'hydrogène et d'oxygène.</p> <p>Le biogaz est destiné principalement à alimenter des moteurs à combustion qui entraînent un générateur d'électricité. Il peut aussi avoir des utilisations exclusivement thermiques avec des brûleurs et chaudières appropriés, servir de carburant pour des véhicules à moteur, ou encore être injecté dans le réseau de gaz naturel.</p>
Couplage chaleur-force	Le couplage chaleur-force (CCF) désigne un chauffage qui produit du courant ou alors une centrale électrique qui fournit également de la chaleur.
Digestat	Le digestat est le produit de la méthanisation appropriée (anaérobie) de matériel végétal, animal ou microbien
Digesteur / fermenteur	Partie de l'installation favorisant la formation de biogaz par une combinaison adéquate de chauffage et de brassage.
Engrais de ferme	Par engrais de ferme, on entend lisier, fumier, produits issus de la séparation du purin, coulage du tas de fumier et des silos et autres résidus provenant de la garde d'animaux ou de la production végétale de la propre exploitation agricole ou d'autres exploitations ainsi que 20 % au plus de matières d'origine non agricole, sous une forme traitée ou non traitée 119. Un engrais de ferme contenant plus de 20 % de matières d'origine non agricole entre dans la catégorie des engrais de recyclage (p. ex. digestat).

Équivalents CO₂
(éq.-CO₂)

Unité utilisée comme base de mesure uniforme qui met en relation le potentiel de réchauffement global d'un gaz à effet de serre avec l'effet du dioxyde de carbone (CO₂) sur le climat. Elle prend en compte le fait que les différents gaz à effet de serre contribuent plus ou moins fortement au réchauffement climatique. Le méthane, par exemple, correspond à 25 éq.-CO₂ ; en d'autres termes, l'impact climatique d'une tonne de méthane est égal à celui de 25 tonnes de CO₂.

Lisier méthanisé

Par lisier méthanisé, on entend l'ensemble du substrat après méthanisation de matières d'origine agricole incluant 20 % au maximum de matières d'origine non agricole (par rapport à la matière fraîche). Après séparation mécanique, on obtient du lisier méthanisé séparé (phase liquide) et du fumier méthanisé (phase solide). Tous ces produits méthanisés sont des engrais de ferme.

Sources :

OFEV/OFAG (2016) Installations de méthanisation dans l'agriculture. Un module de l'aide à l'exécution pour la protection de l'environnement dans l'agriculture.

OFEV (2018) Projets et programmes de réduction des émissions réalisés en Suisse. Un module de la Communication de l'OFEV en sa qualité d'autorité d'exécution de l'ordonnance sur le CO₂. 4e édition actualisée.

Priorités des recommandations

Le Contrôle fédéral des finances priorise ses recommandations sur la base de risques définis (1 = élevés, 2 = moyens, 3 = faibles). Comme risques, on peut citer par exemple les cas de projets non-rentables, d'infractions contre la légalité ou la régularité, de responsabilité et de dommages de réputation. Les effets et la probabilité de survenance sont ainsi considérés. Cette appréciation se fonde sur les objets d'audit spécifiques (relatif) et non sur l'importance pour l'ensemble de l'administration fédérale (absolu).

Annexe 4: Bibliographie

CDF (2017) Conseils en matière de subvention.

CDF (2016) Prüfung der CO₂-Kompensation in der Schweiz. Audit n° 15374.

Conseil fédéral (2012) Potentiel des énergies renouvelables dans la production d'électricité. Rapport du Conseil fédéral à l'attention de l'Assemblée fédérale, selon l'art. 28b, al. 2, de la loi sur l'énergie).

Conseil fédéral (2015) Marché international du biogaz utilisé comme combustible. Rapport du Conseil fédéral en exécution du postulat 13.3004 de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (CEATE-N) du 8 janvier 2013.

Conseil fédéral (2016) Incidences fiscales liées au soutien des énergies renouvelables. Optimisation. Rapport du Conseil fédéral donnant suite au postulat 11.3561 Bourgeois du 15 juin 2011.

Dunst und Pilch (2016) Dem Biogaz geht die Luft aus. 19.02.2016. www.kleinezeitung.at

EFK (2016) Prüfung der CO₂-Kompensation in der Schweiz. Prüfauftrag 15374.

Fidagri. Association fiduciaire agricole suisses (2017) Valeurs indicatives 2017 pour la comptabilité agricole.

FNR (2016) Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. Fachagentur Nachhaltige Rohstoffe e. V. Siebte Auflage.

Kanton Luzern (2013) Strategie Biogasanlagen im Kanton Luzern.

OFEN (2010) Stratégie pour l'utilisation énergétique de la biomasse en Suisse.

OFEN (2014) Mini Biogaz. Développement de petites unités de biogaz en agriculture.

OFEN (2016) Statistique suisse des énergies renouvelables.

OFEN (2016) Directive relative à la rétribution du courant injecté à prix coûtant, Art. 7a LEn, Biomasse, appendice 1.5 OEn. Version du 01.01.2016.

OFEN (2017) Directive relative à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), art, 7a, LEn, partie générale.

OFEN (2016) Vérification des coûts de production et des taux de rétribution des installations RPC.

OFEV/OFEN (2008) Protection du climat : projets menés en Suisse. Directives d'exécution relatives aux mesures de compensation Communication de l'OFEV et de l'OFEN en leur qualité d'autorités d'exécution.

OFEV (2015) Installations de méthanisation dans l'agriculture. Un module de l'aide à l'exécution pour la protection de l'environnement dans l'agriculture.

OFEV (2017) Projets et programmes de réduction des émissions réalisés en Suisse. Un module de la Communication de l'OFEV en sa qualité d'autorité d'exécution de l'ordonnance sur le CO₂. Troisième édition.

Ökostrom Schweiz (2015) Rapport final : benchmarking du biogaz 2015.

Ökostrom Schweiz (2017) Methode zur Quantifizierung von Methanemissionsreduktionen durch landwirtschaftliche Biogasanlagen. Frauenfeld.

Annexe 5: Interlocuteurs et personnes interrogées

Anspach Victor, Genossenschaft Ökostrom Schweiz, Bereichsleiter Marktentwicklung und Politik

Bader Joel, Etat de Fribourg, Service de l'agriculture, Collaborateur technique diplômé

Boschung Serge, Etat de Fribourg, Service de l'énergie, Chef de service

Buchs Mathieu, Office fédéral de l'énergie, Section Energies renouvelables, Spécialiste Energies renouvelables

Burkhard René, Swissgrid, Renewables & Disclosure Services, Erneuerbare Energien und Herkunftsnachweise, Leiter

Falconi Lauro, Kanton Obwalden, Dienststelle Strukturverbesserungen und Bodenrecht, Leiter

Fleury Johnny, Office fédéral de l'agriculture, Secteur Développement des exploitations, Responsable suppléant

Hungerbühler Ivan, Etat de Fribourg, Aménagement du territoire, Permis de construire, collaborateur

Koller Peter, Kanton Luzern, Dienststelle Landwirtschaft und Wald, Teamleiter

Liesch Bruno, INES Energieplanung, Geschäftsleiter

Marti Dorrit, Office fédéral de l'environnement, Section politique climatique, collaboratrice scientifique

Oesch Hans, Bernische Stiftung für Agrarkredite (BAK), Geschäftsführer

Zehnder Barbara, Kanton Bern, Amt für Umweltkoordination und Energie (AUE), Abteilung Energie, Stv. Abteilungsleiterin

Annexe 6 : Modules méthodologiques

Module 1: Analyse de documents

Une analyse documentaire approfondie a permis de comprendre le contexte du projet, de soutenir une grande partie des informations figurant dans le rapport et de faire le lien entre les différents modules. L'analyse documentaire a porté sur les bases légales, sur les modèles de calculs ainsi que sur les documents explicatifs et aides à la mise en œuvre des différentes aides financières. Voir annexe 7 pour le détail des modèles de calcul.

Module 2: Entretiens

Des entretiens (téléphoniques) ont été menés avec divers collaborateurs de l'administration fédérale et cantonales, des spécialistes externes et d'autres personnes concernées, en général sur la base d'un canevas d'entretien (liste: voir annexe 5). Ces entretiens ont permis d'obtenir les informations nécessaires, d'approfondir certains aspects spécifiques et de vérifier et de garantir la qualité des résultats obtenus. Ils ont également été une source d'information essentielle pour les études de cas.

Module 3: Etudes de cas

Le but des études de cas était d'identifier les effets du cumul d'aides financières à l'aide de cas concrets ainsi que de calculer la rentabilité de chacune des installations sélectionnées. Les coûts et le rendement des installations ont été comparés avec le modèle de calcul de la RPC ainsi qu'avec le modèle permettant d'obtenir des attestations de CO₂, afin d'identifier d'éventuelles divergences. Un échantillon d'installations de biogaz a été sélectionné à partir de la liste des 77 installations, selon les critères suivants :

- Obtention de la RPC avec le bonus agricole
- Obtention de certificats CO₂, d'un crédit d'investissement ou les deux
- Mise en service avant 2014
- Canton avec plus de trois IBA concernées⁶⁸
- Critère géographique.

L'échantillon est composé de sept installations de petite, moyenne et grande taille. Les études de cas ont été réalisées dans quatre cantons : Berne, Lucerne, Fribourg et Obwald.

⁶⁸ A l'exception du canton d'Obwald. Dans ce canton, l'installation sélectionnée était la seule, selon les informations dont le CDF disposait au moment du choix des cas, qui avait bénéficié des trois aides financières. L'équipe d'audit a donc décidé de l'inclure dans l'échantillon. Durant la réalisation des études de cas, il s'est révélé que d'autres installations ont également bénéficié des trois aides financières examinées.

Annexe 7 : Modèle de calcul de rentabilité choisi par le CDF ; modèles OFEN et OFEV

Le but d'un calcul de rentabilité est de savoir si un investissement permet de couvrir les coûts sur sa durée de vie et s'il apporte un bénéfice. Il met en relation les ressources employées et le gain qui en est retiré. Il existe plusieurs méthodes pour calculer la rentabilité mais les éléments suivants sont toujours pris en compte : les investissements (initiaux et ultérieurs), les charges (ou dépenses) et les revenus (ou recettes). Selon les méthodes de calcul, d'autres facteurs interviennent également, tel que les taux d'intérêts, l'inflation ou les amortissements. Les calculs peuvent être faits de manière statique ou dynamique. Selon la deuxième option, les variations temporelles sont prises en considération.

- Calcul statique de l'investissement : il s'agit de diviser l'investissement par le nombre d'années de durée de vie prévue qui représente la durée d'amortissement. Selon ce calcul, le taux de rendement du capital n'est en revanche pas pris en compte (en termes de taux d'intérêt du capital qui au lieu d'être investi aurait été placé sur un compte bancaire). C'est pour cela que ce calcul n'est pas suffisant pour un investissement de plus grande ampleur et sur une durée plus longue.⁶⁹
- Les coûts annuels récurrents peuvent également être pris en compte de manière statique ou dynamique. Selon la méthode statique, les éventuelles variations de prix ou l'inflation ne sont pas pris en considération. Alors que dans la méthode dynamique, ces facteurs sont pris en compte.

Le modèle CDF

Le modèle qui a été choisi par le CDF rend compte du rendement annuel du capital investi. C'est-à-dire qu'il additionne toutes les recettes moins les dépenses sur la durée de vie de l'installation (20 ans, ce qui correspond à la durée de la RPC) moins les investissements totaux (investissements de départ plus investissement ultérieurs) divisés par deux afin de prendre en compte la perte de valeur du capital dans le temps. Le résultat se présente sous forme de pourcentage. Il représente le rendement annuel du capital investi. Plus il est élevé, meilleur il est. Par exemple, dans le cas fictif présenté ci-dessous, l'installation arrive à un résultat de 130 % du capital investi après 20 ans, ce qui représente un rendement de 2.5 % par année.

⁶⁹ Inspiré de la fiche d'information 35 Wirtschaftlichkeitsberechnung, INES Energieplanung GmbH.

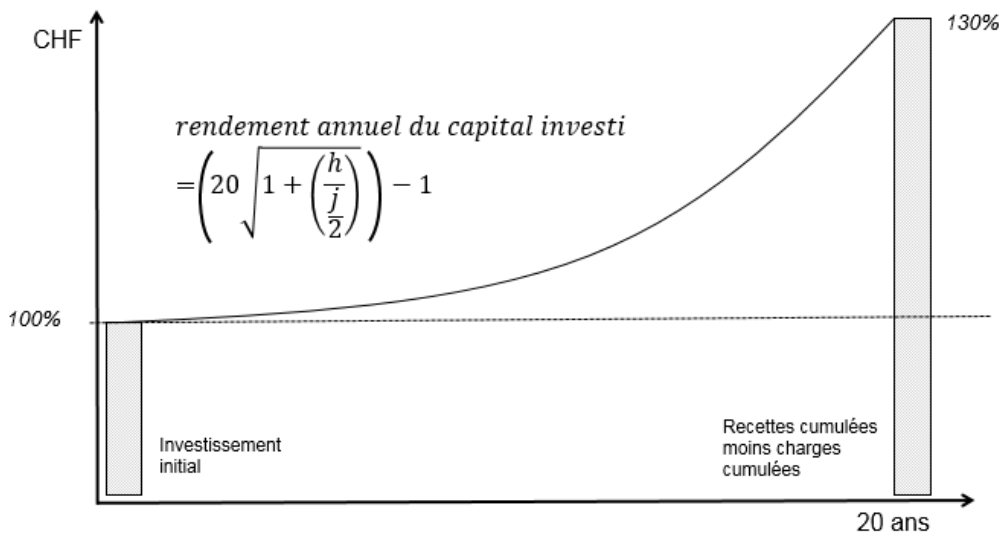


Figure 6 : représentation schématique du calcul de rentabilité du capital investi. Illustration : CDF.

La pente n'est pas linéaire, c'est pourquoi la formule ci-dessous a été appliquée, où h représente la somme des gains annuels et j le capital total:⁷⁰

$$\left(20 \sqrt{1 + \left(\frac{h}{j} \right)} \right) - 1$$

Certains indicateurs de rentabilité ont également été calculés (IRR, NPV, payback) à titre de comparaison avec les autres modèles.

- **IRR : internal rate of return** ou taux de rentabilité interne. En gros, il faut que l'IRR soit supérieur au coût moyen pondéré du capital (CMPC)⁷¹ pour que l'investissement soit rentable. Les avantages de cette méthode sont qu'elle tient compte de la valeur temporelle de l'argent. Son application est toutefois fastidieuse. Il faut en effet que les flux de trésorerie soient positifs pour obtenir un pourcentage unique, sinon on obtient plusieurs chiffres, ce qui nuit à la compréhension.
- **NPV : net present value** ou valeur actuelle nette : c'est une mesure de la rentabilité d'un investissement calculée comme la somme des flux de trésorerie engendrés par cette opération, chacun étant actualisé de façon à réduire son importance dans cette somme à mesure de son éloignement dans le temps (par un taux d'escompte). Selon l'objectif poursuivi, on regarde si le NPV est supérieure à zéro, dans ce cas cela veut dire que l'opération est rentable. Ou si on compare des objets différents, on choisira celui avec le NPV le plus élevé.
- **Période d'amortissement : payback period** : cet indicateur est utile pour identifier le temps nécessaire pour amortir l'investissement initial. Il se compte généralement en année. Il met en relation les entrées d'argent par rapport à l'investissement, sans tenir compte des dépenses. Dans le cas d'une IBA, on comprend qu'un payback de cinq ans

⁷⁰ Si la pente était linéaire, on aurait simplement divisé le total par 20 (nombre d'années).

⁷¹ weighted average cost of capital (WACC)

est largement préférable à un payback de 15 ans car une fois l'investissement amorti (et les charges couvertes), l'exploitant peut commencer à faire des bénéfices.

- A noter que les calculs de rentabilité sont orientés vers l'avenir et contiennent donc des incertitudes. Certains facteurs sont difficilement prévisibles (prix de l'énergie, taux d'intérêts), alors que d'autres indicateurs techniques peuvent être estimés de manière relativement sûre (durée de vie par exemple).
- Le CDF n'a pas considéré l'inflation car elle est quasiment nulle.

Il est important de noter que les calculs du CDF sont des estimations grossières pour les raisons suivantes :

- La nature hautement subjective des données reçues
- Des facteurs extérieurs influencent les données (p.ex. optimisation fiscale)
- La grande hétérogénéité des comptabilités examinées (pas de standard exigé des offices)
- Le CDF a vérifié les chiffres lors d'entretiens avec les exploitants et par le biais de certains calculs pour identifier le caractère plausible des chiffres livrés. L'ordre de grandeur des recettes, dépenses et investissements a également été validé par Ökostrom Schweiz. Il n'y a par contre pas eu de contrôle détaillé de la comptabilité par le CDF.

Aussi, il ne s'agit que d'ordres de grandeur, pour tenter d'identifier les écarts évidents.

Modèle OFEN pour la fixation du tarif RPC

Modèle de calcul développé par EVU Partners, sur la base de données financières livrées par Biomasse suisse en 2012 et qui a été réévalué en 2015. Les taux de rétribution sont fixés sur la base des coûts de revient d'installations de référence, ce qui évite de devoir évaluer chaque installation individuelle et de fixer le taux au cas par cas. L'OFEN compare la différence entre le prix de revient de l'installation et le tarif de la rétribution, ce qui permet d'évaluer la rentabilité économique de l'installation. Sachant qu'une certaine rentabilité est attendue (coût moyen pondéré du capital – CMPC – de 4,33 %). Si la différence est positive, cela représente un gain, si elle est négative, un déficit, auxquels cas le tarif doit éventuellement être adapté (vers le bas, respectivement vers le haut).

Trois types pertinents pour l'échantillon :

A : petite installation avec 100 % de substrat agricole

C : installation moyenne avec max. 20 % de cosubstrat

D : grande installation avec max. 20 % de cosubstrat

Modèle OFEV / Ökostrom Schweiz pour l'obtention d'attestations de CO₂

L'installation ne doit pas être rentable sans l'apport de la vente de certificats de CO₂, ceci afin de garantir le principe d'additionnalité des projets de réduction de CO₂ soutenus. Dans la demande de validation auprès de l'OFEV, l'exploitant ou le porteur de projet doit ainsi livrer une analyse de rentabilité de l'IBA, avec plusieurs scénarios (optimiste, pessimiste, réaliste). Tous ces scénarios doivent démontrer un déficit sans la vente des certificats afin de pouvoir en obtenir.

Le modèle de rentabilité d'ÖS calcule le NPV et l'IRR mais c'est l'IRR qui est déterminant pour la demande à l'OFEV. Il doit être supérieur au CMPC (qui est de 8 % selon leur modèle).

La valeur actuelle nette (NPV) est globalement plus basse dans les calculs du CDF à l'exception de l'IBA 7 qui est plus rentable que prévu par Ökostrom Schweiz. Le CDF ne dispose pas de l'indicateur calculé par Ökostrom Schweiz pour le scénario avec attestations. En effet, pour les projets de compensation, il n'est pas nécessaire selon l'ordonnance sur le CO₂ de calculer un scénario avec des attestations, il s'agit seulement de montrer que le système ne serait pas réalisé sans attestations.

	Avec attestations	Sans attestations	
Cas	CDF	CDF	ÖS*
3	430'000	-1'100'000	625'000
4	14'000	-1'400'000	560'000
5	-170'000	-500'000	130'000
7	1 500 000	1'000'000	118'000

Tableau 14: Différence du NPV entre le modèle CDF et le modèle ÖS. * selon le scénario le plus vraisemblable.

	Scénario avec attestations		Scénario sans attestations		
Cas	CDF	ÖS* (2017)	CDF	ÖS*(2008)	ÖS*(2017)
3	3.0 %	4.31 %	-1.1 %	-3.53 %	-4.79 %
4	2.7 %	2.85 %	-0.4 %	-1.17 %	-5.96 %
5	1.3 %	-7.34 %	-3.9 %	2.32 %	n.a.
7	5.2 %	0.02 %	4.3 %	<-5 %	-7.38 %

Tableau 15 : Différence du IRR entre le modèle CDF et le modèle ÖS. * Projektantrag, 2008.

*Projektbeschreibung Re-Validierung, 2017.

Annexe 8 : processus de méthanisation et attestations de CO₂

Le biogaz agricole provient d'un certain type de biomasse : la biomasse dite courante (engrais de ferme comme le purin et le fumier, résidus de récoltes, déchets de l'industrie alimentaire, des restaurants et de végétation des ménages etc.). On le dit « agricole » si une majeure partie provient d'engrais de ferme. La biomasse courante se distingue de la biomasse boisée (arbres forestiers, buissons, résidus de bois, etc.). Cette dernière est principalement brûlée et utilisée pour la récupération d'énergie, alors que la biomasse courante n'est pas directement brûlée. Elle est stockée dans une cuve de fermentation. Par un processus biochimique (anaérobie), du gaz est produit. Ce biogaz est converti en courant et en chaleur ou alors apprêté en carburant (biométhane). Si le gaz n'est pas directement injecté dans le réseau, il est brûlé et active une cogénérateur de couplage chaleur-force. La biomasse restante peut ensuite être utilisée comme engrais. La figure 7 illustre le processus général de méthanisation.

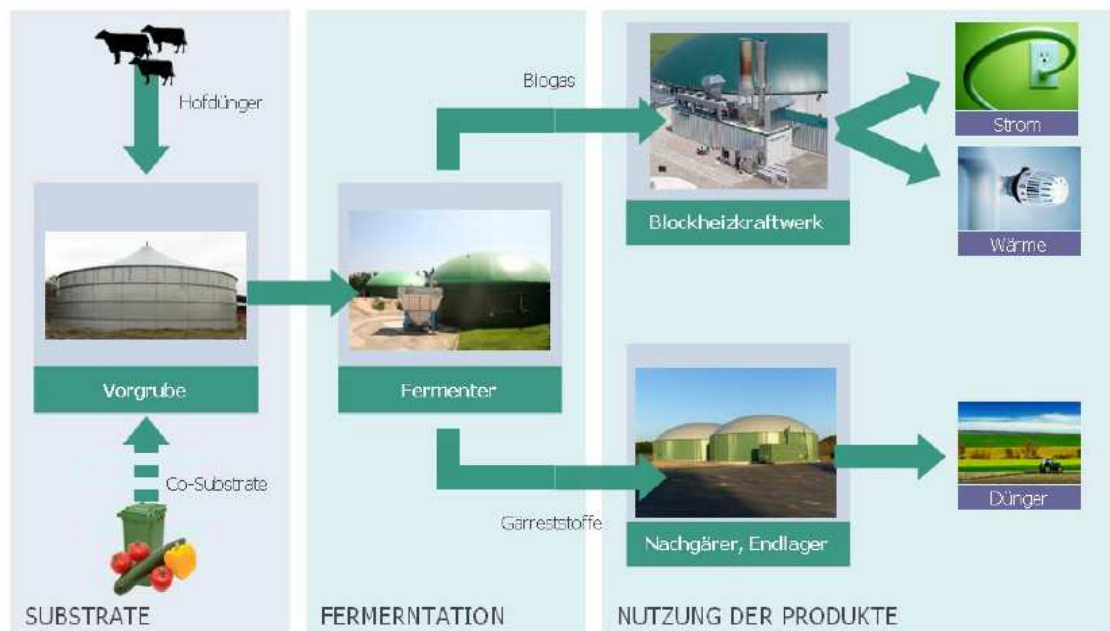


Figure 7 : Schéma d'une installation de méthanisation de biomasse⁷².

Des attestations sont délivrées par l'OFEV à des projets additionnels qui ont permis de réduire les émissions de gaz à effet de serre (c'est-à-dire pour des projets qui n'auraient pas pu être réalisés sans ces attestations). Ce mécanisme d'encouragement se base sur la loi sur le CO₂ qui a introduit l'obligation de compenser sur le territoire suisse une partie des émissions résultant de l'utilisation de carburants fossiles pour les importateurs de carburants et les exploitants de centrales thermiques à combustibles fossiles (art. 26). Ces dernières encouragent donc des projets de réduction d'émissions par le biais du rachat des

⁷² Ökostrom Schweiz (2008) CO₂-Kompensationsmassnahmen Projektantrag, p. 10. Ici seuls des déchets de restauration sont ajoutés aux substrats agricoles mais d'autres types de cosubstrats peuvent également intervenir (déchets verts, glycérine, poussière de farine, etc.).

attestations qui ont été délivrées et qu'elles peuvent faire valoir auprès de l'OFEV pour prouver leurs efforts de réduction d'émissions (art. 7). Une grande diversité de projets et programmes sont ainsi soutenus, notamment dans le domaine des transports (par exemple encouragement de l'utilisation de biocarburants ou de bus électriques), des bâtiments (programme pour réseau de chaleur ; programme d'optimisation énergétique, etc.) et de l'agriculture. Les IBA permettent d'éviter que du méthane s'échappent dans l'atmosphère. Contrairement à la situation actuelle où les engrais de ferme sont stockés en plein air, une installation de biogaz stocke les engrais dans une cuve fermée. C'est donc la quantité de méthane évitée entre le statu quo (scénario de référence) et la situation avec installation de biogaz qui est récompensée par des attestations de CO₂-équivalent. Les prescriptions se basent sur l'art. 5 de l'ordonnance sur le CO₂.