CO2-KOMPENSATIONSMASSNAHMEN
PROJEKTANTRAG
Version 01 – in Kraft ab: 01. 10. 2008

Inhalt

A. Beschreibung der Projektaktivität
- A.1 Titel der Projektaktivität
- A.2 Kurze Beschreibung der Projektaktivität
- A.3 Projekteigner und -partner
- A.4 Technische Beschreibung der Projektaktivität
  - A.4.1 Standorte der Projektaktivität
  - A.4.2 Kategorie und Typ der Projektaktivität
  - A.4.3 Projektgrenze
  - A.4.4 Förderbeiträge

B. Projektzeitraum
- B.1 Dauer der Projektaktivität
  - B.1.1 Beginn der Projektaktivität
  - B.1.2 Erwartetes Ende der Projektaktivität
- B.2 Beginn der ersten Kreditierungsperiode

C. Anwendung der Referenz- und Monitoring Methode
- C.1 Angabe der Referenz- und Monitoring Methode
- C.2 Beschreibung der Referenzentwicklung
- C.3 Investitionsadditionalität
  - C.3.1 Nachweis, dass der Projektbeginn noch aussteht und dass die Kompensationsmassnahme ernsthaft in der Planungsphase berücksichtigt wurde
  - C.3.2 Gesetzeskonforme Alternativen
  - C.3.3 Wirtschaftlichkeitsberechnung
  - C.3.4 Analyse anderer Hemmnisse
  - C.3.5 Auswirkungen der Registrierung als Projekt
- C.4 Berechnung der Emissionsreduktion
  - C.4.1 Projektemissionen
  - C.4.2 Emissionen des Referenzszenarios
  - C.4.3 Emissionsreduktionen
  - C.4.4 Dem Bund zustehende Emissionsreduktionen
  - C.4.5 Dem Projektträger zustehende Emissionsreduktionen
  - C.4.6 Übersicht der Emissionen und Emissionsreduktionen des gesamten Bündels

C.5 Anwendung der Monitoringmethode und Beschreibung des Monitoringplans
- C.5.1 Beschreibung des Monitoringplanes
- C.5.2 Messdaten
- C.5.3 Verantwortliche Personen / Unternehmenseinheiten für die Messung
- C.5.4 Qualitätskontroll- und Qualitätssicherungsmassnahmen, die auf die Messdaten angewandt werden
- C.5.5 Kurze Beschreibung der Umsetzung des Managements des Monitoringplans
- C.5.6 Name des Erstellers des Monitoringplans

Annexes

Annex 1: Kontaktinformation der Projekteigner und -teilnehmer

Annex 2: Informationen zu Förderbeiträgen

Annex 3: Informationen zur Referenzentwicklung

Annex 4: Informationen zum Monitoring

Annex 5: Informationen zur Wirtschaftlichkeitsanalyse

Annex 6: Vollmachten der Projektbetreiber

A. Beschreibung der Projektaktivität

A.1 Titel der Projektaktivität:

„Landwirtschaftliche Biogasanlagen in der Schweiz: Methanemissionsreduktion und Wärmenutzung zur Einsparung fossiler Brennstoffe."
Bündel 1

Erstellt im Februar 2009.

A.2. Kurze Beschreibung der Projektaktivität:

Es handelt sich um ein Bündel von mehreren landwirtschaftlichen Biogasanlagen (BGA), welche gleichzeitig zwei Mechanismen zum Klimaschutz umsetzen:

1. **Methan (CH_4) Reduktion**
   Die anaerobe Vergärung von tierischen Exkrementen führt zur Bildung von Methan. In der herkömmlichen landwirtschaftlichen Praxis werden Gülle und Mist derart gelagert, dass Methan, welches sich während dieser Lagerungszeit unter den vorherrschenden anaeroben Bedingungen bildet, ungehindert in die Atmosphäre entweicht.
   In einer Biogasanlage wird dieser anaerobe Vergärungsprozess genutzt, um das entstehende Methan in gasdichten Behältern zu sammeln und nutzbringend zu verwerten. Die Methanverwertung findet meist in einem nachgeschaltetem Blockheizkraftwerk (BHKW) statt, wobei das Methan in den Motoren verbrannt und in CO2 umgewandelt wird. Die entstehende mechanische Energie wird durch einen Generator in elektrische Energie umgewandelt und in das Stromnetz eingespeist.

2. **Erneuerbare Energien (Abwärmenutzung aus WKK Anlagen mit Biogas als Treibstoff)**
   Bei dem Verbrennungsprozess im BHKW wird ausser der mechanischen Energie auch thermische Energie erzeugt. Diese kann verwendet werden, um fossile Energieträger (Heizöl, Erdgas) die zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden, zu ersetzen und damit CO_2 Emissionen einzusparen. Technisch geschieht dies meist über Wärmetauscherkreisläufe vom Motorkühlwasser zum Heizsystem des Abnehmers, wobei die fossilen Brennstoffe partiell bis vollständig ersetzt werden, ohne dass das bestehende Heizsystem beim Abnehmer ausgebaut wird.

Die im Bündel enthaltenen BGA sammeln die tierischen Exkremente von landwirtschaftlichen Betrieben aus der Umgebung der Standorte um diese gemeinsam mit einem kleinen Anteil (max. 20% der Frischmasse) organischer Reststoffe zu vergären. Der aus dem entstehenden Biogas produzierte Strom wird unter der am 1.1.2009 in Kraft gesetzten *kostendeckenden Einspeisevergütung*[1] (KEV) für grünen Strom in das Schweizer Elektrizitätsnetz eingespeist. Die bei diesem Prozess im BHKW produzierte Wärme wird neben der Deckung des internen Wärmebedarfs der BGA für lokale Wärmenutzer (Wohn- und Industriegebäude, Ställe,

[1] Die Bezeichnung *kostendeckend* wird hier lediglich aus Konsistenzgründen mit dem üblichen Sprachgebrauch verwendet, auch wenn kostenbasierend der richtigere Ausdruck wäre. Die Einspeisevergütung ist für die im Bündel enthaltenen Biogasanlagen nicht kostendeckend.

Treibhäuser, Holztrocknung, öffentliche Gebäude, etc.) zur Verfügung gestellt und ersetzt dort fossile Brennstoffe.

Die im Bündel enthaltenen Projekte bezeichnen auch eine erste Konsequenz der aktuellen Situation sich verknappender Abfallbiomasse. Sie setzen verstärkt auf die energetische Nutzung von Hofdüngern mittels Betrieb von grossen, überbetrieblichen und professionell geführten Hofdüngeranlagen. Hofdünger sind heute nebst Holz die einzigen biogenen Güter, deren Potential bei weitem noch nicht ausgeschöpft sind. Diese Anlagen unterliegen zwar weniger der unberechenbaren Dynamik des Co-Substratmarktes, haben jedoch durch die Fokussierung auf die weniger energiedichten Hofdünger eine geringere Stromproduktion, die durch den Landwirtschaftbonus der KEV nicht abgefedert werden kann. Nur das erhöhte Potential zur Methanvermeidung und die daraus resultierenden Emissionsgutschriften können diese Lücke schliessen helfen.

Kriterien an Biogasanlagen zur Aufnahme in das Bündel

Im Bündel werden nur BGA aufgenommen, die den folgenden Ansprüchen an nachhaltige Klimaschutzprojekte in der Schweiz genügen:

1. Grössere überbetrieblich geführte Anlagen mit einen Spektrum zwischen ca. 100 und 400 kW installierter elektrischer Leistung
2. Gesamtinput besteht zu mindestens 80% aus Hofdünger
3. Hofdünger von mindestens 200 Grossvieheinheiten
4. Vollkommene Nachvollziehbarkeit der Nährstoffflüsse und deren jährliche Kontrolle:
   - Lückenlose Buchführung über alle Anlieferungen von Substraten, sowie Auslieferung von Gärresten (Art, Menge, Quelle und Lieferdatum)
   - Mehrmalige Analyse der Gärreste auf Nährstoffe und Schwermetalle
   - Einhaltung aller Grenzwerte nach ChemRRV, Anhang 2.6
   - Führen eines Abnehmerverzeichnisses von Kompost und Gärgut sowie Lieferscheinpflicht bei der Abgabe von Kompost und Gärgut
   - Nachweis aus Suisse-Bilanz-Kontrolle über die Ausgeglichenheit der Nährstoffbilanz
   - Keine Verwendung von nicht praxiserprobten Technologien zur Nährstoffrückgewinnung wie Umkehrosmose und Ultrafiltration.
5. Abfallrechtliche Betriebsbewilligung nach kantonalen Abfallgesetzen (Auflagen bezüglich Abwasser, Zugang, Betrieb, Kontrolle, etc.)
6. Nur bewilligte Co-Substrate werden verwendet, spezielle Co-Substrate benötigen eine zusätzliche kantonale Bewilligung mit entsprechenden Auflagen.
7. Verstärkter Einsatz von Schleppschlauchausbringung
8. Doppelmembran-Dächer auf allen methanhaltenden Behältern (impliziert abgedeckte Endlager)
9. Gasfackel
10. Periodische Messungen des Treibhausgasschlupfes durch externe Prüfstelle
11. Additional
12. Standort befindet sich in der Schweiz
13. Inbetriebnahme erfolgt nach Projekteingabe

14. Keine signifikanten negativen ökologischen, sozialen oder wirtschaftlichen Nebeneffekte
15. Planung, Bau und Betrieb der Anlage sind auf Minimierung des Umwelteinflusses und Maximierung der Sicherheit ausgerichtet (ESTI, Agroscope, BUL, UVB, etc.) und werden nach neuesten Qualitätsstandards durchgeführt

Das Bündel enthält die folgenden Projekte:

Projektnummer	Bezeichnung im Folgenden	Projektname
1	Projekt 1	[redacted]
2	Projekt 2	
3	Projekt 3	

Den im Bündel aufgenommen BGA steht mit der Genossenschaft Ökostrom Schweiz und mit GreenStream jederzeit ein Ansprechpartner zur Verfügung. Die Geschäftsstelle von Ökostrom Schweiz organisiert die Grundausbildung, die Weiterbildung und den Erfahrungsaustausch für die angehenden Biogaslandwirte, stellt alle gesetzlich relevanten Unterlagen und Auskünfte zur Verfügung und arbeitet in übergeordneten Arbeitsgruppen (zusammen mit Bund, Kantonen, Branche, Experten) insbesondere zu Themen der Qualität und Sicherheit sowie der Vereinheitlichung des Nährstoffffluss-Managements. Nicht zuletzt vermarktet Ökostrom Schweiz Grünstromzertifikate und will Klimaschutzzertifikate vermarkten um insbesondere die ökologische Nachhaltigkeit zukünftiger landwirtschaftlicher BGA in einem veränderten Umfeld zu sichern. Die im Bündel enthaltenen Projekte müssen nebst den genannten Eintrittskriterien auch Anforderungen an verschiedene Ebenen der Nachhaltigkeit erfüllen.
GreenStream transferiert das aus der Betreuung und Entwicklung internationaler Klimaschutzprojekte gewonnene Know-How auf die Projekte in diesem Bündel, wie z.B. neue Erkenntnisse über Treibhausgasemissionen, oder praktische Erfahrungen im Monitoring.

Ökologische Nachhaltigkeit

Gülle wird durch den Vergärungsprozess in ihrer umweltschädlichen Wirkung in mehrfacher Hinsicht verbessert. Der Stickstoff im Gärrest ist besser pflanzenverfügbar, die Geruchsbelästigung ist weniger stark und das Potential zum Ersatz von künstlichen Düngern ist höher, als bei unbehandelter Gülle. Die Nährstoffkreisläufe sind stärker lokal geschlossen.
Durch den Aufbau der dezentralen Energieproduktion werden die konventionellen Betriebszweige (Ackerbau/Viehzucht) entlastet, was erfahrungsgemäss zu einer extensiveren Bewirtschaftung führt, ohne die Nutzung/Pflege der Kulturlandschaften zu gefährden.
Auf die Abwärmenutzung der BGA wird besonderer Wert gelegt. Im landwirtschaftlichen Umfeld bieten sich Ställe, Wohnhäuser, Treibhäuser, Hygienisierung, Käsereien und die Trocknung von Biomasse (Holz, Heu, etc.) als Wärmeabnehmer an.
Die ökologische Nachhaltigkeit von landwirtschaftlichen BGAs in der Schweiz wurde in verschiedenen Studien für BGA eingängig untersucht und unter der Bedingung abgedeckter

Endlager und Schleppschlauchausbringung bestätigt[2]. Im Bündel enthaltene Projekte führen zu einer Reduktion von Treibhausgasen, ohne dabei andere Umweltfaktoren stärker zu belasten, als es ohne BGA der Fall ist.
Der Nutzen für den Klimaschutz wird an dieser Stelle nicht näher erläutert, da sich das restliche Dokument damit beschäftigt.

Politische Nachhaltigkeit

Die Schweiz zielt auf die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie im Strommix. Insbesondere die kontinuierliche dezentrale Stromproduktion ist nur durch die Biomassenutzung möglich und ein kleiner und begrenzter, aber wichtiger Baustein auf dem Weg zu einer energieautonomeren Schweiz. Dabei werden vorher ungenutzte Energiepotentiale aus dem Hofdünger erschlossen. Dem politischen Willen des Gesetzgebers im Hinblick auf die Energieversorgung (beispielsweise Produktionsausweitung von grünem Strom um 5400GWh bis 2030) wird durch das Bündel auch langfristig Rechnung getragen.

Die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Landwirtschaft wird durch dieses Projekt ebenfalls auf lokaler Ebene gefördert. Einsparungen bei Kosten für Mineraldünger und Wertschöpfung aus dem vorher ungenutzten Potential des Hofdüngers bringen einen reellen Mehrwert für die Landwirtschaft.

Soziale Nachhaltigkeit

Die Projekte bieten Beschäftigungsmöglichkeiten für lokale Parteien, wie Landwirte als Biomasselieferanten, Landwirte als Betreiber der Anlage, das lokale Gewerbe für den Bau und die Wartung und für die Wärmeabnehmer eine zuverlässige und berechenbare Möglichkeit der Wärmelieferung. Der Trend zur Entvölkerung aus der ruralen Umgebung, resp. die Umsiedelung in zentrumsnahe Wohn- und Arbeitsstätten wird zwar nicht gebrochen, doch zumindest ein Zeichen gesetzt, die gesamte Wertschöpfungskette durch diese Art von Innovationsprojekten im ländlichen Gebiet zu halten.

Ökonomische Nachhaltigkeit

Durch die Fokussierung auf die Nutzung von Hofdüngern als Substrat - und eben nicht in erster Linie von Co-Subtraten - verschiebt sich das Kosten-Ertrags-Gefüge. Während früher ein entscheidender Anteil der Gasertrages wie auch der Gesamteinnahmen aus der Entsorgung der Co-Substrate stammten, wird heute der Landwirtschaftbonus immer öfter beansprucht. Die KEV mit Landwirtschaftsbonus für den produzierten Strom genügt für Projekte dieser Art allerdings nicht, um sie kostendeckend betreiben zu können. Es werden Einnahmen aus dem Verkauf von Emissionsgutschriften benötigt, um diese finanzielle Barriere zu überwinden.
Langfristig gesehen schneidet die ökonomische Nachhaltigkeit bei Anlagen mit Landwirtschaftbonus zusammen mit Einnahmen aus dem Verkauf von Emissionsgutschriften deutlich besser ab, verglichen mit dem forcierten Einsatz von Co-

[2] Siehe z.B. *Ökobilanz von Energieprodukten*, BFE, BAFU, BLW, 2007, oder *Ammoniakemissionen aus Gülle und deren Minderungsmassnahmen unter besonderer Berücksichtigung der Vergärung*, Amt für Umweltschutz Kanon Luzern, BFE, 2002, oder *Ökobilanz der Stromgewinnung aus landwirtschaftlichem Biogas* , BFE, 2001, oder aber auch für BGAs in Deutschland *Optimierung für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland*, BMU, 2008.

Substraten, deren Annahme heute bei volatilen Preisen kaum über ein Jahr lang vertraglich gesichert werden kann.

Technologische Nachhaltigkeit

Die Entwicklung der Biogastechnik wurde in Zeiten des günstigen Ölpreises und vor dem Bewusstsein des Klimawandels nur bedingt voran getrieben. Die aktuelle, sehr diverse und teilweise widersprüchliche technische Praxis zeigt, dass sich eine optimale technische Prozessführung nicht durchgesetzt hat. Es gilt vielmehr für jeden Standort eine angepasste technische Lösung zu finden. Nur durch eine ausreichende Anzahl von Anlagen mit vergleichbaren Substraten, ist eine Weiterentwicklung der Technik durch Sammlung statistisch verwertbarer Informationen möglich.
Durch die besondere Ausrichtung der Projekte im Bündel auf den Klimaschutz- und Nährstoffaspekt, wird die Entwicklung der bereits bestehenden Techniken zum Bau gasdichter BGA weiter vorangetrieben.

A.3. Projekteigner und -partner (Kontaktdetails, siehe Annex 1):

Projekteigner des Bündels ist die Genossenschaft Ökostrom Schweiz , Projektentwickler ist die GreenStream Network GmbH. Die Projektbetreiber der einzelnen BGA sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Projektbetreiber der im Bündel enthaltenen BGA

Projekt	Projektbetreiber	Ansprechpartner	Tel.
1	Biogas Hopöschen Ruswil AG	[redacted]	[redacted]
2	Biogas [redacted]		
3	APEX Biogas AG		

Alle Kontaktinformationen befinden sich im Annex 1.

A.4. Technische Beschreibung der Projektaktivität:

Projekte müssen die im Abschnitt A.2 aufgeführten Kriterien erfüllen. Dazu gehört eine zum Klimaschutz optimierte Technik.

- Es werden ausschliesslich Anlagen mit abgedeckten Endlagern zugelassen.
- Es werden ausschliesslich Anlagen mit Doppelmembrandächern zugelassen. Nur dadurch ist eine periodische Überprüfung der flexiblen Gasdächer, die gleichzeitig als Gasspeicher dienen, auf Undichtigkeiten möglich. Zwischen den beiden Membranen wird ein Luftsrom aufrechterhalten, der die obere Membran in Form hält. Beim Verlassen des Luftstromes aus dem Zwischenraum kann sehr einfach die gesamte Methanemission durch die untere Membran gemessen werden.
- Es werden ausschliesslich Anlagen mit einer stationären oder garantierten[3] mobilen Notfackel zugelassen. Für unerwartete Fälle, in denen das produzierte Biogas weder gespeichert, noch im BHKW verbrannt werden kann, muss als Emissionsschutz eine Gasfackel installiert sein, die in diesen Fällen das Abblasen von Methan in die Atmosphäre verhindert.

[3] Garantiert bedeutet hier, dass dem Betreiber innerhalb einer bestimmten Zeit eine betriebsbereite Notfackel am Standort der BGA garantiert wird. Vor Inbetriebnahme werden die Anschlüsse für den Betrieb festgelegt und eingerichtet und die Notfackel wird getestet.

Bei allen Projekten handelt es sich um Nassfermentationsanlagen mit den dafür typischen Anlagenteilen (siehe Abbildung 1). In dieser Abbildung wird das wichtige Thema des Nährstoffmanagements nicht ausführlich dargestellt. Die Anlagen in dem Bündel dienen jedoch der Verbesserung der Nährstoffbehandlungspraxis, da die Gärreste im Gegensatz zu den konventionellen Höfen regelmässig auf die Nährstoffe überprüft werden. Die Kontrolle findet durch ein unabhängiges Inspektorat statt. Darüber hinaus ist die Geruchsbelastung verringert und die Stickstoffverfügbarkeit für die Pflanzen erhöht, was künstlichen Stickstoffdünger einsparen hilft.

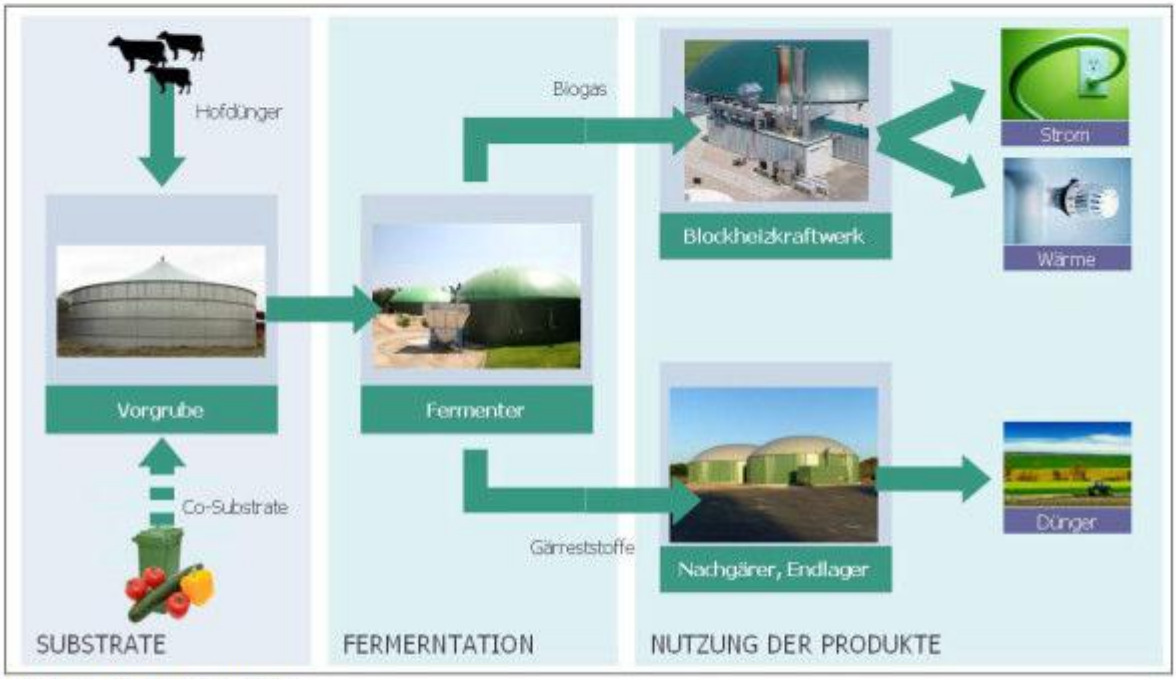

Abbildung 1: Biogasprozess.

A.4.1. Standorte der Projektaktivität:

Projekt	Strasse	PLZ, Ort
1	Hopöschen Ruswil	6017, Ruswil
2	Leimhof 218	5082, Kaisten
3	Bettenstrasse 106	8219, Trasadingen

A.4.2. Kategorie und Typ der Projektaktivität:

Das Projekt fällt unter zwei Typen von Projektaktivitäten:

1. Methan (CH4) Reduktion, Abfackelung bzw. energetische Nutzung von überschüssigem Methangas
2. Erneuerbare Energien (Abwärmenutzung aus WKK Anlagen mit Biogas als Treibstoff), Umstellung bestehender Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen von kohlenstoffintensiven auf kohlenstoffarme (hier: CO_2-neutrale) Brennstoffe.

A.4.3. Projektgrenze:

In Abbildung 2 sind die Projektgrenzen für das Referenzszenario dargestellt. Die wesentlichen Emissionsquellen sind die Hofdüngerlagerung als CH_4-Quelle und das Heizen mit fossilen Brennstoffen als CO_2-Quelle.

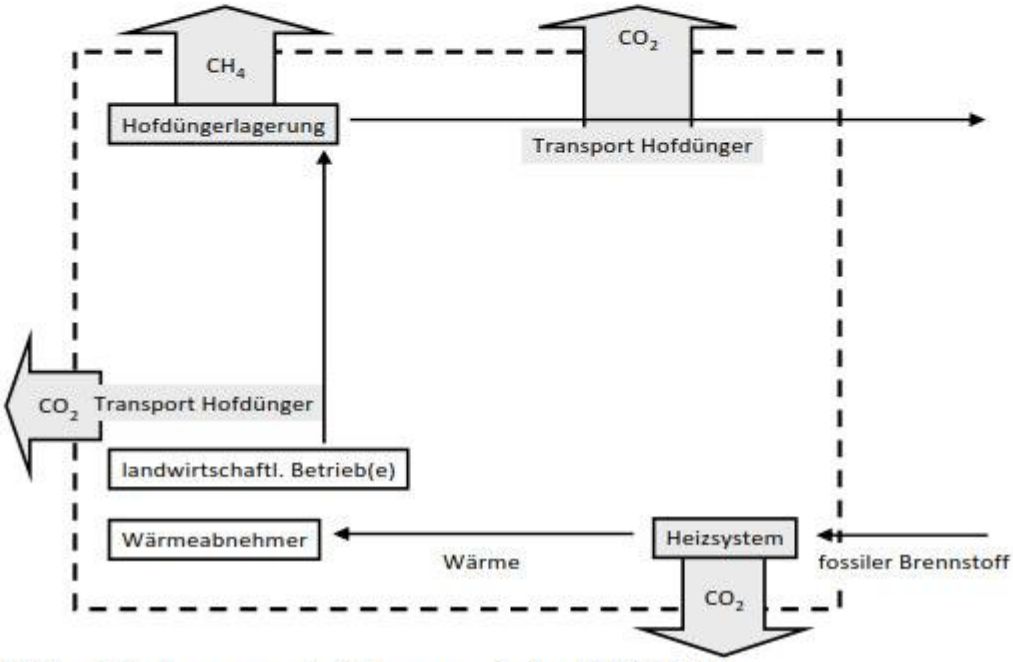

Abbildung 2: Systemgrenzen des Referenzszenarios (gestrichelte Linie).

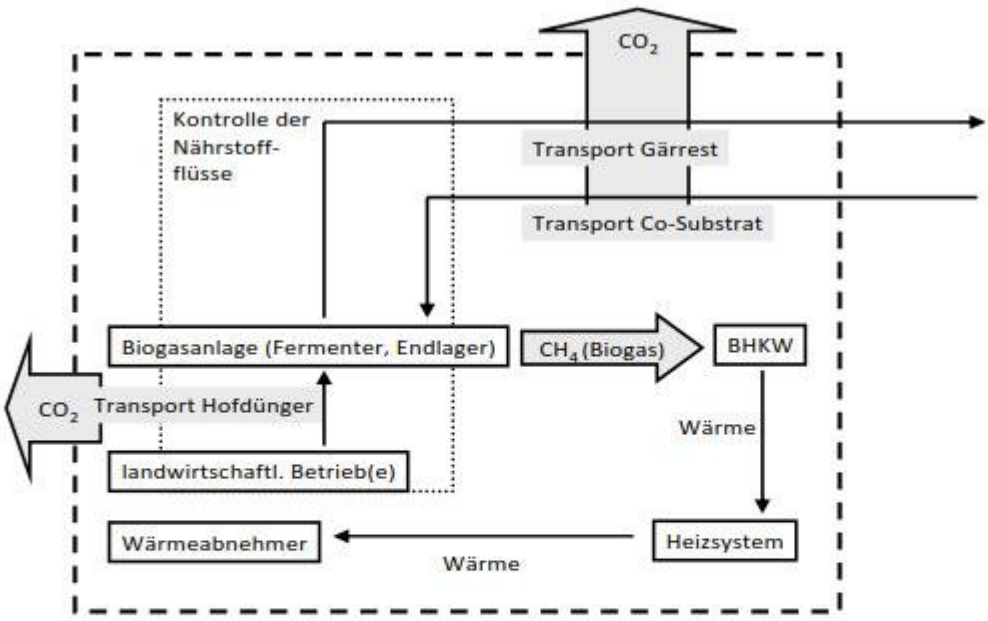

Abbildung 3: Systemgrenzen des Projektes (gestrichelte Linie), verstärkte Kontrolle der Nährstoffflüsse (gepunktete Linie).

In Abbildung 3 sind die Projektgrenzen für das Projekt dargestellt. CO_2 Emissionen aus der Biogasverbrennung im BHKW werden nach internationalen Standards als CO_2-neutral angesetzt, da sie Bestandteil des kurzzeitigen Kohlenstoffkreislaufs sind und per Photosynthese beim Pflanzenwachstum der Atmosphäre wieder entzogen werden - im Gegensatz zu CO_2 aus fossilen Quellen. Es werden im Vergleich zum Referenzszenario zusätzliche Transporte für den Gärrest und Co-Substrate getätigt, welchen in der CO_2-Bilanz in Form von Projektemissionen Rechnung getragen wird. Die Nährstoffflüsse werden am Ein- und Ausgang der BGA stärker kontrolliert als im Referenzszenario.

A.4.4. Förderbeiträge:

Es werden die **maximalen** Fördermittel angegeben, die von den Projekten beantragt wurden. Es handelt sich nicht um Fördermittel, die den Projekten mit Sicherheit zu Gute kommen werden.

Förderbeiträge der öffentlichen Hand sind „a fond perdu" Beiträge, welche die Investitionskosten senken. Diese sind in Tabelle 2 aufgeführt und führen sowohl zu einer Reduktion der Investitionskosten in der Wirtschaftlichkeitsanalyse der Additionalität, als auch zu einer entsprechenden Reduzierung der dem Projekteigner zustehenden Emissionsreduktionen.

Tabelle 2: Förderbeiträge der öffentlichen Hand (a fond perdu)

	Förderung [CHF]	Förderprogramm (Quellenangaben, siehe Annex 2)	Geldgeber (Kontaktdetails, siehe Annex 1)
Projekt 1	[redacted]	-	[redacted]
Projekt 2		-	
Projekt 3		-	

Förderbeiträge aus privater Herkunft (a fond perdu) sind in Tabelle 3 aufgeführt. Diese führen zu einer Reduktion der Investitionskosten in der Wirtschaftlichkeitsanalyse der Additionalität, jedoch nicht zu einer Reduzierung der dem Projekteigner zustehenden Emissionsreduktionen.

Tabelle 3: Förderbeiträge privater Herkunft (a fond perdu)

	Förderung [CHF]	Förderprogramm (Quellenangaben, siehe Annex 2)	Geldgeber (Kontaktdetails, siehe Annex 1)
Projekt 1	-	-	-
Projekt 2	[redacted]		
Projekt 3			

Zinslose Darlehen sind in Tabelle 4 aufgeführt. Diese werden entsprechend zinslos in der Wirtschaftlichkeitsanalyse der Additionalität berücksichtigt. Sie führen nicht zu einer Reduzierung der dem Projekteigner zustehenden Emissionsreduktionen.

Tabelle 4: Zinslose Darlehen

	Darlehen[CHF]	Förderprogramm (Quellenangaben, siehe Annex 2)	Geldgeber (Kontaktdetails, siehe Annex 1)
Projekt 1	[redacted]		
Projekt 2			
Projekt 3			

B. Projektzeitraum

B.1 Dauer der Projektaktivität:

B.1.1. Beginn der Projektaktivität:

Projektbeginn ist für jede BGA der Zeitpunkt der Inbetriebnahme, also der Moment der ersten produzierten kWh Strom.

Tabelle 5: Beginn der Projekte

	Beginn des Projektes
Projekt 1	07.2009
Projekt 2	09.2009
Projekt 3	10.2009

B.1.2. Erwartetes Ende der Projektaktivität:

Die Projektlaufzeiten aller BGA sind mindestens 20 Jahre ab Beginn des Projektes.

Tabelle 6: Erwartetes Ende der Projekte

	Erwartetes Ende des Projektes
Projekt 1	nicht vor 2029
Projekt 2	nicht vor 2029
Projekt 3	nicht vor 2029

B.2 Beginn der ersten Kreditierungsperiode

Gleichbedeutend mit dem Jahr des Projektbeginns, siehe Tabelle 5, B1.1.

C. Anwendung der Referenz- und Monitoring Methode

C.1. Angabe der Referenz- und Monitoring Methode:

Es werden die Referenz- und Monitoring Methoden angewandt, die zur Bestimmung der **Methan (CH_4) Reduktion** (Standard-Methode f) und **Erneuerbare Energien (Abwärmenutzung aus WKK Anlagen mit Biogas als Treibstoff)** (Standard-Methode b) dienen.

C.2. Beschreibung der Referenzentwicklung:

Methan (CH_4) Reduktion

Die verschiedenen Alternativen zum vorgeschlagenen Projekt, im Sinne der Methanemission sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

Tabelle 7: Potentielle Referenzszenarien für die Methanemission

Potentielle Referenzszenarien	Wahrscheinlichkeit der Umsetzung
Weiterführung der bestehenden Praxis ohne Biogasprojekt, d.h. Lagerung der Gülle in nicht gasdichten Lagern	**Sehr wahrscheinlich**. Keine gesetzliche Regelung, die eine Änderung der bestehenden Praxis forcieren würde, keine finanziellen Anreize die bestehende Praxis zu ändern.
Umbau aller Lager- bzw. Sammelbehälter der Landwirte zu gasdichten Methansammelstellen mit anschliessender Verbrennung des Methans zur Wärmenutzung	**Sehr unwahrscheinlich.** Hohe individuelle Investitionskosten, geringe Heizkosteneinsparung, keine Erlöse.
Biogasanlage mit Stromproduktion und KEV, ohne Emissionszertifikate	**Sehr unwahrscheinlich**: Finanziell nicht attraktiv (siehe Investitionsanalyse/Wirtschaftlichkeitsberechnung).
Biogasanlage mit Einspeisung in das Erdgasnetz	**Sehr unwahrscheinlich.** Unwirtschaftlicher als Biogasanlage mit Strompoduktion und KEV, welche bereits finanziell unattraktiv ist (siehe Investitionsanalyse/ Wirtschaftlichkeitsberechnung). Keine Steigerung der Gaseinspeisevergütung in naher Zukunft zu erwarten.
Biogasanlage mit Verbrennung des Methans zur Wärmenutzung	**Sehr unwahrscheinlich**. Sehr viel geringere Erlöse als vorgeschlagenes Projekt auf Grund der fehlenden Stromvergütung bei ähnlichen Investiotionskosten.
Biogasanlage mit Stromproduktion ohne KEV, Strom und Grünstromzertifikate auf freiem Markt	**Unwahrscheinlich**: Volles Risiko des Strommarktes und des Grünstrommarktes, keine langfristigen Biomasselieferverträge abschliessbar, geringer Absatzmarkt für naturemade Zertifikate in der Schweiz
Realisierung anderer erneuerbarer Energieprojekte	**Unwahrscheinlich**: Landwirtschaftlicher Bezug der Projektaktivität schliesst Investitionen in andere EE Projekte aus. Keine lokale landwirtschaftliche Wertschöpfung.

Die o.g. Alternativen sind mit der aktuellen Rechtslage vereinbar. Es gibt insbesondere keine gesetzlichen Regelungen, welche den Bau von BGA zur Vermeidung von Methanemissionen aus tierischen Exkrementen fordern.

Es bleibt daher weitere Praxis, dass die Gülle unkontrolliert Methan in die Atmosphäre freisetzt, da alle anderen Alternativen mindestens eine finanzielle Barriere aufweisen. Das wahrscheinlichste Referenzszenario ist die bestehende Praxis und es ist nicht abzusehen, dass sich dies in den kommenden Jahren ändern wird.

Die Referenzentwicklung der Nutztierbestände kann konservativ als konstant angenommen werden[4].

[4] Aus der landwirtschaftlichen Betriebsstrukturerhebung 1985 bis 2007, Bundesamt für Statistik, Landwirtschaftliche Betriebszählung mit Auswertung , siehe Annex 3.

Erneuerbare Energien (Abwärmenutzung aus WKK Anlagen mit Biogas als Treibstoff)

Die verschiedenen Alternativen zum vorgeschlagenen Projekt im Sinne des Ersatzes fossiler Brennstoffe sind in Tabelle 8 zusammengefasst.

Tabelle 8: Mögliche Referenzszenarien für den Ersatz fossiler Brennstoffe

Potentielle Referenzszenarien	Wahrscheinlichkeit der Umsetzung
Weiterführung der bestehenden Praxis ohne Biogasprojekt, d.h. weiteres verfeuern des aktuell verwendeten fossilen Brennstoffes bis zum Ende der Lebenserwartung des aktuellen Heizsystems (Nutzungsdauer)	**Wahrscheinlich.** Keine gesetzliche Regelung, die eine Änderung der bestehenden Praxis forcieren würde, nur teilweise finanzielle Anreize die bestehende Praxis zu ändern.
Ersatz fossiler Brennstoffe durch Abwärmenutzung der Biogasanlage mit Stromporduktion und KEV, ohne Emissionszertifikate	**Sehr unwahrscheinlich**: Finanziell nicht attraktiv (siehe Investitionsanalyse/Wirtschaftlichkeitsberechnung).
Umbau des Heizsystems von Öl auf Gas	**Unwahrscheinlich.** Hohe Investitionskosten, die nur tragbar sind, wenn die Nutzungsdauer des bestehenden Systems überschritten ist.
Umbau des Heizsystems auf Scheitholz oder Hackschnitzelfeuerung	**Unwahrscheinlich.** Hohe Investitionskosten, die nur tragbar sind, wenn die Nutzungsdauer des bestehenden Systems überschritten ist. Grosser Platzbedarf für Brennstofflagerung notwendig.
Umbau des Heizsystems auf Pelletfeuerung	**Unwahrscheinlich.** Hohe Investitionskosten, die nur tragbar sind, wenn die Nutzungsdauer des bestehenden Systems überschritten ist.
Ersatz des bestehenden Heizsystems auf Wärmepumpen	**Sehr unwahrscheinilch.** Hohe Investitionskosten, die nur tragbar sind, wenn die Nutzungsdauer des bestehenden Systems überschritten ist. Sonst siehe Tabelle 9

Die o.g. Alternativen sind mit der aktuellen Rechtslage vereinbar. Es gibt insbesondere keine gesetzlichen Regelungen, die den Umstieg auf weniger kohlenstoffintensive Brennstoffe fordern.
Es bleibt daher weitere Praxis, dass die bestehenden Heizsysteme bis zu ihrer erwarteten Nutzungsdauer bestehen bleiben würden, da alle anderen Alternativen mindestens eine finanzielle Barriere aufweisen.

Heute ist davon auszugehen, dass 40% aller Heizsysteme nach Ablauf der Nutzungsdauer durch CO2-neutrale Heizsysteme ersetzt werden und dieser Prozentsatz wird in Zukunft weiter steigen[5]. Statistisch gesehen könnten von den neu installierten Anlagen lediglich 40% der Emissionen anerkannt werden. Es wird davon ausgegangen, dass sich der Prozentsatz neu errichteter CO2-neutraler Heizsysteme jedes Jahr um 2% erhöht und damit ab 2019 keine fossilen Heizsysteme mehr verbaut werden (siehe Tabelle 9).

Tabelle 9: Anteil CO2-neutraler Heizsysteme mit 2% jährlicher Steigerung.

Jahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	...
Anteil CO2-neutraler Heizsysteme, die als Ersatz von ausgedienten fossil betriebenen Heizsystemen verbaut werden	40%	41%	42%	45%	49%	54%	61%	70%	82%	98%	100%	100 %
Anrechenbare CO2-Reduktion als Anteil der effektiv eingesparten fossilen Brennstoffe	60%	59%	58%	55%	51%	46%	39%	30%	18%	2%	0%	0%

[5] Aus der Stellungnahme des BFE auf die Projektskizze vom 12.01.2009, siehe Annex 3.

Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass beim Neubau von Wohngebäuden keine Heizsysteme mehr verbaut werden, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. Im Falle von besonderen Nutzungen, z.B. Treibhäuser, wird diese Entscheidung allerdings projektspezifisch begründet.

Es ergeben sich somit die folgenden Varianten der Wärmeabnahme und den Anteil an Emissionsreduktionen, die aufgrund der eingesparten Menge fossiler Brennstoffe anrechenbar sind:

Tabelle 10: Anrechenbare Emissionsreduktion (AR) nach Varianten der Wärmeabnahme und Nutzungsdauer.

	Variante der Wärmeabnahme	Innerhalb der (erwarteten) Nutzungsdauer anrechenbare Emissionsreduktionen als Anteil des eingesparten fossilen Brennstoffes	Nach der erwarteten Nutzungsdauer
Bestehende Gebäude	Erweiterung des beim Wärmeabnehmer bestehenden Heizsystems um Wärmeeinkopplung aus Biogasanlage	100%	nach Tabelle 9
	Ersatz des gesamten Heizsystems beim Wärmeabnehmer	100%	nach Tabelle 9
Neubauten	Wohngebäude, etc.	0%	0%
	Besondere Gebäude (Treibhäuser, Gebäude bei denen Wärmepumpen nicht möglich sind, etc.)	100%	nach Tabelle 9

Alle weiteren Variablen, Parameter, Datenquellen etc. befinden sich im Annex 3.

C.3. Investitionsadditionalität:

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist aufzuzeigen, dass die Projektaktivität – hier der Bau der Biogasanlage - finanziell weniger attraktiv ist als mindestens eine der unter Abschnitt C.2 identifizierten Alternativen, oder ein Benchmark.

Da es abgesehen von der Fortführung der aktuellen Situation keine wahrscheinliche Alternative zum Projekt gibt, wird eine Benchmarkanalyse als sinnvolle Methode der Wirtschaftlichkeitsberechnung angewandt.

C.3.1 Nachweis, dass der Projektbeginn noch aussteht und dass die Kompensationsmassnahme ernsthaft in der Planungsphase berücksichtigt wurde:

Einnahmen durch den Erlös aus dem Verkauf von Emissionsgutschriften wurden in allen Projekten bereits vor der Investitionsentscheidung einbezogen (siehe Tabelle 11). Der Tag der Dateneingabe stellt das Datum dar, an welchem die Projektbetreiber die Projektparameter zur Verfügung gestellt haben. Informationensaustausch und Diskussionen über die Verwertung des Klimaschutznutzens waren während der gesamten Planungsphase ein Thema, z.B. im Zusammenhang mit der Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW).

Tabelle 11: Übersicht der Dateneingabe als Klimaschutzprojekt und Investitionsentscheidung der Projekte

	Tag der Dateneingabe als Klimaschutzprojekt	Investitionsentscheidung	Baueingabe (geplant)	Baubeginn (geplant)	Projektbeginn (geplant)
Projekt 1	19.11.2008	21.11.2008	26.11.2008	01.2009	07.2009
Projekt 2	10.12.2008	noch offen	12.2008	06.2009	09.2009
Projekt 3	15.01.2009	noch offen	02.2009	07.2009	10.2009

Der Projektbeginn aller Projekte steht zum Zeitpunkt der Projektantragseingabe noch aus, da noch keine kWh Strom produziert wurde (siehe Tabelle 5).

C.3.2 Gesetzeskonforme Alternativen:

Alle Alternativen wurden in Tabelle 7 und Tabelle 8 aufgeführt.

C.3.3 Wirtschaftlichkeitsberechnung:

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung bleiben die Einnahmen vom Verkauf der Emissionsgutschriften in der Rechnung zunächst unberücksichtigt.

Die Investitionsanalyse und die Renditeprognose werden für die Projektdauer von 2009 bis 2029 durchgeführt.
Das betriebswirtschaftliche Modell wird vollständig zur Validierung an den Prüfer freigegeben, bleibt aber vertraulich und wird nicht veröffentlicht.
Die Beschreibung wichtiger Annahmen und finanzieller Kenndaten des Modells werden im Folgenden dargestellt. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht die manchmal sehr optimistischen Vorhersagen der Anlagenhersteller verwendet wurden, sondern wenn möglich statistische Daten (Vollaststunden, Eigenverbrauch an thermischer Energie, etc.) verwendet wurden.

Investitionskosten

Die geschätzten Investitionskosten für die Projekte sind in Tabelle 12 dargestellt. Diese beinhalten Kosten für die Biogasanlage, das Engineering, die Projektentwicklung und das Genehmigungsverfahren inklusive Umweltverträglichkeitsprüfung, sowie Anlaufkosten.

Ersatzinvestitionen

Die Ersatzinvestitionen sind ebenfalls in Tabelle 12 dargestellt. Sie werden im 10. Betriebsjahr für BHKW-Motorkernaustausch und andere Instandhaltungsarbeiten notwendig.

Tabelle 12: Investitionskosten und Ersatzinvestitionen

Investitionskosten [CHF]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
Planungs-, Projektierungs- und Bauueberwachungskosten	[redacted]		
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land)			
Perimeterbeitraege und Aschlussbeitraege an Leitungsgebundene Versorgungeinrichtungen			
Finanzierungskosten waehrend der Bauzeit (Bauzins)			
Allfaellige Ersatz- oder Erweiterungsinvestitionen (Barwerte)			
Weitere Kosten (z.B. Chemikalien, Wasser, etc)			
Rueckbaukosten (Barwert) beim Ersatz eines bestehenden Gebaeudes oder einer bestehenden Anlage und Kosten fuer die Sanierung von Altlasten, falls diese Kosten nur bei der Realisierung des Projektes anfallen			
A fonds perdu Beitraege des Bundes oder der Kantone (abziehbar von Emissionsred.)			
A fond perdu Beitraege aus privater Herkunft			
Wiederverwertungswert			
Gesamtkosten (abzgl. a fond perdu Beitraege)			
Ersatzinvestitionen nach dem 10 Betriebsjahr			

Finanzierung

Die Fremdfinanzierung der Projekte ist in Tabelle 13 dargestellt. Bei der zusätzlichen Finanzierung handelt es sich z.B. um eine Finanzierung der Ersatzinvestitionen nach 10 Jahren (siehe vorheriger Abschnitt).

Tabelle 13: Daten der Finanzierungen

Finanzierungen	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
Eigenkapital [CHF]	[redacted]		
Fremdkapital I [CHF]			
Fremdkapital I Laufzeit [a]			
Fremdkapital I Zinssatz			
Fremdkaptial II [CHF]			
Fremdkapital II Laufzeit [a]			
Fremdkapital II Zinssatz			
Fremdkapital für Ersatzinvestition [CHF]			
Fremdkapital für Ersatzinvestition Laufzeit [a]			
Fremdkapital für Ersatzinvestition Zinssatz			

Jährliche Einnahmen

Die Einnahmequellen und jährlichen Einnahmehöhen sind in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14: Jährliche Einnahmen

Jährliche Einnahmen [CHF]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
Strom	[redacted]		
Endsorgungserlöse Substrate			
Wärmelieferung			
Summe			

Jährliche Kosten

Die jährlichen Kosten enthalten Personal, Wartung, Betriebsmittel, Substratkosten, Analytik, Versicherung und Verwaltung, sowie Zinsen und Abschreibungen und sind in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Kosten

Jährliche Kosten [CHF]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage	[redacted]		
Allgemeine Betriebskosten (Verwaltungskosten, Versicherungskosten)			
Unterhaltskosten (Wartungskosten, Erneuerungskosten, Analytik)			
Fremdstrombezug			
Personalkosten Substrattransport, inkl. Entsorgungsgebuehren			
Substrattransporte (ausschliesslich Hofdüngertransport)			
Summe			

Steuern

Steuern wurden mit [redacted]% auf das prognostizierte jährliche Betriebsergebnis unter Berücksichtigung von Verlustvorträgen angesetzt.

Jährlicher Preisanstieg

Der jährliche Preisanstieg auf alle Kosten ausser Energiekosten wurde mit [redacted]% angenommen. Energiekosten (Eigenstrombedarf BGA und Diesel für Substrattransporte) wurden mit [redacted]% Preissteigerung auf Grund der zu erwartenden Energiekostensteigerung angesetzt.

Opportunitätskosten

Opportunitätskosten sind entgangene Erlöse, die dadurch entstehen, dass vorhandene Möglichkeiten (Opportunitäten) zur Nutzung von Ressourcen nicht wahrgenommen werden. Entsprechend der Darstellung der Renditen für risikofreie Anlagen in der Schweiz (Schweizer Staatsanleihen, [redacted]%[6]) wurde konservativ mit einem Risikozuschlag von [redacted] Prozentpunkten gerechnet, so dass die Opportunitätskosten mit [redacted]% angesetzt werden. Die Opportunitätskosten werden zur Bestimmung des Nettobarwertes (NPV) herangezogen (s.u.).

[6] Luzerner Kantonalbank private banking, 3. Juni 2008

Finanzielle Kenndaten

Es werden die folgenden finanziellen Kenndaten herangezogen um die Wirtschaftlichkeit des Projektes zu beurteilen:

- IRR (Internal Rate of Return) ausschliesslich auf das Eigenkapital
- der Kapitalwert nach Vollzugsweisung mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 3%
- NPV (Net Present Value) mit Opportunitätskosten von [redacted]%.

Alle finanziellen Kenndaten belegen, dass die Projekte nicht finanziell attraktiv sind (siehe Benchmark Analyse).

Benchmark / Vergleichswert

Ein direkter Vergleich des Projektes mit bereits realisierten BGA ist innerhalb der Schweiz nicht möglich, da es keine öffentlich zugänglichen Informationen über die finanziellen Kenndaten (Eigenkapital-IRR) bestehender Anlagen gibt. Es wurde daher auf Basis von öffentlichen Informationen (siehe Tabelle 16) über allgemeine Investitionen in der Schweiz ein Vergleichswert für die finanzielle Attraktivität von BGA, wie sie in diesem Projekt beschrieben werden, geschätzt.

Tabelle 16: Übersicht der Renditen in der Schweiz

Quelle	(Eigenkapital)-Rendite	Bemerkung
Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz, Ausgearbeitet durch Prof. Dr. M. Filippini, Dr. S. Banfi, C. Luchsinger, Dr. J. Wild CEPE ETH Zürich und MecoP Università della Svizzera Italiana Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bundesamtes für Wasser und Geologie und der Interessengruppe Wasserkraft Dezember 2001, Seite 98	[redacted]%[7]	Annahme für Investitionen in Wasserkraftanlagen für Versorgungsunternehmen
Präsentation anlässlich des Energie-Apéro 13. März 2008, Berechnet aus Daten von Folie 19, Hans Dürig AG, 3132 Riggisberg	[redacted]%	Investition in Pelletheizung oder Wärmepumpe für Privathaushalte
Rendite Staatsanleihen, Luzerner Kantonalbank private banking, 3. Juni 2008	[redacted]%	Risikolose Kapitalanlage in der Schweiz

Für Investoren ist eine Renditeerwartung bei einer Investition in BGA gegenüber Investitionen im Bereich regenerativer Energien zu betrachten, insbesondere was die Prozess- und Technikrisiken bei dem Betrieb von BGA betrifft (Betriebsrisiko). Höhere Risiken sind als Risikoaufschläge auf die erwartete Eigenkapitalrendite zu bewerten.

Bei BGA ist die anaerobe Fermentation ein hochkomplexes Mineralisationsverfahren, in welchem durch unterschiedliche Bakterienstämme (z.B. fakultativ anaerob, essig/ säurebildend, methanbildend) biologische Abbaustufen wie Hydrolyse, Versäuerung, Essigsäurebildung und Methanbildung simultan bzw. in Reihe durchlaufen werden. Der

[7] Nominaler Zinssatz berechnet aus realem Zinssatz von [redacted] % unter der Annahme von [redacted] % Inflation über [redacted] Jahre.

Gesamtprozess der Fermentation ist vor diesem Hintergrund sensibel gegen Temperaturschwankungen und insbesondere gegen Konzentrationsschwankungen des Inputmaterials, da sich die Mikroorganismen auf das Substrat adaptieren müssen. Die beschriebenen Schwankungen hinsichtlich Konsistenz des Inputmaterial und hinsichtlich Temperaturführung ziehen systemimmanent Reduktionen des Gasertrags, und damit Reduktionen der produzierten und eingespeisten elektrischen Energiemenge nach sich. Aus Investorensicht stellt dies einen Unsicherheitsfaktor dar, der mit Risikoabschlägen auf den Gasertrag zu berücksichtigen ist, bzw. in der Vergangenheit bei vielen Projekten nicht berücksichtigt wurde.

Die den Biogasanlagen nachgeschalteten Blockheizkraftwerken werden auf einen festen Methangehalt des zugeleiteten Biogases eingestellt. Aufgrund von Konzentrationsinhomogenitäten des Inputmaterials (s.o.) stellen sich jedoch Schwankungen im Methangehalt ein, die automatisch zu Leistungsverminderung der Motoren und damit zu Defiziten der Energieausbeute führen. Darüber hinaus führen Spurengase im Biogas, die vermehrt bei suboptimalem Gärungsprozess entstehen, zu erhöhtem Verschleiss und Reparaturaufwendungern, sowie auch zu Motorenausfällen mit entsprechenden Produktionsstillständen für den einzuspeisendem elektrischen Strom. Damit verbunden ist eine hohe Volatilität der Ausgabenströme, die aus Investorensicht ein Engagement erschwert.

Im Allgemeinen ist die Substratlage in der Schweiz angespannt und wird sich in Zukunft weiter verschärfen. Es ist damit zu rechnen, dass die BGA in kürzeren Abständen mit verschiedenen Substraten beschickt werden müssen, was die Prozessstabilität reduziert und höhere Ansprüche an den Anlagenbetrieb (Fütterung, Überwachung) stellt.

Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieprojekten ist eine grosse Anzahl von Biomasselieferanten und Beteiligten in der Betreibergesellschaft. Dies stellt die Betriebsführung kompliziert dar und erhöht das Organisationsrisiko.

Es gibt auf Investoren Seite meist nur geringe Erfahrungen mit BGAs. Auch wenn diese Erfahrungen oft durch Planungsbüros hinzugezogen werden, bleibt das Investitionsrisiko ist sehr hoch.
Damit wäre die erwartete Eigenkapitalrendite im Vergleich zu Investitionen im Bereich Wasserkraftanlagen (Renditeerwartung [redacted] %) als höher zu bewerten. Als konservativer Ansatz für die Bewertung der Additionalität soll hier dennoch lediglich der Benchmark von [redacted] % angenommen werden.

Als NPV muss ein positiver Wert erreicht werden, da ansonsten durch Investition in andere Opportunitäten eine höhere Rendite hätte erreicht werden können. Über die benötigte Höhe des NPV kann kein fester Wert angegeben werden, wohl aber die Forderung gestellt werden, dass dieser mindestens positiv sein muss. Risikolose Investments in Staatsanleihen bilden eine untere Grenze für eine Eigenkapitalrendite.

Für den Kapitalwert nach Vollzugsweisung wird kein Benchmark angegeben, da keine öffentlich zugänglichen Quellen für diesen finanziellen Kennwert angegeben werden konnten.

Es ergeben sich die **finanziellen Kenndaten des Benchmarks** zu:

- [redacted] % Eigenkapitalrendite
- mindestens positiver NPV

Die finanziellen Kenndaten der Projekte *ohne Erlös aus Emissionsgutschriften* sind zum Vergleich mit dem Benchmark in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17:Finanzielle Kenndaten Vergleich Projekt ohne Erlös aus Emissionsgutschriften und Benchmark

Finanzielle Kenndaten und Benchmark	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3	Benchmark
IRR auf Eigenkapital	[redacted]			
Kapitalwert nach Vollzugsweisung [CHF]				
NPV [CHF]				

Sensitivitätsanalyse

Um die Robustheit der Wirtschaftlichkeitsanalyse zu demonstrieren, wurden der Vollzugsweisung folgend zwei weitere Szenarien entwickelt.

Im *Maximalszenario* wurden *gleichzeitig* die Investitionskosten und die laufenden Kosten um 5% reduziert, während die Erlöse um 5% erhöht wurden. Dies entspricht einem hypothetischen optimalen Szenario für den Projektbetreiber (best case).

Im *Minimalszenario* wurden *gleichzeitig* die Investitionskosten und die laufenden Kosten um 5% erhöht, während die Erlöse um 5% reduziert wurden. Dies entspricht einem hypothetischen negativen Szenario für den Projektbetreiber (worst case).

Bei den Szenarien wurden *gleichzeitig alle Positionen*, die mindestens 20% der Investionskosten, Einnahmen oder Kosten darstellen um 5% variiert. Dabei wurde nicht auf die Wahrscheinlichkeit dieser Änderungen eingegangen. Als wahrscheinlichtses Szenario sind die oben genannten Rahmenbedingungen anzusehen. Von diesen Rahmenbedingungen werden die anderen Szenarien abgeleitet.

Ausserdem wird der Einfluss der Veränderung der *einzelnen* Kosten und Erlöse auf die IRR bei einer 5%igen Änderung in Abbildung 4, Abbildung 5 und Abbildung 6 dargestellt.

Tabelle 18: Szenarien Projekt 1

Szenariobericht [wenn nicht anders angegeben in CHF]			
Biogasanlage [redacted] Projekt 1	Maximalszenario	Wahrscheinliches Szenario	Minimalszenario
Veränderbare Zellen:			
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land)	[redacted]		
Strom [kWh]			
Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage			
Allgemeine Betriebskosten (Verwaltungskosten, Versicherungskosten)			
Unterhaltskosten (Wartungskosten, Erneuerungskosten, Analytik)			
Ergebniszellen:			
IRR auf Eigenkapital; 2009-2029	[redacted]		
Kapitalwert; kalkulatorischer Zins 3%, nach Vollzugsweisung			
NPV auf Eigenkapital; 20 Jahre [redacted]%			

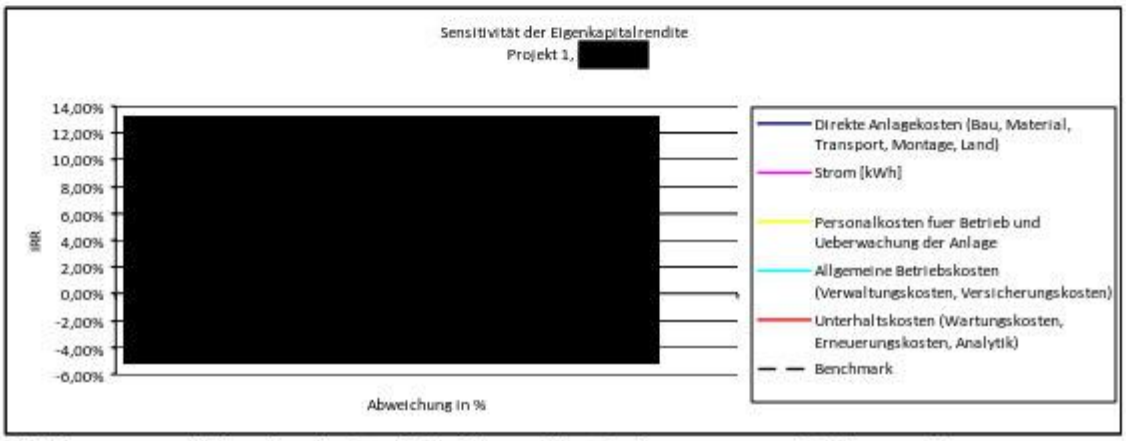

Abbildung 4: Sensitivität der Eigenkapitalrendite auf die einzelnen Kosten und Erlöse Projekt 1

Tabelle 19: Szenarien Projekt 2

Szenariobericht [wenn nicht anders angegeben in CHF]			
Biogasanlage [redacted] Projekt 2	Maximalszenario	Wahrscheinliches Szenario	Minimalszenario
Veränderbare Zellen:			
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land)	[redacted]		
Strom			
Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage			
Unterhaltskosten (Wartungskosten, Erneuerungskosten, Analytik)			
Ergebniszellen:			
IRR auf Eigenkapital; 2009-2029	[redacted]		
Kapitalwert; kalkulatorischer Zins 3%, nach Vollzugsweisung			
NPV auf Eigenkapital; 20 Jahre [redacted]%			

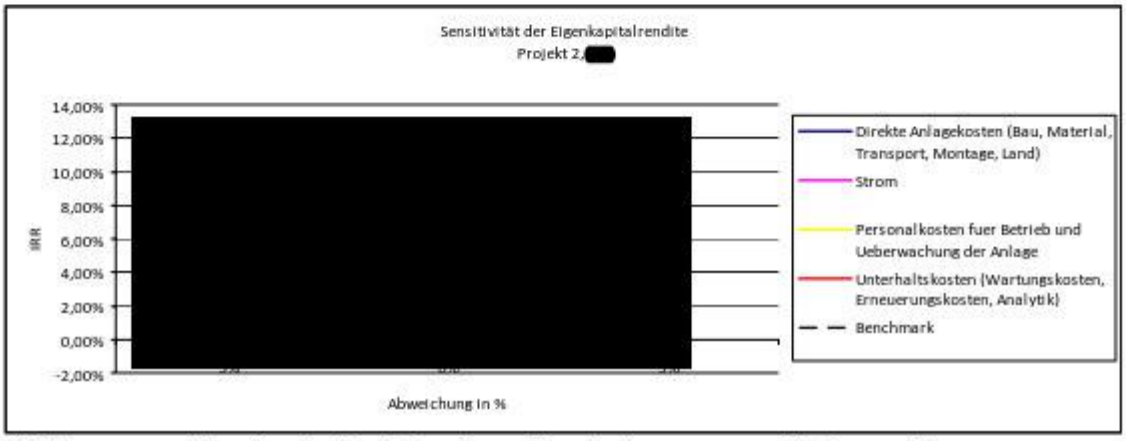

Abbildung 5: Sensitivät der Eigenkapitalrendite auf die einzelnen Kosten und Erlöse Projekt 2

Tabelle 20: Szenarien Projekt 3

Szenariobericht [wenn nicht anders angegeben in CHF]			
Biogasanlage [redacted] Projekt 3	Maximalszenario	Wahrscheinliches Szenario	Minimalszenario
Veränderbare Zellen:			
Direkte Anlagekosten (Bau, Material, Transport, Montage, Land)	[redacted]		
Strom [kWh]			
Personalkosten fuer Betrieb und Ueberwachung der Anlage			
Unterhaltskosten (Wartungskosten, Erneuerungskosten, Analytik)			
Ergebniszellen:			
IRR auf Eigenkapital; 2009-2029	[redacted]		
Kapitalwert; kalkulatorischer Zins 3%, nach Vollzugsweisung			
NPV auf Eigenkapital; 20 Jahre[redacted]%			

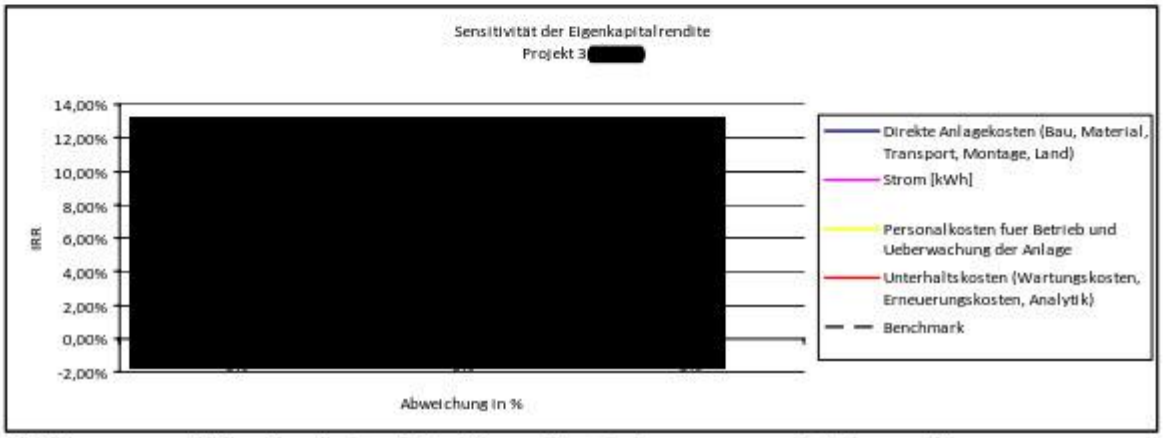

Abbildung 6: Sensitivität der Eigenkapitalrendite auf die einzelnen Kosten und Erlöse Projekt 3

Alle Projekte sind selbst im Maximalszenario unter dem Benchmark der IRR von [redacted]%. Der NPV wird höchstens im (unwahrscheinlichen) Maximalszenario positiv. Bei der Variation von nur einem Kosten- oder Erlösposten (wie in den Abbildungen 4, 5 und 6 dargestellt) sind die Werte der IRR immer wesentlich unterhalb des Benchmarks.

Die finanzielle Barriere für die Projekte wurde dargelegt. Ohne Erlöse aus dem Verkauf von Emissionsgutschriften werden die Projekte wegen schlechtem Verhältnis zwischen Risiko und Rentabilität nicht umgesetzt.

C.3.4 Analyse anderer Hemmnissen:

Landwirtschaftliche BGA, die von dem Landwirtschaftsbonus der KEV profitieren wollen haben ein grosses Problem bei der Akzeptanz der Zonenkonformität. Bisherige BGA, die zu 50% Co-Substrate füttern, benötigen spezifisch ein geringeres Volumen pro installierter elektrischer Leistung. Kleinere Anlagen werden leichter in der Landwirtschaftszone als zonenkonform angesehen. Durch die Verwendung von 80% Hofdünger, der pro Tonne viel weniger Biogas produziert, als die meisten Co-Substrate, benötigen die landwirtschaftlichen BGA mit Landwirtschaftsbonus spezifisch ein grösseres Volumen pro installierter elektrischer Leistung. Obwohl die Verbindung zur Landwirtschaft grösser ist, wird auf Grund der grösseren Volumina oft eine Baugenehmigung in der Landwirtschaftszone schwierig. Dies kann zur Folge haben, dass die finanziellen Rahmenbedingungen gesprengt werden, oder die effektive Nutzung der erneuerbaren Energie unmöglich gemacht wird.

Gerade die vorrangige Verwendung von Hofdünger liefert den grossen Klimaschutzeffekt. Eine Registrierung als Klimaschutzprojekt kann die Akzeptanz einer BGA in der Landwirtschaftszone erhöhen, weil dadurch das Bewusstsein, dass die Landwirtschaft ebenfalls ein wichtiger Emittent von Treibhausgasen ist, der Öffentlichkeit und den zuständigen Behörden bewusst gemacht wird. Der Klimaschutzeffekt der BGA in diesem Bündel festigt weiterhin den Bezug zur Landwirtschaft.

C.3.5 Auswirkungen der Registrierung als Projekt:

Durch den Erlös aus dem Verkauf von Emissionsgutschriften verbessern sich die finanziellen Kenndaten der Projekte, wie in Tabelle 21 dargestellt. Es wurde ein Preis für die Emissionsgutschriften (siehe Tabelle 31) von [redacted] CHF/tCO_{2e} angenommen. Dabei wurden die Einnahmen aus den Erlösen der Zertifikate nicht nur für die Jahre bis 2012 sondern über die gesamte Laufzeit der Projekte einbezogen.

Tabelle 21:Auswirkung der Registrierung als Projekt

Auswirkung der Registrierung als Projekt	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
IRR auf Eigenkapital	[redacted]		
Kapitalwert nach Vollzugsweisung [CHF]			
NPV [CHF]			

Darüber hinaus erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass BGA ihre Klimaschutzfunktion dort umsetzen können wo die Emissionen entstehen: in der Landwirtschaft.

C.4. Berechnung der Emissionsreduktion:

C.4.1 Projektemissionen:

Das Projekt emittiert Klimagase durch den Transport der Biomasse und unvollständige Methanverbrennung im BHKW und der Notfackel.

Unvollständige Methanverbrennung

Das Methan im Biogas wird als Treibstoff eines BHKWs verbrannt. Dabei wird das Methan vollständig verbrannt (99,5%). Die in Notfällen zur Methanverbrennung genutzte Notfackel verbrennt mehr als 99% des eingehenden Methans. Das entweichende Methan muss in der Emissionsrechnung berücksichtigt werden. Dazu wird die Methanemission durch unvollständige Methanverbrennung mit der Verbrennungseffizienz des BHKW und der Notfackel berechnet:

$$PE_{flare} = BE_{CH4} \cdot (FT_{CHP}/8.760 \cdot (1-EF_{CHP}) + FT_{Flare}/8.760 \cdot (1-EF_{Flare}))$$

mit:

PE_{flare}	= jährliche Projektemissionen durch unvollständige Methanverbrennung, in t CO_{2e}
FT_{CHP}	= jährliche Betriebsstunden des BHKW, in h
EF_{CHP}	= Verbrennungseffizienz des BHKW, (99,5%)
FT_{Flare}	= jährliche Betriebsstunden der Notfackel, in h
EF_{Flare}	= mittlere Verbrennungseffizienz der Notfackel, 99%

Mit den Parametern aus Annex 3 ergibt sich:

Tabelle 22: Projektemissionen durch unvollständige Methanverbrennung

PEflare [tCO2e]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
2009	[redacted]		
2010			
...			
2029			

Biomassetransport

Die BGA wird mit Hofdünger und Co-Substraten beschickt. Hofdünger kann unterteilt werden in flüssigen Hofdünger (Gülle) und festen Hofdünger (Mist, etc.). Diese müssen zur Anlage und der Gärrest auf die Felder/zurück zu den Hofdüngerlieferanten transportiert werden. Die dadurch entstehenden Emissionen werden durch den Treibstoffverbrauch der Transportfahrzeuge berechnet, die voraussichtlich eingesetzt werden. Dabei wird zwischen dem Transport des flüssigen Hofdüngers und des Gärrestes auf der einen Seite und der Kombination aus Co-Substraten und festem Hofdünger (Mist, etc.) auf der anderen Seite unterschieden. Es ergeben sich Emissionen aus dem Transport von:

$$PR_{trans} = F_{CON\text{-}total}\ EF_{CO2\text{-}diesel}$$

mit

PR_{trans} = jährliche Emissionen durch den Transport aller in der Biogasanlage verarbeiteten Biomasse und deren Abtransport, in tCO_{2e}/a

$F_{CON\text{-}total}$ = jährlicher Dieselverbrauch für den Transport aller in der BGA verarbeiteten Biomasse und deren Abtransport, in l

$EF_{CO2\text{-}diesel}$ = Emissionsfaktor für Dieseltreibstoff, in $kgCO_2/l$

wobei

$$F_{CON\text{-}total} = \Sigma\, F_{CON\text{-}i} \cdot D_i$$

mit

i = Biomasseart (i = flüssiger Hofdünger, Gärrest [G], fester Hofdünger [M], Co-Substrat [C])

$F_{CON\text{-}i}$ = Dieselverbrauch des Transporters für die Biomasseart i, in l/km

D_i = jährliche Fahrtdistanz um die Biomasseart i zur oder von der BGA zu transportieren, in km

wobei

$$D_i = F_i \cdot D_{i\text{-}BGA}$$

mit

F_i = jährliche Fahrten um Biomasseart i zur BGA zu transportieren und um den Gärrest zurück zu transportieren

$D_{i\text{-}BGA}$ = mittlere Entfernung Biomasseart i zum BGA Standort, in km

wobei

$$F_i = V_i/C_i \cdot 4$$

mit

4 = Faktor um An- und Abtransport Rechnung zu tragen. Sehr konservative Annahme, da angenommen wird, dass jede Anlieferung von Biomasse 2 Fahrten benötigt, jede Auslieferung von Gärrest ebenso. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Logistik des Projektes besser ausgelegt wird und sich damit weniger Fahrten ergeben. Mehr Fahrten können ausgeschlossen werden.

V_i = jährliches Volumen der zu und von der BGA transportierten Menge der Biomasseart i, in m^3

C_i = Transportvolumen des Transporters für Biomasseart i, in m^3.

Des weiteren ist der Anteil des Transportes an der gesamten produzierten Energie („grauen Energie") in jedem Projekt kleiner als 4%.

Die Ergebnisse der Berechnung der Projektemissionen durch den Transport sind mit dem Anteil grauer Energie in Tabelle 23 dargestellt.

Tabelle 23: Projektemissionen durch Transport

PEtrans [tCO2e]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
2009	[redacted]		
2010			
...			
2029			

Tabelle 24: Graue Energie durch Transport

graue Energie [% der Gesamtenergieproduktion]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
2009	[redacted]		
2010			
...			
2029			

Indirekte Projektemissionen

Indirekte Projektemissionen (Leakage) entstehen dadurch, dass Projektaktivitäten dazu führen, dass ausserhalb der Projektgrenzen Treibhausgasemissionen entstehen, die ohne das Projekt nicht entstanden wären.
Es macht nur Sinn indirekte Projektemissionen zu beachten, wenn Einrichtungen von oder zu einem anderen Projekt transferiert wurden. Beides ist nicht der Fall und es wird davon ausgegangen, dass durch das Projekt ausserhalb der Projektgrenzen keine Treibhausgasemissionen erhöht werden. Daher gilt

$$\text{Leakage} = 0.$$

Summe der Projektemissionen durch unvollständige Verbrennung, Transport, und Leakage

Die gesamten Projektemissionen ergeben sich zu:

$$PE_{gesamt} = PR_{trans} + PR_{flare} + \text{Leakage}$$

Tabelle 25: Projektemissionen inklusive Leakage

PEgesamt [tCO2e]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
2009	[redacted]		
2010			
...			
2029			

C.4.2 Emissionen des Referenzszenarios:

Die Referenzszenario Emissionen setzen sich aus den Methanemissionen (BE_{CH4}) und den Emissionen der Heizsysteme (BE_W) zusammen. Beide Emissionen werden im Folgenden getrennt berechnet.

Methan (CH_4) Reduktion

Die Berechnung der Methanemissionen der Referenzmethode folgt den Empfehlungen der IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty management in National Greenhouse Gas Inventories[8].

Die organische Trockensubstanz der tierischen Exkremente innerhalb des Tierbestandes T wird berechnet durch:

$$VS_T = p_T \, n_T$$

mit

T	= Tiergattung (T= Rinder (Milchkühe) [aM], Rinder (sonstige) [aR], Schweine[aS], Poulets[aH], Pferde[aP])
VS_T	= organische Trockensubstanz der tierischen Exkremente des Tierbestandes T in kg/d
p_T	= organische Trockensubstanzproduktion pro Tier des Tierbestandes T und Tag, in kg/d
n_T	= Tieranzahl des Tierbestandes T

Emissionsfaktor pro Jahr:

$$EF_T = (VS_T \cdot 365) \cdot (B_{oT} \cdot 0{,}67 kg/m^3 \cdot \Sigma_{S,k} \, MCF_{S,k} \, MS_{T,S,k})$$

mit:

S	= Exkrementbehandlungssystem (S = Rindergülle[G], Rindermist [M], Rindertiefstreu[T], Schweinegülle[L], Schweinemist[N], Pouletmist[H], Pferdemist[P])
k	= Klimaregion (k = Schweiz, d.h. jährliche Durchschnittstemperatur <11 °C)
EF_T	= Emissionsfaktor für den Tierbestand T, in kg CH_4,
VS_T	= organische Trockensubstanz der tierischen Exkremente innerhalb des Tierbestandes T, in kg VS pro Tag,
B_{oT}	= maximale CH_4 Produktionskapazität für Exkremente von dem Tierbestand T, in m^3 / CH_4 kg VS,
	$0.67 kg/m^3$ = Dichte von Methan bei 20 °C und Normaldruck,
$MCF_{S,k}$	= CH_4 Umrechnungsfaktor für das Exkrementbehandlungssystem S in der Klimaregion k, in %

[8] Für die Berechnung der Methanemissionen wurden im Wesentlichen die Seiten 4.30 bis 4.35 hinzugezogen, siehe Annex 3.

$MS_{T, S, k}$ = Anteil der Exkremente, die vom Tierbestand T mit dem Behandlungssystem S in der Klimaregion k verarbeitet werden

Die Referenzszenarioemissionen durch Methan aus Hofdüngerlagerung werden auf Grund der Unsicherheiten der angenommenen Modelle mit einem zusätzlichen Abschlag von [redacted]% (Unsicherheitsfaktor *UF*) verringert um eine konservative Schätzung durchzuführen. Schliesslich ergibt sich die folgende Gleichung:

$$BE_{CH4} = UF \cdot (EF_{aM} + EF_{aR} + EF_{aS} + EF_{aH} + EF_{aP}) \cdot GWP_{CH4} \cdot 1/1000$$

mit:

BE_{CH4} = Referenzszenarioemissionen durch Methan aus Hofdüngerlagerung, in t CO_{2e}

UF = Unsicherheitsfaktor zur konservativen Berechnung unter Einbeziehung der Modellunsicherheiten (0,94)

GWP_{CH4} = Globales Erwärmungspotential von CH_4, in kg CO_{2e} / kgCH_4.

Die Berechnung der oben dargelegten Methoden führt mit den Werten aus Annex 3 zu:

Tabelle 26: Referenzszenarioemissionen durch Methan aus Hofdüngerlagerung

BECH4 [tCO2e]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
2009	[redacted]		
2010			
...			
2029			

Erneuerbare Energien (Abwärmenutzung aus WKK Anlagen mit Biogas als Treibstoff)

Die Emissionsreduktion wird auf Basis des Brennstoffverbrauches berechnet, der ohne das Zustandekommen des Projektes auftreten würde, multipliziert mit dem Emissionskoeffizienten für die Ersetzung von fossilen Brennstoffen.

Die CO_2-Emissionen aus der Heizung mit fossilen Brennstoffen werden in dem Referenzszenario folgendermassen berechnet:

$$BE_W = \Sigma_m AR_m \cdot HG_m \cdot EF_{CO2\text{-}m}$$

mit:

m = verwendeter Brennstoff (m = Erdöl HEL [HEL], Erdöl HS [HS], Erdgas [EG])

BE_W = jährliche Referenzszenarioemissionen durch Wärme, die durch das Projekt ersetzt werden soll[9], in t CO_2,

[9] Der Wirkungsgrad des Heizsystems fällt bei der Gesamtbetrachtung aus der Berechnung heraus.

AR_m = Anteil anrechenbarer Emissionsreduktionen durhc Ersatz des benutzten Brennstoffes m, nach Tabelle 10, in %,

HG_m = jährliche Nettowärme die zum Heizen durch das Projekt zur Verfügung gestellt wird und den Brennstoff m ersetzt, in TJ,

$EF_{CO2\text{-}m}$ = Emissionsfaktor des benutzten Brennstoffs m, in t CO_2 / TJ.

Um die Emissionen durch Brennstoffverbrauch zu berechnen, muss die Brennstoffmenge in den Energiegehalt des verheizten Brennstoffes umgerechnet werden. Dies wird mit der Dichte und dem Heizwert des Brennstoffes berechnet. Weiterhin wird der Wirkungsgrad des Heizsystems berücksichtigt.

$$HG_m = O_{used\text{-}m} \cdot \rho_m \cdot NCV_m$$

mit:

$O_{used\text{-}m}$ = jährlicher Brennstoffverbrauch des Brennstoffs m im Falle, dass das Projekt nicht zustande käme, in l bei flüssigen Brennstoffen, bzw. Nm^3 bei Erdgas.

ρ_m = Brennstoffdichte des Brennstoffes m, in kg/l bei flüssigen Brennstoffen, bzw. kg/Nm^3 bei Erdgas

NCV_m = Heizwert des Brennstoffes m, in J/kg.

Anwendung der obigen Gleichungen mit den Parametern aus Annex 3 liefert:

Tabelle 27: Referenzszenarioemissionen durch Heizen mit fossilen Brennstoffen

BEW [tCO2e]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
2009	[redacted]		
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			
2017			
2018			
2019			
2020			
2021			
2022			
2023			
2024			
2025			
2026			
2027			
2028			
2029			

Die gesamte Referenzszenarioemission ist die Summe aus den Methanemissionen und den aus den Heizsystemen kommenden Emissionen:

$$BE = BE_{CH4} + BE_{W}$$

Tabelle 28: Referenzszenarioemissionen

BE [tCO2e]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
2009	[redacted]		
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			
2017			
2018			
2019			
2020			
2021			
2022			
2023			
2024			
2025			
2026			
2027			
2028			
2029			

C.4.3 Emissionsreduktionen:

Die Emissionsreduktion (ER) ergibt sich aus der Differenz zwischen der Referenzszenarioemission und der Projektemission:

$$\mathbf{ER} = BE - PE_{gesamt}$$

Tabelle 29: Emissionsreduktionen

ER [tCO2e]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
2009	[redacted]		
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			
2017			
2018			
2019			
2020			
2021			
2022			
2023			
2024			
2025			
2026			
2027			
2028			
2029			

Im Jahr 2009 wurde nur der Anteil an Reduktionen berechnet, den die BGAs in Betrieb sind.

C.4.4 Dem Bund zustehende Emissionsreduktionen:

Von den Reduktionen steht dem Bund nach der Vollzugsweisung der Anteil zu, durch den er mit Fördermassnahmen die Investitionskosten des Projektes gesenkt hat. Die Förderbeiträge sind im Einzelnen in Annex 2 aufgeführt. Die Emissionsreduktionen wurden also zum gleichen Anteil dem Bund zugeteilt, welchen die Fördermassnahmen zur Investitionssumme ausmachen.

Tabelle 30: Anteil der Emissionsreduktionen der öffentlichen Hand durch Förderbeiträge

Anteil öffentliche Hand durch Förderbeiträge [tCO2e]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
2009	[redacted]		
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			
2017			
2018			
2019			
2020			
2021			
2022			
2023			
2024			
2025			
2026			
2027			
2028			
2029			

C.4.5 Dem Projektträger zustehende Emissionsreduktionen:

Schliesslich ergeben sich aus der Differenz der Mengen aus Tabelle 29 und Tabelle 30.die dem Projektträger zustehenden Emissionsreduktionen zu den in Tabelle 31 dargestellten Mengen.

Eine Zusammenfassung aller aus dem Bündel entstehenden Emissionsreduktionen findet sich in Tabelle 34.

Tabelle 31: Dem Projektträger zustehende Emissionsreduktionen.

Projekträger zustehend [tCO2e]	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
2009	[redacted]		
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			
2017			
2018			
2019			
2020			
2021			
2022			
2023			
2024			
2025			
2026			
2027			
2028			
2029			

C.4.3 Übersicht der Emissionen und Emissionsreduktionen des gesamten Bündels:

Tabelle 32:Zusammenfassung der Resultate für alle Jahre bis 2012 durch Methanreduktion

Jahr	Schätzung der Emissionen aus der Projektemission Methanreduktion (PEgesamt) [tCO2e]	Schätzung der Emissionen aus der Referenzentwicklung Methanemissionen (BECH4) [tCO2e]	Leakage Methanvermeidung	**Schätzung der gesamten Emissionsreduktion aus Methanvermeidung [tCO2e]**
2009	20	545	0	**525**
2010	72	1599	0	**1527**
2011	72	1599	0	**1527**
2012	72	1599	0	**1527**
Gesamt	236	5.342	-	**5.107**

Tabelle 33: Zusammenfassung der Resultate für alle Jahre bis 2012 durch Ersatz fossiler Brennstoffe

Jahr	Schätzung der Emissionen aus der Projektemission Ersatz fossiler Brennstoffe [tCO2e]	Schätzung der Emissionen aus der Referenzentwicklung Ersatz fossiler Brennstoffe (BEW) [tCO2e]	Leakage Ersatz fossiler Brennstoffe	**Schätzung der gesamten Emissionsreduktion aus dem Ersatz fossiler Brennstoffe [tCO2e]**
2009	0	11	0	**11**
2010	0	39	0	**39**
2011	0	39	0	**39**
2012	0	39	0	**39**
Gesamt	-	128	-	**128**

Tabelle 34: Übersicht der Emissionen und Emissionsreduktion des gesamten Bündels und beider Reduktionsmethoden (Methanreduktion und Ersatz fossiler Brennstoffe)

Jahr	Schätzung der Emissionen aus der Projektemission (PEgesamt inkl. Leakage) [tCO2e]	Schätzung der Emissionen aus der Referenzentwicklung Methanemissionen (BECH4) [tCO2e]	Schätzung der Emissionen aus der Referenzentwicklung Ersatz fossiler Brennstoffe (BEW) [tCO2e]	**Schätzung der gesamten Emissionsreduktion (ER) [tCO2e]**	Anteil öffentliche Hand durch Förderbeiträge [tCO2e]	**Projektträger zustehend [tCO2e]**
2009	20	545	11	**536**	1	**535**
2010	72	1599	39	**1566**	8	**1559**
2011	72	1599	39	**1566**	8	**1559**
2012	72	1599	39	**1566**	8	**1559**
Gesamt	236	5.342	128	**5.235**	24	**5.211**

C.5 Anwendung der Monitoringmethode und Beschreibung des Monitoringplans:

C.5.1 Beschreibung des Monitoringplans:

Es werden die folgenden Monitoringmethoden angewandt, um die Methanemissionen, die zerstört werden und die sonst ungehindert in die Atmosphäre emittiert worden wären im realen Projektbetrieb zu bestimmen und zu registrieren.

Zur Bestimmung der Reduktionen durch Vermeidung von Methanemissionen, wird die Methanmenge gemessen, die im BHKW verbrannt wird. Dies geschieht, indem ein Durchflussmessgerät die Menge und ein Gasanalysegerät die Biogaszusammensetzung messen, sowie die Substratmengen durch Wiegen, bzw. Volumenmessungen bei der Annahme an der Biogasanlage protokolliert werden. Ausserdem werden die produzierten thermischen und elektrischen Energieströme gemessen. Regelmässige Untersuchungen der Gärreste und Messung der Gesamtmethanemissionen der BGA durch unabhängige externe Prüfstellen bilden eine ex-post Verifizierbarkeit des Klimaschutzeffektes.

Zur Bestimmung der Reduktion durch Wärmenutzung wird die Wärmemenge protokolliert, die vom Wärmeabnehmer von der BGA bezogen wurde. Diese Wärmemenge wird dann in die Menge fossilen Brennstoffes umgewandelt, der sonst für die Ezeugung dieser Wärmemenge verheizt worden wäre.

Aus den aufgenommenen Daten werden nach den im Folgenden beschriebenen Methoden die Treibhausgasemissionsreduktionen ex-post berechnet:

Methan (CH_4) Reduktion

$$ER_{CH4,\,y,\,ex\text{-}post} = (MD_y - PR_{trans,\,y,\,ex\text{-}post} - PR_{flare,\,y,\,ex\text{-}post})$$

mit:

y	= Jahr des Monitorings
$ER_{CH4,\,y,\,ex\text{-}post}$	= Emissionsreduktion durch Methanumwandlung im Jahr y, in t CO_2e,
MD_y	= Methanmenge, die im Jahr y erfolgreich gespeichert und zum BHKW/Notfackel geleitet wurde, in t CO_2e (Berechnung siehe unten)
$PR_{flare,\,y,\,ex\text{-}post}$	= Projektemissionen durch Methanschlupf der gesamten Biogasanlage im Jahr y, gemessen durch externen Messdienst, in t CO2e
$PR_{trans,\,y,\,ex\text{-}post}$	= Projektemissionen durch Biomassetransport im Jahr y, in t CO_2e wobei

$$PR_{trans,y,ex\text{-}post} = \Sigma_i F_{CON\text{-}i,y} \cdot F_{i,y,ex\text{-}post} \cdot D_{i\text{-}BGA,y} \cdot EF_{CO2\text{-}diesel}$$

mit :

i	= Biomasseart (i = flüssiger Hofdünger, Gärrest [G], fester Hofdünger [M], Co-Substrat [C])

$F_{CON\text{-}i,y}$	= Dieselverbrauch des Transporters im Jahr y für Biomasseart i, in l/km
$F_{i,y,ex\text{-}post}$	= Transporte der Biomasseart i, im Jahr y
$D_{i\text{-}BGA,y}$	= mittlere Entfernung der Biomasseart i zum BGA Standort im Jahr y, in km
$EF_{CO2\text{-}diesel}$	= Emissionsfaktor für Dieseltreibstoff, in $kgCO_2/l$.

Wenn die Biogasproduktion BGP, entweder mit Option I oder Option II bestimmt wurde, kann die Methanmenge MD bestimmt werden durch:

$$MD_y = (BGP_y \cdot MC_y - \Sigma_n BGCO_{n,y} \cdot MCCO_{n,y}) \quad (1)$$

mit:

n	= Co-Substrate (Beispiel: n = Mühlenstaub, Molke, etc.)
BGP_y	= Biogasmenge die im Jahr y erfolgreich zerstört wurde, in m^3 (Berechnung siehe unten)
MC_y	= durchschnittlicher Methangehalt im Biogas im Jahr y, in Vol-%
$MCCO_{n,y}$	= Methangehalt im Biogas aus Co-Substrat n im Jahr y, in Vol-%
$BGCO_{n,y}$	= Biogasproduktion des Co-Substrates n im Jahr y, zu berechnen aus der jährlichen Co- Substratmasse ($MCOF_n$), die in den Fermenter eingebracht wurde, in m^3, wobei

$$BGCO_{n,y} = MCOF_{n,y} \cdot FCO_{n,y}$$

mit:

$MCOF_{n,y}$	= Masse des Co-Substrates n im Jahr y, in t
$FCO_{n,y}$	= Biogasproduktion aus Co-Substrat n im Jahr y, in m3/t (Frischmasse)

Die in Gleichung (1) benötigte Biogasmenge (BGP_y), die im Jahr y erfolgreich zerstört wurde
kann mit zwei Optionen gemessen werden:

Option I : direkte Messung der Biogasmenge
aus der Messung mit einem Durchflussmessgerät ergibt sich direkt die Biogasmenge die erfolgreich zerstört wurde.

Option II[10]: indirekte Messung der Biogasproduktion (BHKW)
aus der Messung der produzierten Strommenge, dem Methangehalt und dem elektrischen Wirkungsgrad des BHKW ergibt sich die Biogasmenge die erfolgreich zerstört wurde zu

[10] Nur zugelassen sofern die gesamte Biogasmenge dem BHKW zur Verwertung und Vernichtung zugeführt wird (kein Notfallszenario mit Fackeleinsatz).

$$BGP_y = E_{PRO,\,y} / (\eta_{CHP\text{-}el} \cdot MC_y \cdot E_{CH4})$$

mit:

$E_{PRO,\,y}$	= Stromproduktion (brutto) im Jahr y, in kWh
$\eta_{CHP\text{-}el}$	= Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW, in %
MC_y	= durchschnittlicher Methangehalt im Biogas im Jahr y, in Vol-%
E_{CH4}	= Energiegehalt von Methan (10 kWh/m3)

Erneuerbare Energien (Abwärmenutzung aus WKK Anlagen mit Biogas als Treibstoff)

Die Bestimmung des ersetzten fossilen Brennstoffes wird jährlich überprüft, um einem möglichen Wechsel des Heizsystems beim Abnehmer Rechnung zu tragen. Die Emissionsreduktion durch thermische Energie ergibt sich damit

$$ER_{W,y,ex\text{-}post} = \Sigma_m \, TEP_{m,y} \cdot EF_{CO2\,-m} \cdot AR_{m,y,ex\text{-}post}$$

mit:

m	= ersetzter Brennstoff (m = Erdöl HEL [HEL], Erdöl HS [HS], Erdgas [EG])
$ER_{W,y,ex\text{-}post}$	= Emissionsreduktion durch thermische Energie, die fossile Energieträger ersetzt im Jahr y, in t CO_2 = t CO_2e,
$TEP_{m,y}$	= jährliche thermische Energiemenge, die im Jahr y von dem Wärmeabnehmer verwendet wird, um den Brennstoff m zu ersetzen, in TJ,
$EF_{CO2\,-m}$	= Emissionsfaktor des Brennstoffes m, in t CO_2e/TJ
$AR_{m,y,ex\text{-}post}$	= Anteil anrechenbarer Emissionsreduktionen im Jahr y durch Ersatz des Brennstoffs m, nach Tabelle 10, in %.

Zur Bestimmung von AR_m mittels Tabelle 10 ist die erwartete Nutzungsdauer (Lebensdauer) der installierten Heizsysteme in Annex 3 angegeben. Sollte das Heizsystem auf CO_2-neutrale Brennstoffe umgestellt werden, so ist dieser Faktor 0, und keine Emissionsgutschriften können mehr für die Wärmenutzung angerechnet werden.

Nährstoffkreisläufe

Sowohl die transparente und effiziente Erfassung, als auch die Kontrolle der Stoffflüsse in die und aus den BGA des Bündels ist ein zentrales Anliegen. Aus diesem Grunde wird dem Monitoringplan jährlich eine komplette Aufstellung der Stoffbilanz beigelegt, aus der sämtliche Eingangs- und Ausgangsmengen hervorgehen. Dies ermöglicht zum einen eine Überprüfung der verarbeiteten Materialien auf Kompatibilität mit gesetzlichen Vorgaben und Annahmelisten, und zum anderen eine detailgenaue Rückverfolgbarkeit der Ausgangsmengen. Damit kann für jede Lieferung von Gärgut aus der BGA angegeben und kontrolliert werden, wohin (zu welchem Abnehmer) sie geliefert wurde. Diese Rückverfolgbarkeit ist sowohl für das Volumen, bzw. Masse in Kubikmeter oder Tonnen, als auch für die Inhaltsstoffe, d.h. für die Hauptnährstoffe Stickstoff, Phosphor, Kalium, Magnesium, den Anteil an Trockensubstanz und organischer Trockensubstanz, sowie für alle Schwermetalle nach ChemRRV Anhang 2.6, garantiert.

Zur Unterstreichung der transparenten Erfassung der Stoffflüsse werden dem Monitoringplan eine komplette Aufstellung der Stoffbilanz und eine Analyse der vorgängig erwähnten Parameter beigelegt.

C.5.2 Messdaten:

Parameter	Einheit	Datenquelle	Erhebungs-instrument	Auswertungs-instrument	Beschreibung des Messablaufes	Kalibrierungsablauf	Genauigkeit der
$PR_{flare,y,ex-post}$ gemessener Methan-schlupf	t CO2e	externer Messdienst	externer Messdienst	externer Messdienst / Messgerät	Dichtigkeitsprüfung der Dächer, aller Behälterwanddurchgänge, Gasführende Leitungen, sowie Methangehalt in Abgas des BHKW/Notfackel	nicht anwendbar	Messung wird vo Messstandarts du
$F_{CON-I,y}$ Diesel-verbrauch Transporter	l/km	Öffentliche Datensammlung des Bundes (auch aus LKW Anzahl, Dieseverbrauch und Güterverkehrsfahrleistung)	manuell	nicht anwendbar	Abgleich mit eingesetzten Transportern	nicht anwendbar	Offizielle Daten, anwendbar
$F_{i,y,ex-post}$ Anzahl Transporte	#	Betriebstagebuch	manuell	nicht anwendbar	Jeder An- und Abliefervorgang wird im Betriebstagebuch protokolliert	nicht anwendbar	Alle Transporte w
$D_{i-BGA,y}$ Entfernung zur BGA	km	Betriebstagebuch/Biomasseli eferverträge	manuell	nicht anwenbar	Abgleich der Lieferanten und deren Standorte	nicht anwendbar	Mit Hilfe von GIS Entfernungen auf genau zu bestimm
MC_y Methan-gehalt Biogas	Vol-%	Gasanalysegerät, Sensor in Gasleitung zum BHKW und Notfackel oder mobiles Methanmessgerät	Digital	elektronisch / PC oder manuell	Messsignale werden elektronisch archiviert oder in Messbericht protokolliert.	periodisch durch Hersteller, ausserdem tägliche bis monatliche geräteinterne Kalibrierung durch Testgassystem	Standartmessmet und häufig angew Messungenauigke Geräte < 3%. Kein Qualitätssicherun
$MCCO_{n,y}$ Methangeh alt Biogas aus Co-Substrat n	Vol-%	Öffentlich zugänglich und anerkannte Datensammlung	manuell	nicht anwendbar	Abgleich mit Datensammlung	nicht anwendbar	Die Werte basiere Erfahrungswerten Gasanalysen im L Berechnungen au theoretischer Mo werden die aktue entnommen.
$MCOF_{n,y}$ Masse Co-Substrat n	kg	Waag- und Messeinrichtungen	Digitale oder analoge Waagen und Zähler	Stoffbilanz der Anlage.	Internes oder externes Wägen oder Messen der Co-Substrate. Flüssige Substrate werden durch ihr spez. Gewicht umgerechnet. Sämtliche Lieferscheine werden	Kalibrierung durch unabhängige Eichmeister mit geeichten Gewichten, im	Sehr robuste mec Instrumente, ode Daten. Keine Qua nötig.

					archiviert, damit ist auch die Stoffflussrückverfolgbarkeit gegeben.	Regelfall jährlich	
$FCO_{n,y}$ Biogas-menge aus Co-Substrat	m3/t	Öffentlich zugänglich und anerkannte Datensammlung	manuell	nicht anwendbar	Abgleich mit Datensammlung	nicht anwendbar	Die Werte basiere Erfahrungswerter Gasanalysen im L Berechnungen au theoretischer Mo werden die aktue entnommen.
BGP_y Biogas-menge	m^3	Strömungssensor vor BHKW Einspeisung, und Notfackel	Digital, z.B. Druckdiffer enzmessun g	elektronisch / PC	Messsignale werden elektronisch archiviert.	keine Kalibrierung vorgesehen, Funktionsprüfung periodisch	Standartmessmet und häufig angew Messungenauigke Geräte < 1%.
$E_{PRO,y}$ Strom-produktion	kWh	Stromzähler	digital	elektronisch / PC	Stromproduktion wird kontinuierlich elektronisch archiviert	Eigentum des Netzbetreibers, Kalibrierung durch BGA-Betreiber nicht erlaubt	Standartmessmet und häufig angew Messungenauigke Geräte < 1%.
$TEP_{m,y}$ ext. genutzte Wärme-menge	kWh	Wärmemengenzähler für extern genutzte Wärme	digital	elektronisch / PC oder manuell	Wärmemenge wird kontinuierlich elektronisch archiviert.	Hersteller, Wärmeabnehmer.	Standartmessmet und häufig angew Messungenauigke Geräte < 1%.
$AR_{m,y,ex\text{-}post}$ Anteil anrechen-bare Reduktione n	keine	Abnehmer der Wärme	manuell	nicht anwendbar	Befragung über verwendeten Brennstoff und Wechsel des Heizsystems, sowie über eine allfällige Teilnahme bei freiwilligen Kompensationsmassnahmen, z.B. EnaW	nicht anwendbar	Keine
Stoffbilanz	keine	Beteiligte Landwirte	manuell	nicht anwendbar	Die Stoffbilanzen werden in behördlich anerkannten Aufstellungen gesammelt und dem Monitoringbericht beigelegt	nicht anwendbar	keine
Analyse Inhalts-stoffe	keine	externer Messdienst	externer Messdienst	externer Messdienst	Proben der Gärreste werden in Labors auf deren Inhaltsstoffe (Nährstoffe, Trockensubstanz und organische Trockensubstanz, Schwermetalle, etc.) untersucht und die Testergebnisse dem Monitoringbericht beigelegt	nicht anwendbar	Messung wird vo Messstandarts du

C.5.3 Verantwortliche Personen / Unternehmenseinheiten für die Messung:

Der Monitoringplan inklusive aller Parameter, der Datensammlung und -archivierung stehen unter der Verantwortung der in angegebenen Personen. Die Kontaktdetails befinden sich im Annex 1.

Tabelle 35: Verantwortliche Personen für Monitoringplan

Projekt	Verantwortliche Person	Tel.
1	[redacted]	[redacted]
2		
3		

C.5.4 Qualitätskontroll- und Qualitätssicherungsmassnahmen, die auf die Messdaten angewandt werden:

Alle im Monitoringplan erwähnten Messgeräte werden den Herstellerangaben nach kalibriert und gewartet.
Das Personal erhält Schulungen in der Bedienung der Anlage (alle mechanischen Anlagenteile, SPS Steuerung, BHKW und Notfackel, Prozessüberwachung und Leckerkennung), die je nach Stand der Technik und des Wissens erneuert werden.
Verwendete Software wird nach Herstellerangaben auf dem neuesten Stand gehalten.
Gemessene Daten werden soweit möglich im Monitoringreport durch Gegenrechnung auf Plausibilität geprüft.

C.5.5 Kurze Beschreibung der Umsetzung und des Managements des Monitoringplans:

Jedes Projekt führt eine eigene Substratliste, was aus düngerverkehrstechnischen Gründen bereits gesetzlich vorgeschrieben ist. Die technische Ausstattung aktueller BHKWs umfasst die notwendigen Messinstrumente und kann durch die computergestützte Steuerung leicht überwacht werden. Die computergestützte technische Betriebsführung erlaubt bei allen Projekten die oben genannte Datenerfassung und –speicherung.
Ein Wartungsplan, der die täglichen, wöchentlichen, monatlichen und jährlichen Monitoringaufgaben enthält ist bei jeder Biogasanlage vorhanden. Die Betriebsführung verpflichtet sich zur Befolgung dieser Wartungspläne

Alle Daten werden mindestens bis 2014 oder bis mindestens 2 Jahre nach der letzten Ausgabe der Emissionsgutschriften archiviert.

C.5.6 Name des Erstellers des Monitoringplans:

[redacted]