

2013 年度

博士論文

共同利用型バイオガスプラントのエネルギー
利用方法に関するライフサイクル的評価

20733004 中山 博敬

指導教員 動物資源生産学 教授 干場 信司

酪農学園大学大学院酪農学研究科

目次

第Ⅰ章 序論・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・1

- 1．研究の背景
- 2．既往の研究
- 3．研究の目的
- 4．論文の構成

第Ⅱ章 バイオガスの利用方式とエネルギー収支の検討・・・11

- 1．目的
- 2．方法
 - (1) エネルギー収支の検討範囲
 - (2) シミュレーションモデルの基礎としたバイオガスプラント
 - (3) シミュレーションモデル
 - 1) シミュレーションモデルの概要
 - 2) 電力の計算
 - 3) 熱の計算
 - (4) 設定条件
 - 1) 殺菌条件
 - 2) 消費熱量および気温
 - 3) 精製装置でのガス精製能力

- 4) コジェネレーターおよびガスボイラーのエネルギー効率
- (5) シミュレーションケースごとに変えた条件
- (6) シミュレーションの期間
- (7) 温室効果ガス排出量の算定
- 3. 結果および考察
 - (1) プラント運転時の年間エネルギー収支とエネルギー生産効率
 - (2) 温室効果ガス排出量の比較
 - (3) バイオガス利用方式の違いとエネルギー生産効率
 - (4) 産出エネルギーの季節変化
- 4. 小括

第Ⅲ章 ライフサイクル的視点によるバイオガスプラントのエネルギー収支の検討・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 30

- 1. 目的
- 2. 方法
 - (1) 設備の製造および施設の建設に必要なエネルギー量の算出
 - (2) ふん尿運搬等に必要なエネルギー量および消化液のエネルギー価値の算出
- 3. 結果および考察
- 4. 小括

第Ⅳ章 バイオガスの利用方式と経済性の検討・・・・・・・・・・ 35

1. 目的

2. 方法

(1) バイオガスのエネルギー利用と代替可能な化石エネルギー

(2) バイオガスプラントにおける経済収支の検討範囲

3. 結果および考察

(1) プラントの運転に伴う経済収支

(2) プラント建設費および更新費を考慮した経済収支

(3) 経済収支改善方法の検討

1) 建設費補助による支出軽減

2) 副原料受け入れによる収入増加

3) 代替可能な化石エネルギーの単価引き上げによる収入増加

4. 小括

第Ⅴ章 総合考察・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 47

1. 前章までに得られた結果と本章の目的

2. 北海道における共同利用型バイオガスプラントの技術的改善の

提案

(1) 北海道内における共同利用型バイオガスプラントでのエネルギー

利用の現状

(2) デンマークにおける共同利用型バイオガスプラントでのエネルギー利用の現状

(3) 共同利用型バイオガスプラントの施設構成および施設管理の改善提案

1) プラント内での熱利用方法の改善

2) バイオガスの脱硫および除湿の徹底

3. 熱利用施設へのバイオガス輸送によるガス利用の検討

4. 今後の北海道における共同利用型バイオガスプラントでのエネルギー利用方法の提案

(1) バイオガスをガスボイラーのみで利用する場合

(2) バイオガスをコジェネレーターで利用する場合

(3) バイオガスを精製装置で利用する場合

5. バイオガスの利用方式別の経済性検討および産出エネルギー利用方法提案の意義

要約・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 65

謝辞・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 75

引用文献・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 77

Abstract・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 86

第 I 章 序論

1. 研究の背景

北海道の乳用牛の飼養頭数は 1993 年の 92 万 7 千頭をピークに漸減し、2012 年現在では全国の約 57% を占める 82 万 2 千頭が飼育されている（農林水産省[46]）。一方、北海道の酪農家戸数は減少しつつづけており、酪農家 1 戸当たりの乳用牛飼養頭数は年々増加している（Fig.1-1）。また、フリーストール牛舎導入農家割合が増加傾向にあり（北海道農政部食の安全推進局畜産振興課[19]）、フリーストール牛舎から発生する液状ふん尿（Photo 1-1）の適正な管理が重要となっている。

液状ふん尿の管理施設の一つに、メタン発酵（嫌気発酵）を利用したバイオガスプラントがある（(独)北海道開発土木研究所[11]）。この施設ではふん尿を一定温度に保持しながら嫌気発酵させ、発酵後に残る消化液を圃場へ散布して肥料として利用する。発酵時には有機物の微生物分解によりバイオガスが発生する。このバイオガスは、二酸化炭素（以下、CO₂と表記）と可燃性であるメタンが混合されたガスであり（Raven and Gregersen[51]）、エネルギーとして利用することができる（Fig.1-2）。

バイオガスはバイオマスを原料として生産された燃料であり、燃焼時に大気中へ放出される CO₂ は、光合成によって固定された炭素

が基になっている。従って、炭素の循環で見ると大気中の CO₂ 量は変化しないためカーボンニュートラルと呼ばれ、この CO₂ は温室効果ガスとして算定されないという特徴がある（例えば、農林水産省[47]、井熊[22]）。

バイオガスプラントが多数稼働しているヨーロッパでは、家畜ふん尿を発酵原料とするプラントのほかに、トウモロコシなどのエネルギー作物を発酵原料とするプラントも多く存在する（Johnny[27]）。バイオガスプラントには農家個々で設置する個別型プラント、あるいは複数の農家で利用する共同利用型プラントがある（Schulz and Eder[53]）。ドイツでは個別型プラントが多く、2007 年時点で約 3,700 施設以上のバイオガスプラントが稼働している（Teodorita[56]）。デンマークでは共同利用型プラントが比較的多く、2010 年時点では 23 施設の共同利用型プラントと、60 施設の個別型プラントが稼働中である（Rikke *et al* [52]）。ヨーロッパでのバイオガス利用方法を見ると、ドイツでは主にコジェネレーター（以下、CHP と表記）で電力に変換して売電している（Daniel[7]）。これは、再生可能エネルギー法の施行により、バイオガス由来の発電電力を高価格で買い上げる義務を電力供給会社に課す政策が導入されているためである（淡路[2]）。デンマークでも電力会社は再生エネルギー由来の発電電力の購入が義務付けられており（中原[44]）、

主に CHP でエネルギー変換して利用している。また、CHP から回収した熱エネルギーは、多数の小規模地域暖房ネットワークで利用されており、デンマークの世帯に必要な熱源の 60% を供給している（NEDO 海外レポート[4]）。さらに、精製後のバイオガスは天然ガスで走る車両の燃料として利用したり、天然ガス供給網に入れたりすることができ、スウェーデンではこのような利用が進んでいる（NEDO 海外レポート[3]）。

日本では、主に北海道においてバイオガスプラントが普及しており、2009 年時点で個別型プラントが 28 施設、共同利用型プラントが 2 施設稼働している（石田[24]）。北海道でのバイオガス利用方法の現状は、ガスボイラーを用いて熱のみを利用する方法、または CHP を用いて熱と電力を利用する方法に大別することができる。特に熱の利用では、北海道はヨーロッパと比較して冬期の気温が低く、厳冬期には発酵槽等の加温に必要な熱が増加するため、余剰熱は少なくなるという特徴がある（中山ら[39]）。また、近年、バイオガスを膜分離してメタン濃度を高めたガス（以下、精製バイオガスと表記）へ少量の LP ガスを加え、都市ガスの 12A 規格に適合するガス（以下、精製ガスと表記）に精製する移動式の精製圧縮充填装置（以下、精製装置と表記）が開発され、実証試験が実施されている（北海道開発局開発管理部開発調査課[17]）。精製ガスは天然ガス自動車

やガスコンロの燃料に使用することができる。

CHP を用いて発電した電力は、商用電力系統と系統連系することで売電が可能となる。2003 年 4 月 1 日に施行された「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」（以下、RPS 制度と表記）では、電気事業者に対して、新エネルギー等を利用して得られる電気を一定量以上利用することが義務づけられた（経済産業省資源エネルギー庁[34]）。バイオガスを燃料とする発電電力も RPS 制度の対象となったが、RPS 制度での売却電力単価は、購入電力単価と同等か安価に設定される場合があり（中山ら [42]）、売電を積極的に行う動機付けにはならなかった。その後、再生可能エネルギーの利用促進を図るために、2012 年 7 月 1 日から再生可能エネルギーによる発電電力の固定価格買取制度、いわゆる FIT 制度が始まった（経済産業省資源エネルギー庁[32]）。FIT 制度での売電単価は、RPS 制度より高い単価となり、中山ら [42]の報告事例では、時間帯により約 4～9 倍の単価となった。そのため、バイオガス発電の導入が進み、FIT 制度開始後の 1 年間に、新たに 7 施設のバイオガスプラントが稼働している（経済産業省資源エネルギー庁[33]）。

このように、バイオガス発電による電力利用については、利用促進に向けた制度が拡充されてきた。一方、バイオガスのエネルギー利用は、前述のように熱としての利用や精製ガスとしての利用が可

能であり、どのような利用方法がエネルギー収支や経済収支から見て効率的なのかを定量的に評価することは、今後、バイオガス利用の促進を図る上で重要である。

エネルギー収支や経済収支を評価する際には、短期的評価のみではなく長期的な評価、すなわちライフサイクル的視点による評価が必要である。ライフサイクル的評価手法には、ライフサイクルアセスメント（以下、LCA と表記）やライフサイクルシンキングがある（干場[21]）。LCA とは、対象とする製品を生み出す資源の採掘から素材製造、生産だけでなく、製品の使用・廃棄段階まで、ライフサイクル全体を考慮し、その環境への影響を評価する手法である（伊坪ら[26]）。LCA は、1969 年にアメリカのコカ・コーラ社がリターナブルびんとワンウェイ容器の選択に関する研究をミッドウエスト研究所へ委託し実施したのが始まりだとされている（伊坪ら[26]）。また、ライフサイクルシンキングでは、環境に対する影響（LCA）だけでなく、経済的評価（ライフサイクルコスト）や社会的評価も含む。

2. 既往の研究

バイオガスプラントにおけるエネルギー収支に関する研究は、これまでに多数報告されている。菱沼ら[13]は、個別型バイオガスプ

ラントを対象とし、産出されるエネルギーだけではなく、プラントの建設および運転時に投入されるエネルギーを考慮したエネルギー的評価を行っている。小川ら[48]は、共同利用型バイオガスプラントにおいて、電力線を商用電力と接続する系統連系の方法が売電可能なケースとそうではないケースでのエネルギー利用効率について報告している。Basrawi *et al* [5]は、日本における下水汚泥を原料としたバイオガスプラントを対象として、外気温がバイオガスプラントのエネルギーバランスにおよぼす影響を検討している。これらの報告でのバイオガスの利用方式は、CHP で電力と熱に変換するケースを対象としている。産出されるエネルギーの利用に関する報告では、Steubing *et al* [54]がヨーロッパにおいて、木質バイオマス、農業残渣、家畜ふん尿、下水汚泥を 13 通りの方法で熱、電力および輸送燃料（エタノール）に変換し、化石エネルギーをバイオマスエネルギーで代替した場合の最適な利用方法を、LCA の手法で約 1,500 通りの計算から求めている。

バイオガスプラントを経済面から評価した研究では、石川ら[25]は共同利用型バイオガスプラントを対象とし、プラントの建設、運転、産出エネルギーおよび消化液の肥料価値などを経済的に評価している。Yiridoe *et al* [58]は、カナダの酪農場および養豚場のバイオガスプラントを対象として、エネルギー生産による経済性のほか

に、非市場性の相乗便益（ふん尿の臭い軽減、病原菌の減少、雑草種子の発芽抑制、温室効果ガス削減）に関する経済的評価を行っている。Stowell *et al* [55]は、アメリカのネブラスカにおいて、酪農家のバイオガスプラントの導入に対する公共政策による経済的影響力を検討している。これらの報告でのバイオガスの利用方式は、CHP で電力と熱に変換するケースを対象としている。

このように既往の研究では、バイオガスを主に CHP で利用するケースを対象としている。一方、バイオガスの利用方式は CHP のほか、前述のようにガスボイラーや精製装置があり、それぞれバイオガスの利用過程が異なるが、寒冷地におけるこの 3 つの利用方式についてのエネルギー効率を比較検討した報告はいまだない。

3. 研究の目的

この 3 つの利用方式のエネルギー生産効率を比較する場合には、産出されるエネルギーの形態が熱、電力、精製ガスと異なるため、バイオガスの発生から、産出されるエネルギーを利用するまでのエネルギー収支を検討しなければならない。そのためには、バイオガスプラントから外部へエネルギーを供給する過程と、プラント外部へ供給されるエネルギーを利用する過程にわけて検討する必要がある。なぜなら、バイオガスプラント運転時に必要となる電気および

熱エネルギーは、ガス利用方式によって異なることと、産出されるエネルギーの利用方法は、エネルギーの形態ごとに多岐にわたるためである。

また、バイオガスを発生させるためのプラントの建設にエネルギーが投入されている。バイオガスプラントにおけるエネルギー収支を評価するためには、プラントの建設に必要なエネルギー量を考慮した、ライフサイクル的な視点からの評価が必要である。

さらに、実際のエネルギー利用の場面では経済性が重要視される。従って、プラントの建設からバイオガスのエネルギー利用までを、ライフサイクル的視点で経済的に評価することも必要である。

そこで本研究では、前述した研究の背景および既往の研究を踏まえ、寒冷地の共同利用型バイオガスプラントにおいて、バイオガスをガスボイラー、CHP、精製装置で利用する場合のエネルギー生産効率および経済性について、ライフサイクル的視点から評価を行うことを目的とする。具体的には、以下の内容について明らかにする。

(1) プラントの運転状況を模擬することが可能なシミュレーションプログラムを構築し、寒冷な北海道の気象条件下でのエネルギー収支を求め、バイオガスの利用方式別に産出されるエネルギー量およびエネルギー生産効率を明らかにする。

(2) プラントの建設およびふん尿運搬にかかるエネルギー量を考

慮して、バイオガスの利用方式別にエネルギー収支を明らかにし、ライフサイクル的視点でエネルギー利用方式を評価する。

(3) プラントで生産されたエネルギーを化石エネルギーと代替する場合の経済性を、プラントの建設、維持管理にかかる費用を考慮したライフサイクル的視点で評価する。

(4) 今後の北海道の地域づくりを見据えた、寒冷地での共同利用型バイオガスプラントのエネルギー利用方法を提案する。

4. 論文の構成

本論文は 5 つの章で構成し、各章の内容は以下の通りである。

第 1 章では、バイオガスのエネルギー利用方法の現状と課題を示し、本研究の目的を述べる。

第 2 章では、共同利用型バイオガスプラントの運転を模擬することができるシミュレーションプログラムを構築し、プラントから産出されるエネルギーの生産効率をバイオガスの利用方式別に明らかにする。また、産出されるエネルギー量の季節変化について述べる。

第 3 章では、バイオガスプラントの建設およびふん尿運搬に必要なエネルギー量を整理し、施設の更新年数を考慮したライフサイクル的視点でのエネルギー収支について述べる。

第 4 章では、バイオガスプラントで生産されたエネルギーと代替

可能な化石エネルギーを整理し、施設の耐用年数を考慮したライフサイクル的視点での経済性について述べる。

第 5 章では、前章までに得られた結果をまとめ、寒冷地での共同利用型バイオガスプラントのエネルギー利用方法について提案する。

第Ⅱ章 バイオガスの利用方式とエネルギー収支の検討

1. 目的

バイオガスプラント稼働時には、プラント内での家畜ふん尿の移送ポンプや温水循環ポンプを動かすために電力が必要であり、また、家畜ふん尿を加温するために熱が必要である。これらの電力および熱の必要量は時々刻々と変化する。また、外気温が上下することで発酵槽などからの放熱量も変わるため、加温に必要な熱量が変化する。このように、バイオガスプラントの運転状況は外的要因（気温）や内的要因（機器の稼働条件の設定）により変化し、その結果はプラントのエネルギー収支に影響をおよぼす。

そこで本章では、バイオガスプラントから外部へエネルギーを供給するまでの過程を対象に、稼働中の共同利用型バイオガスプラントで実測したデータをもとにプラントの稼働を模擬するシミュレーションモデルを構築し、年間および月単位でのエネルギー収支について定量的に評価する。バイオガス利用方式はガスボイラーの場合、CHP の場合および精製装置の場合の 3 つのケースとする。また、バイオガスプラントを運転するために投入した化石エネルギー量と、バイオガスプラントから産出されたエネルギー量の比率から、効率的なバイオガス利用方法を明らかにする。さらに、投入した化石エ

エネルギー量および精製時に排出されるオフガス中のメタン量ならびに精製ガスに添加した LP ガス量から温室効果ガス排出量を求め、環境に対する負荷について明らかにする。これらを明らかにすることにより、実際にバイオガスプラントを運転する際のバイオガス利用方法について、産出エネルギー量と生産効率の両面から、定量的に検討することが可能となる（中山ら[41]）。

2. 方法

（1）エネルギー収支の検討範囲

バイオガスの主な組成は約 60% がメタン、約 40% が CO₂ であり、広く普及している都市ガス用や LP ガス用の燃焼機器ではバイオガスを燃料として利用できない。したがって、バイオガスプラントから外部へエネルギーを供給する場合には、利用しやすいエネルギーに変換する必要がある。

Fig.2-1 にバイオガスプラントにおけるエネルギー収支の検討範囲を示す。バイオガスプラントでは、バイオガスを CHP、ガスボイラー、精製装置でエネルギー変換し、電力、熱、精製ガスを外部に供給することができる。その際、各種装置の稼働に必要な電力や精製ガスに添加する LP ガスを、プラント外部から投入する必要がある。また、エネルギー変換の過程において、燃焼などに伴う損失が

発生する。そこで本章でのエネルギー収支の検討は、産出エネルギー (E) から投入化石エネルギー (A) を引いて、産出エネルギー (E) で除した値をエネルギー生産効率 $((E - A)/E)$ と定義し、これを指標として評価することとする (式(1))。すなわち、エネルギー生産効率の最大値は 1 であり、値が大きいほど投入した化石エネルギー量と比較して産出されたエネルギー量が多いことを意味する。

$$\text{エネルギー生産効率} = \frac{\text{産出エネルギー(E)} - \text{投入化石エネルギー(A)}}{\text{産出エネルギー(E)}} \quad \dots (1)$$

バイオガスプラントでは嫌気発酵によりバイオガスが発生するが、発酵施設へは原料としてふん尿が投入され、消化液が排出されるため、Fig.2-1 ではふん尿と消化液の流れを破線で示した。本報告でのエネルギー収支の検討は、バイオガスの利用方式に着目したものであるため、式(2)が成り立つ。

$$\begin{aligned} & \text{投入化石エネルギー (A)} + \text{発生バイオガス (B)} \\ & = \text{損失 (D)} + \text{産出エネルギー (E)} \quad \dots\dots\dots(2) \end{aligned}$$

また、バイオガスプラントでは、発生した電力や熱を第一義にプ

ラントの運転に利用するため、運転時の消費エネルギーについて評価できるように、発生エネルギー（C）を求めた。

（２）シミュレーションモデルの基礎としたバイオガスプラント

シミュレーションモデルの主たる基礎データとした共同利用型バイオガスプラントは、北海道東部の別海町で稼働中の別海町資源循環センター（以下、別海プラントと表記）である。Fig.2-2 に別海プラントのシステム構成の概要を、Fig.2-3 にふん尿の動きと液温を示す。複数の酪農家から収集された乳牛ふん尿は原料受入槽で一時貯留され、1,500m³の発酵槽へ投入される。発酵槽は熱交換機で加温され、約 37℃に維持される。発酵後の消化液は殺菌槽で加温された後、消化液貯留タンクに移送され、圃場へ散布するまで貯留される。殺菌槽では、消化液を 7.5 時間以上、55℃に保持している。これは、複数の農家の乳牛ふん尿が混合されるため、雑草種子や病原菌の拡散防止を目的としている。

発酵槽で発生したバイオガスには、メタンおよび CO₂ のほかに、硫化水素が約 0.3%含まれている。硫化水素は燃焼機器を傷めるため、脱硫設備で除去されたのち、CHP またはガスボイラーの燃料として使用する。CHP で発電された電力はプラント内の機器の稼働に利用され、余剰分は売電することができる。また、CHP またはガス

ボイラーから発生する温水は、発酵槽および殺菌槽の加温に利用する。

(3) シミュレーションモデル

1) シミュレーションモデルの概要

バイオガスプラント運転シミュレーションモデルは中山ら[38]が開発したモデルを基本とした。本シミュレーションモデルでは、プラント内の各種装置の運転条件や外気温等の入力データから、プラント内で消費するエネルギー量やプラント外部へ供給可能なエネルギー量等を計算することができる。本研究では、このシミュレーションモデルのガス利用機器や各種パラメーターを別海プラントの実測値を基に変更した。Table 2-1 にシミュレーションに必要な主な入力条件を示す。シミュレーションの計算は時間間隔を1分刻みとし、Excel VBA で記録したマクロ内で行う（(独)土木研究所寒地土木研究所[8]）。1分刻みで連続して計算することにより、バイオガスプラントの実際の運転に近い状態でのシミュレーションが可能である。シミュレーションの期間は、気温の年変化をシミュレーション結果に反映させるため、1年間とした。

2) 電力の計算

ガス利用方式が CHP の場合の電力の計算は、下記の手順で行った。なお、ガス利用方式が CHP 以外の場合では、電力はすべて商用電力を利用することになる。

ア)その時点で稼働している機器の消費電力の合計を 1 分間毎に算出する。

イ)消費電力が発電電力より少なく発電電力が余剰となる場合は売電し、逆に不足する場合は買電する。

ウ)バイオガスを貯留するガスホルダーの容量は 350m^3 とする。ガス貯留量が 2m^3 以上あれば CHP は運転可能であるが、ガス貯留量が一旦 2m^3 未満になると 348m^3 まで貯留されない限り、CHP は起動できないものとする。

3) 熱の計算

ガス利用方式が CHP の場合の熱の計算は、下記の手順で行った。なお、ガス利用方式が CHP 以外の場合では、熱はガスボイラーと重油ボイラーで供給することになる。

ア)プラントの運転に必要な熱量は、条件として設定した発酵温度および殺菌温度と気温から推定する。気温は気象庁のアメダス等で観測された毎時の値を用いる。

イ)Fig.2-4 に示した計算方法にしたがって熱の供給をおこなう。

ウ)気温が高いときには、CHP で生じた熱が必要熱量より大きいため、循環温水の温度が上昇することがある。そこで、過剰な熱が発生した場合は、次の 1 分間の必要熱量からこの過剰分の熱を差し引くことにする。これは過剰分の熱が循環温水の温度上昇として蓄積されると考えるからである。ただし、循環温水温度が過度に上昇すると CHP がオーバーヒートするおそれがあるため、今回のシミュレーションでは過剰熱の上限を 300MJ とし、これを超えた分についてはプラント外部へ供給可能な熱量として集計した。

(4) 設定条件

1) 殺菌条件

前述のとおり、共同利用型バイオガスプラントでは基本的に消化液の殺菌を行っている。Colleran[6]は効果的な殺菌条件を殺菌温度と加熱時間の組み合わせで示しており、シミュレーションでは殺菌温度が 55℃で 7.5 時間以上の条件とした。

2) 消費熱量および気温

プラントでの消費熱量は外気温の違いにより、夏期と冬期で大き

く異なる（中山ら[37]）。そのため、夏期と冬期の気温の違いをシミュレーションに反映させる必要がある。そこで、別海プラントでの実測データから求めた「発酵温度一日平均気温」と発酵槽で必要な熱量との関係を Fig.2-5 に、「殺菌温度一日平均気温」と殺菌層で必要な熱量との関係を Fig.2-6 に示す。これらの実測値から導いた推定式を基に、シミュレーションでの必要熱量を求めた。

また、消費熱量として配管からの放熱も考慮する必要があるが、別海プラントでの計測データからはそれを求めることができなかった。そこで、他の施設での計測結果から配管放熱量を求めることとした。

中山ら[36]は、共同利用型バイオガスプラントである湧別資源循環試験施設（以下、湧別プラントと表記）において、プラント内で消費される熱エネルギーを設備ごとに測定している。その結果によると、「温水トレース＋配管放熱」の項は、プラント全体で消費されるエネルギー量の約 3 ～ 4 割を占めている。温水トレースとは、原料輸送配管の凍結防止やガス配管内での結露防止のため、これらの配管と断熱材との間に配置された細い温水配管のことである。ここで、湧別プラントで測定された「温水トレース＋配管放熱」の測定結果のうち、2 分の 1 を配管放熱と仮定すると、放熱量はプラント全体で消費される熱量の 18～26% を占めることになる。

また、中山ら（未発表）は北海道鹿追町で稼働中の共同利用型バイオガスプラントである鹿追町環境保全センター（以下、鹿追プラントと表記）において、冬期の熱収支を測定している。その結果によると、配管からの放熱は、プラント全体で消費される熱量の 15% を占めることが明らかとなっている。そこで、シミュレーションでの配管放熱量は、プラント全体で消費される熱量のうち 20% を占めるとして計算した。

気温は別海町に設置されている気象庁のアメダスで、1999 年から 2008 年の 10 年間に観測された値の 1 時間ごとの平均値を用いた。

3) 精製装置でのガス精製能力

バイオガスの精製方法は主に、高圧水法、PSA 法および膜分離法の 3 つがある（赤石[1]）。いずれの方法もバイオガス中の約 40% を占める CO₂ を除去することでメタン濃度を高めている。高圧水法では一定の圧力をかけた水の中にバイオガスを通す。PSA 法ではゼオライトなどの吸着剤を満たした吸着塔内でバイオガスの加圧・減圧を繰り返し行う。膜分離法では分離膜を収納した膜モジュールに、加圧したバイオガスを通過させる。膜分離法は他の方法に比べて取り扱いが容易でメンテナンスフリーな装置といわれている（東レリサーチセンター[57]）。

シミュレーションモデルで用いた精製装置のパラメーターは、鹿追プラントで実証試験中の膜分離方式の精製装置で得られた値を基本とした。Fig.2-7 に精製装置のガス流量とメタン濃度を模式的に示す。この装置の1時間当たりの処理能力は、メタン濃度が61.8%の原料バイオガス 5.39m³ から、メタン濃度 89.6%の精製バイオガスを 3.67m³ 生産することができる。一方、膜を透過した CO₂ を多く含むオフガスについては実測値が得られなかったため、原料バイオガスと精製バイオガスの実測値から計算し、メタン濃度 2.5%で 1.72m³/h が発生したと仮定した。なお、シミュレーションではこれらの実測データをもとに、精製バイオガス製造能力を 10 倍にした設定値とした。この設定値は、バイオガスプラントから発生するバイオガスをすべて精製装置で利用できる能力に相当する。

4) コージェネレーターおよびガスボイラーのエネルギー効率

CHP は定格出力 120kW で発電効率を 30%、熱効率を 51%とした。また、ガスボイラーのガス消費量は 29m³/h で、熱効率は 80%とした。CHP の発電効率、熱効率およびガスボイラーの熱効率は、鹿追プラントで稼働中の CHP（定格出力 100kW）およびガスボイラー（ガス消費量 29m³/h）で実測した値を用いた。なお、シミュレーションで CHP を定格出力 120kW に設定した理由は、バイオガス

プラントから発生するバイオガスを余すことなく利用できる能力としたためである。

（５）シミュレーションケースごとに変えた条件

シミュレーションケースを Table 2-2 に、ケースごとのバイオガス利用過程を Fig.2-8～2-10 に示す。ケースごとのガスボイラーの台数は、ケース①では発生するバイオガスをすべて利用できる設定とした。また、ケース②および③では、バイオガスプラント内で必要な熱量を供給することが可能な設定とした。なお、CHP およびガスボイラーから発生した電力および熱は、第一義にバイオガスプラントの運転に利用し、余剰が発生した場合に外部へ供給する設定とした。

（６）シミュレーションの期間

シミュレーションの期間は、年間のエネルギー収支については 1 月 1 日から 12 月 31 日までの 365 日とした。また、月単位でのエネルギー収支については、1 月から 12 月の 1 カ月単位で、各月の 1 日からその月の最終日までとした。なお、2 月は 28 日とした。

(7) 温室効果ガス排出量の算定

温室効果ガスの算定は「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル」(環境省・経済産業省[29])により行った。今回のシミュレーションでの投入化石エネルギーは、電気事業者から購入する電力および精製ガス添加用 LP ガスである。電力については、平成 21 年度の北海道電力(株)の実排出係数[28]を用いた (Table 2-3)。LP ガスについては、前述のマニュアルに記載されている式(3)より、LP ガスの体積を質量に換算し、Table 2-3 に示す単位発熱量および排出係数を用いて CO₂ 排出量を算定した。また、バイオガス燃焼時に発生する CO₂ はカーボンニュートラルであるため温室効果ガスとして算定されないが、精製時に発生するオフガス中に含まれるメタンは温室効果ガスであるため、地球温暖化係数の 21 を乗じて CO₂ 量に換算した (環境省・経済産業省[29])。すなわち、購入電力および LP ガスからの CO₂ 排出ならびにオフガス中のメタンについて温室効果ガスを算定した。

$$\text{LPG 質量(t)} = 1/458(\text{t/m}^3) \times \text{LPG 体積(m}^3) \quad \dots\dots(3)$$

3. 結果および考察

(1) プラント運転時の年間エネルギー収支とエネルギー生産効率

Table 2-4 にシミュレーションケースごとの年間のエネルギー収支およびエネルギー生産効率の結果を示す。ケース①と②では、バイオガスプラントから発生するバイオガス (B) は 12,110GJ/y である。ただしケース③は、バイオガスが他の 2 つのケースより 4GJ/y 多くなっている。これは、いずれのケースもガスホルダー内にバイオガスが 350m³ 貯留された状態でシミュレーションの計算を開始しているが、ケース③のみ、1 年間の計算終了時のガスホルダー内バイオガス残量が他の 2 つのケースより少ない、すなわち、バイオガス消費量が多くなったため、このような結果となった。

バイオガスをガスボイラー、CHP および精製装置で利用して発生するエネルギー量 (C) は、ケース①とケース②がほぼ同じ量であり、ケース③は添加用 LP ガスを除いて考えても、他の 2 つのケースより約 1,000GJ/y 多くなった。これは、精製時に発生するオフガス中のメタンが少ないことと、燃焼前ガスとしてのエネルギー量を示しているからである (損失(D))。

次に産出エネルギー (E) について検討する。ケース①では電力はすべて購入電力でまかなうことになるが、熱についてはガスボイラーでの発熱量がプラント運転時に消費する熱量より多いため、プラント外部へ供給可能な熱エネルギーを 3,998GJ/y 産出することができる。ケース②では、CHP での発熱量がプラント運転時に消費す

る熱量より多いため、プラント外部へ供給可能な熱エネルギーを 834GJ/y 産出することができる。電力については、発電量がプラント運転時に消費する電力より多いため、プラント外部へ 2,352GJ/y の電力を供給することができる。ただし、CHP のガス消費量がバイオガス発生量よりも多いため、一時的に CHP が停止する時間帯が生じ、それに伴い、購入電力が投入されている。ケース③では、投入するエネルギーが 3 つのケースのうちで最も多い。その内訳を見ると、購入電力の増加と精製ガス添加用 LP ガスの使用がその要因となっている。購入電力が増加した理由は、精製装置の消費電力が大きいためである。産出エネルギーは、精製ガスの 5,535GJ/y となった。

最後に、産出エネルギー (E) と投入化石エネルギー (A) について考察する。産出エネルギー (E) を得るために、投入化石エネルギー (A) が投入されているので、真に生み出されたエネルギー量は $(E) - (A)$ となる。 $(E) - (A)$ を見ると、ケース②が多く、ケース①、ケース③の順に少なくなるが、ケース②とケース③の差は 211GJ と大きな差ではない。一方、投入化石エネルギー (A) におけるケース②とケース③の差は、ケース③が 2,560GJ 多く、 $(E) - (A)$ のみでは、エネルギー収支の評価として適切とはいえない。

そこで、エネルギー生産効率 $((E-A)/E)$ を求めると、ケース②

が 0.95 と最も大きく、ケース①、ケース③の順に小さくなり、ケース③では 0.51 を示した。すなわち、ケース③では産出エネルギー(E)を得るために、その約半分に相当する化石エネルギーを消費していることを示しており、エネルギー生産効率を評価の指標として用いることで、産出エネルギーと投入化石エネルギーの関係について、明確にすることが可能となった。

(2) 温室効果ガス排出量の比較

Table 2-5 にシミュレーションケースごとの温室効果ガス排出量を示す。ケース①とケース②では購入電力により、それぞれ 125.3 tCO₂-eq/y、17.4 tCO₂-eq/y の排出量となった。ケース③では購入電力のほか、精製ガス添加用 LP ガスと、オフガス中に含まれるメタンにより、合計 315.6 tCO₂-eq/y の排出量となり、3 つのケースの中で最も温室効果ガスの排出量が多い結果となった。

Table 2-4 および Table 2-5 から、産出エネルギー 1GJ 当たりの温室効果ガス排出量を計算すると、ケース①では 0.0313 tCO₂-eq/y、ケース②では 0.00546 tCO₂-eq/y、ケース③では 0.0570 tCO₂-eq/y となった。すなわち、産出エネルギーを 1GJ 得るために、ケース③はケース②の 10 倍以上の温室効果ガスを排出していることが明らかとなった。

（３） バイオガス利用方式の違いとエネルギー生産効率

バイオガス利用方式が異なる３つのケースの年間のシミュレーション結果より、産出エネルギー量は精製装置を用いるケース③が最も多く、逆に最も少ないのは CHP を用いるケース②であった。しかしながら、エネルギー生産効率で評価すると、ケース②が最も効率的であり、逆にケース③が最も効率が悪い結果となった。さらに温室効果ガス排出量は、ケース②が最も少なく、ケース③が最も多かった。すなわち、エネルギー生産効率が良く、環境に対する負荷が小さいバイオガスの利用方式は、CHP を用いる場合であることが明らかとなった。

（４） 産出エネルギーの季節変化

Fig.2-11～2-13 にシミュレーションケース毎の月別の産出エネルギーとエネルギー生産効率を示す（Nakayama *et al* [40]）。いずれのケースでも、12～2月の産出エネルギーが少なくなった。これは、冬季の気温低下に伴い、プラント全体で必要な熱エネルギーが増加し、ガスボイラーによるバイオガスの消費が増えたためである。逆に、気温が上昇する夏季（7～9月）には、プラント全体で必要な熱エネルギーが減少するため、産出エネルギーは多くなった。

シミュレーションケース毎に考察すると、Fig.2-11 のガスボイラ

ーを用いるケースでは、エネルギー生産効率が夏季に大きく、冬季に小さくなった。これは、プラントの運転に必要な購入電力（投入化石エネルギー）は各月ともほぼ同じ量であるが、気温の変化に伴い、産出される熱エネルギーに違いが生じるためである。

Fig.2-12 の CHP を用いるケースでは、月別の熱エネルギー産出量に大きな違いが生じた。3～11 月は、CHP で発生する熱エネルギーよりもプラント運転時に消費する熱エネルギーが少ないため、熱エネルギーをプラント外部へ供給することが可能である。一方、冬季は外部へ供給可能な熱エネルギーが発生しない。

プラント外部へ供給される熱エネルギーの用途としては、冬季の暖房や融雪が考えられる。すなわち、CHP を用いるケースの場合、プラント外部で熱エネルギーが必要な冬季にプラントから熱エネルギーを供給できないことが明らかとなった。逆に夏季には、ガスボイラーおよび CHP のいずれを用いたケースでも、プラント外部へ供給可能な熱エネルギーが増加することが明らかとなった。

Fig.2-13 の精製装置を用いるケースでは、精製装置を稼働するための購入電力が多いため、他の 2 つのケースと比較して、エネルギー生産効率は良くない。しかしながら、汎用性が高く、貯蔵可能な精製ガスとしてエネルギーを産出することができるため、需給の調整が比較的容易であると考えられる。例えば、既に実用化されてい

るバイオガスとガソリンを切り替えて利用できる自動車では、精製ガスの産出量が多い夏季には精製ガスのみを利用し、冬季にはガソリンを併用するなど、需要家側での調整が可能と考えられる。

このように、季節による気温変化が大きい寒冷地では、冬季のプラント内での熱需要が多いため、プラント外部に供給可能なエネルギー量が少なくなる。また、熱エネルギーをプラント外部へ供給する場合には、プラント外部での需要と供給にずれが生じる可能性があることが明らかとなった。したがって、バイオガスプラントから外部へ供給するエネルギーの利用方法を検討する場合には、これらの特徴を考慮することが重要である。

4. 小括

家畜ふん尿を原料とするバイオガスプラントでは、発生するバイオガスを CHP で燃焼させて電力および熱エネルギーとして利用する方法や、バイオガスを精製利用する方法、また、ガスボイラーのみで燃焼させて熱として利用する方法がある。このように、バイオガスの利用方法は複数想定されるが、ガス利用過程が異なるため、産出されたエネルギー量を比較するだけではどの方法が効率的にエネルギーを生産しているかの判断ができない。そこで本章では、稼働中の共同利用型バイオガスプラントで実測したデータをもとにプ

プラントの稼働を模擬するシミュレーションモデルを構築し、バイオガス利用方法がガスボイラー、CHP および精製装置の場合でのプラント運転時のエネルギー収支について定量的に比較し、投入化石エネルギー量と産出エネルギー量の比率から、効率的なバイオガス利用方法を明らかにした。また、投入した化石エネルギー量および精製時に排出されたオフガス中のメタン量ならびに精製ガスに添加した LP ガス量から温室効果ガス排出量を求め、環境に対する負荷について明らかにした。

その結果、乳牛 1,000 頭分のふん尿を管理するバイオガスプラントでは、エネルギー生産効率が最も良いガス利用方法は CHP を用いた場合であることが明らかとなった。また、温室効果ガス排出量の最も少ないガス利用方法は CHP を用いた場合であり、最も多いのは精製装置を利用した場合であった。産出エネルギー 1GJ 当たりの温室効果ガス排出量は、精製装置を利用した場合では CHP を利用した場合の 10 倍以上であることが明らかとなった。産出エネルギーの季節変化は、冬季にプラント内での熱需要が多いため、プラント外部へ供給可能なエネルギー量が少なくなり、特に CHP を用いて熱エネルギーをプラント外部で利用するケースでは、プラント外部での需要と供給にずれが生じる可能性があることが明らかとなった。

第Ⅲ章 ライフサイクル的視点によるバイオガスプラントのエネルギー収支の検討

1. 目的

第Ⅱ章では、バイオガスプラントから外部へエネルギーを供給するまでの過程を対象に、バイオガスの利用方法別にエネルギー収支を明らかにした。バイオガスを生産するためには、プラントの建設、更新やふん尿の運搬が必要であり、これらを行うためにはエネルギーの投入が必要である。一方、消化液を肥料として利用することで化学肥料使用量を削減できるため、消化液利用により化学肥料の製造に必要なエネルギー相当がバイオガスプラントから産出されていると見なすことができる。

そこで本章では、プラント建設およびふん尿運搬時に投入するエネルギー量と、第Ⅱ章で明らかにしたプラントから産出されるエネルギー量を整理し、施設の更新年数を考慮したライフサイクル的視点でのエネルギー収支を明らかにする。

2. 方法

(1) 設備の製造および施設の建設に必要なエネルギー量の算出

バイオガス利用設備であるガスボイラー、CHP および精製装置を

製造する際に必要なエネルギー量は、(独)国立環境研究所の「産業
連関表による環境負荷原単位データブック (3EID)」(南齋ら[45])
を用いて算出した。3EID では、主に生産額百万円当たりの環境負
荷原単位が整理されている。金額については、生産者価格と購入者
価格の 2 種類があり、ここでは、購入者価格当たりの原単位を使用
した。また、3EID では、財やサービスを約 400 という限られた数
の部門に分類しており(南齋ら[45])、すべての部門において購入者
価格当たりの原単位が整理されているわけではない。そのため、部
門の選定は原単位が整理されている「その他の一般機械器具及び部
品」(部門番号 219)とした。使用した環境負荷原単位(購入者価格
ベース)は 34.028GJ/百万円である。なお、バイオガス利用設備の
価格は、業者からの見積又は聞取り値を用いた。

バイオガス利用設備以外のプラント設備の製造に必要なエネルギー
および建物の建設に必要なエネルギーは、(独)北海道開発土木研
究所[10]で算出している施設建設に伴う CO₂ 排出量を、灯油の温室
効果ガス排出係数[28]である 0.0185tC/GJ (=0.0678tCO₂/GJ) で
割ることでエネルギー量に換算した。各設備、施設の更新年数は税
制上の減価償却年数とした。

（２）ふん尿運搬等に必要なエネルギー量および消化液のエネルギー価値の算出

ふん尿の運搬および消化液の運搬・散布時には、運搬車輛の燃料として軽油が消費される。（独）北海道開発土木研究所[10]では、ふん尿の運搬時および消化液の運搬・散布時に排出される年間の CO_2 量を $105,244\text{kg}\cdot\text{CO}_2$ と算出している。そこで軽油消費によるエネルギー量は、軽油の温室効果ガス排出係数[29]である 0.0187tC/GJ ($=0.0686\text{tCO}_2/\text{GJ}$) で割ることで換算した。

消化液のエネルギー価値は、消化液散布により削減可能な化学肥料を製造する際に必要なエネルギー量から求めた。化学肥料を製造する際に必要なエネルギー量は、大久保[49]の値を用いた。消化液の肥料成分は（独）北海道開発土木研究所[10]の分析結果を使用した（Table 3-1）。なお、消化液中の肥料成分のすべてが化学肥料と同等に作物に吸収されるわけではないため、それを補正するための基準肥効率（北海道農政部[18]）を乗じて、代替可能な化学肥料の量を算出した（Table 3-2）。消化液の生産量は、 $18,250\text{t/y}$ ($50\text{t}\times 365\text{d}$) とした。

３．結果および考察

Table 3-3 にプラント設備の製造および建設に投入されたエネルギー

ギー量を示す。第Ⅱ章で明らかにしたプラントから産出されるエネルギー量（Table 2-4）は、いずれのガス利用方式も約 2,800～3,000GJ/y であり、Table 3-3 に示した 1 年当たりの投入エネルギー量と比較すると産出エネルギー量が多い結果となった。Table 3-4 にふん尿運搬時および消化液運搬・散布時に投入されたエネルギー量を、Table 3-5 に消化液の化学肥料代替によるエネルギー価値を示す。消化液の化学肥料代替によるエネルギー量は、ふん尿および消化液の運搬に必要なエネルギー量よりも多い結果となった。

次に、プラントの運転年数とエネルギー収支との関係をライフサイクル的視点で明らかにするため、Fig.3-1～3-3 に、プラント運転開始から 35 年目までのエネルギー投入量と産出量を示す。運転年数を 35 年としたのは、耐用年数が最も長い CHP が 2 回更新するまでの収支を見るためである。ガス利用方式がガスボイラー利用のケースでは 6 年目以降に、CHP 利用および精製装置利用のケースでは 7 年目以降に、エネルギー産出量が投入量を上回ることが明らかとなった。

4. 小括

バイオガスを生産するためのプラントの建設、更新や原料であるふん尿の運搬時には、エネルギー投入が必要である。また、消化液

を肥料として利用することで化学肥料使用量を削減できるため、消化液利用により化学肥料の製造に必要なエネルギー相当がバイオガスプラントから産出されていると見なすことができる。

そこで本章では、プラント建設およびふん尿運搬時に投入するエネルギー量と、第Ⅱ章で明らかにしたプラントから産出されるエネルギー量を整理し、施設の耐用年数を考慮したライフサイクル的視点でのエネルギー収支を明らかにした。

その結果、いずれのガス利用方式においても、プラント運転開始後 6 年目または 7 年目以降にエネルギー産出量がエネルギー投入量を上回ることが明らかとなった。

第Ⅳ章 バイオガスの利用方式と経済性の検討

1. 目的

第Ⅲ章までに述べたように、バイオガスプラントから外部へ供給可能なエネルギーはバイオガスの利用方式によって異なり、熱、電力、精製ガスの形で供給することができる。これらのエネルギーは、既存の化石エネルギーと代替することができるが、代替可能な化石エネルギーは複数存在し、また、化石エネルギーの価格およびエネルギー量はそれぞれ異なる。従って、バイオガスプラントから外部へ供給可能なエネルギーの経済的価値を評価するためには、代替可能な化石エネルギー別に検討する必要がある。

また、エネルギーを産出するシステム全体としての経済性を評価するためには、バイオガスプラントの建設費、維持管理費および更新費を考慮した経済性を検討する必要がある。

そこで本章では、バイオガスプラントから外部へ供給可能なエネルギーと代替可能な化石エネルギーを整理し、施設の耐用年数を考慮したライフサイクル的視点での経済性を明らかにする。

2. 方法

(1) バイオガスのエネルギー利用と代替可能な化石エネルギー

バイオガスの利用方式別に、産出されるエネルギーと代替可能な化石エネルギーとの関係を Fig.4-1 に示す。バイオガスをガスボイラーで利用する場合には温水を産出する。代替可能な化石エネルギー由来の温水は、ボイラーで灯油、A 重油、都市ガス、LP ガスを燃焼するケースとし、ボイラーの熱効率¹⁾は 80%とした。

バイオガスを CHP で利用する場合には、電力と温水を産出する。代替可能な化石エネルギー由来の電力は商用電力とした。温水については、前述のボイラーのケースと同様とした。また、代替ではないが、CHP から産出された電力は、売電することでも経済的価値が生まれる。そこで、FIT 制度による売電を行う場合を想定した。

バイオガスを精製装置で利用する場合には、精製ガスを産出する。精製ガスの用途は、前述の通り、ボイラーやガスコンロでの利用および自動車燃料としての利用が可能である。そこで、代替可能な化石エネルギーは、灯油、A 重油、都市ガス、LP ガス、ガソリンとした。

(2) バイオガスプラントにおける経済収支の検討範囲

Fig.4-2 にバイオガスプラントにおける経済収支の検討範囲を示す。バイオガスプラントの収入は、産出されるエネルギーの経済的価値、消化液の経済的価値、酪農家が支出するプラント利用費の

3 つである。

産出されるエネルギーの経済的価値は、代替可能な化石エネルギーの価格から算出した (Table 4-1[15,16,23,30,31])。

消化液の経済的価値は、代替可能な化学肥料の価格から算出した (Table 4-2)。消化液の肥料成分は (独) 北海道開発土木研究所[10] の分析結果を使用した (Table 3-1)。なお、消化液中の肥料成分のすべてが化学肥料と同等に作物に吸収されるわけではないため、それを補正するための基準肥効率 (北海道農政部[18]) を乗じて、代替可能な化学肥料の量を算出した (Table 3-2)。消化液の生産量は、18,250t/y (50t×365d) とした。

(独) 北海道開発土木研究所[10]は、プラント利用による経済的効果の一つとして、個別酪農家において不要になる機械類の減価償却費削減効果を成牛1頭当たり換算で、21,657円/yと産出している。そこで、ここでは1,000頭分に相当する21,657,000円/yをプラント利用費とした。

バイオガスプラントの支出は、初年度に支出するプラント建設費 (Table 4-3[10])、毎年支出するプラント運転経費 (Table 4-4[10]) および各設備の更新費とした。なお、プラント運転経費には、人件費、修理費、点検交換費および購入化石エネルギー費が含まれている。また、各設備の更新年数は税制上の減価償却年数とした。

3. 結果および考察

(1) プラントの運転に伴う経済収支

ここでは、Fig.4-2 に示した経済収支の検討範囲のうち、支出の項目のプラント建設費および更新費を除いた経済収支を検討する。これにより、単年度におけるプラント運転経費とプラント運転による収入の関係を明らかにすることができる。

Table 4-5～4-7 に、ガス利用方式別の代替可能な化石エネルギー毎の収支を示す。すべてのケースで運転経費より収入が多い結果となり、経済収支がマイナスになることはなかった。代替可能な化石エネルギー毎の比較では、いずれのガス利用方式においても、熱については A 重油で代替する場合の収入が最も少なく、LP ガスで代替する場合の収入が最も多くなった。電力を産出する CHP のケースでは、高圧電力と代替するケースより、FIT 制度で売電するケースの方が約 2,000 万円/y 多い結果となり、FIT 制度で売電して熱を LP ガスで代替するケースの収支が最も多いことが明らかとなった。

(2) プラント建設費および更新費を考慮した経済収支

ここでは、プラント建設費および更新費と、第IV章 3. (1) で明らかにした運転時の単年度収支から、プラントの運転年数と経済収支との関係をライフサイクル的視点で明らかにする。なお、代替可

能な化石エネルギーは、収入が最も少ない A 重油の場合と、収入が最も多い LP ガスの場合で評価する。また、電力は FIT 制度を利用して売電する場合で評価する。

Fig.4-3～4-5 に、プラント運転開始から 35 年目までの収入と支出を示す。運転年数を 35 年としたのは、耐用年数が最も長い（16.9 年）施設が 2 回更新するまでの収支を見るためである。ガス利用方式がガスボイラーのケースでは、収入と支出の差が最も小さくなる年数は運転開始後 13 年目であり、その差は LP ガス代替の場合で－218 百万円、A 重油代替の場合で－478 百万円であった。同様に CHP のケースでは、収入と支出の差が最も小さくなる年数は運転開始後 13 年目であり、LP ガス代替の場合で－217 百万円、A 重油代替の場合で－271 百万円であった。精製装置のケースでは、収入と支出の差が最も小さくなる年数は運転開始後 12 年目であり、LP ガス代替の場合で－390 百万円、A 重油代替の場合で－655 百万円であった。すなわち、いずれのケースでも、収支はマイナスであることが明らかとなった。

（３）経済収支改善方法の検討

１）建設費補助による支出軽減

前述のように、プラント建設費および更新費を除いた単年度での

経済収支は、いずれのケースでもプラスとなるが、プラント建設費および更新費を考慮したライフサイクル的視点での経済収支は、いずれのケースでもマイナスとなることが明らかとなった。したがって経済収支を改善する方策の一つとして、建設費の負担を軽減することを検討する。

そこで、プラント建設費用の 2 分の 1 を補助することを想定した場合の、運転開始から 35 年目までの収入と支出を Fig.4-6～4-8 に示す。ただし、FIT 制度の売電で評価を行っている CHP 利用のケースでは、発電設備に該当する発酵槽、ガスホルダー、攪拌機、CHP を補助の対象から除外した。ガス利用方式がガスボイラーのケースでは、A 重油代替の場合では収支がプラスにならなかったものの、LP ガス代替の場合で運転開始後 9 年目に収支がプラスとなり、13 年目に最も収支が改善され +171 百万円となった。しかしながら、17 年目にはメタン発酵施設等が更新時期を迎えるため、更新費への補助を想定しなければ、27 年目と 32 年目を除き、収支がマイナスになることが明らかとなった。ガス利用方式が CHP の場合では、LP ガス代替の場合で運転開始後 11 年目に、A 重油代替の場合で運転開始後 12 年目に収支がプラスになることが明らかとなった。最も収支が改善されるのは運転開始後 13 年目の LP ガス代替の場合で +110 百万円となった。しかしながら、運転開始後 14 年目以降の収

支はマイナスで推移することが明らかとなった。ガス利用方式が精製装置のケースでは、LP ガス代替の場合で運転開始後 12 年目と 13 年目に収支がプラスとなったが、14 年目以降は収支がマイナスのまま推移した。

このように、プラント建設費を補助することにより、主要施設の更新を迎えるまでは収支がプラスとなるが、更新費の補助がなければ、その後の収支はマイナスで推移することが明らかとなった。

2) 副原料受け入れによる収入増加

モデルとした共同利用型バイオガスプラントは、乳牛ふん尿を主原料とするが、地域で発生するその他のバイオマスも副原料として投入することができる。ただし、発酵後の消化液を肥料として利用することから、副原料として利用するバイオマスは、有害物質が含まれていないことを確認する必要がある。別海プラントでこれまでに投入された地域バイオマスには、町内で発生した合併浄化槽汚泥や乳業工場汚泥、廃棄された乳製品などがある。これらを副原料として受け入れる際に受け入れ費用を徴収しており、平成 19 年度の実績では、その額が 4,152 万円と報告されている（(独) 土木研究所[9]）。

そこで、毎年 4,152 万円の副原料受け入れ費の収入を想定した場

合の、運転開始から 35 年目までの収入と支出を Fig.4-9～4-11 に示す。なお、ここでは建設費に対する補助は考慮しない。ガス利用方式がガスボイラーのケースでは、A 重油代替の場合で運転開始後 26 年目に収支がプラスになり、また LP ガス代替の場合では 10 年目に収支がプラスとなり、その後一時的にマイナスになるものの、20 年目以降の収支はプラスで推移することが明らかとなった。ガス利用方式が CHP のケースでは、A 重油代替の場合で運転開始後 11 年目に、LP ガス代替の場合で 10 年目に収支がプラスとなり、その後一時的にマイナスになるものの、A 重油代替では 21 年目以降の、LP ガス代替では 20 年目以降の収支はプラスで推移することが明らかとなった。ガス利用方式が精製装置のケースでは、A 重油代替の場合では収支がプラスにはならなかったが、LP ガス代替の場合では運転開始後 12 年目に収支がプラスとなり、その後、一時的にマイナスになるものの、22 年目以降の収支はプラスで推移することが明らかとなった。

このように、副原料受け入れによる収入増加により、長期的には収支がプラスで推移することが明らかとなった。

3) 代替可能な化石エネルギーの単価引き上げによる収入増加

ガス利用方式が CHP のケースでの電力は、FIT 制度を利用して

売電する場合で評価を行ってきた。これは、FIT 制度での電力買取価格が商用電力の価格より高く設定されており、収入が多くなるためである。FIT 制度では、電力についての再生可能エネルギー源の利用の促進を目的とした価格設定となっている。ここで、1kWh = 3.6MJ とすると、FIT 制度でのメタン発酵ガス化発電の買取価格が 40.95 円/kWh であるので、1MJ 当たりの価格は、 $40.95 \text{ 円} \div 3.6 \text{ MJ} = 11.4 \text{ 円}$ と考えることができる。

そこで、代替可能な化石エネルギーの価格を 1MJ 当たり 11.4 円と設定した場合での、運転開始から 35 年目までの収入と支出を Fig.4-12～4-14 に示す。なお、ここでは建設費に対する補助は考慮しない。ガス利用方式がガスボイラーのケースでは、運転開始後 12 年目に収支がプラスとなり、その後一時的にマイナスになるものの、23 年目以降の収支は、34 年目を除きプラスとなることが明らかとなった。ガス利用方式が CHP のケースでは、運転開始後 13 年目で収入と支出の差が -149 百万円と最も小さくなるが、収支がプラスになることはなかった。ガス利用方式が精製装置のケースでは、運転開始後 27 年目に収支がプラスになるが 28 年目にはマイナスにもどり、30 年目に収支は再びプラスになるが 33 年目にはマイナスになることが明らかとなった。

このように、代替可能な化石エネルギーの単価引き上げによる収

入増加により、ガス利用方式がガスボイラーのケースでは長期的な収支はプラスとなり、精製装置のケースでは一時的にプラスとなることが明らかとなった。一方、ガス利用方式が **CHP** のケースでは、外部で利用可能なエネルギーの多くが電力であり、熱と代替する化石エネルギーは少ないため、他の二つのケースほど収支が改善しなかった。

4. 小括

バイオガスプラントから外部へ供給可能なエネルギーはバイオガスの利用方式によって異なり、熱、電力、精製ガスの形で供給することができる。これらのエネルギーは、既存の化石エネルギーと代替することができるが、代替可能な化石エネルギーは複数存在し、また、化石エネルギーの価格およびエネルギー量はそれぞれ異なる。従って、バイオガスプラントから外部へ供給可能なエネルギーの経済的価値を評価するためには、代替可能な化石エネルギー別に検討する必要がある。また、エネルギーを産出するシステム全体としての経済性を評価するためには、バイオガスプラントの建設費、維持管理費および更新費を考慮した経済性を検討する必要がある。

そこで本章では、バイオガスプラントから外部へ供給可能なエネルギーと代替可能な化石エネルギーを整理し、施設の耐用年数を考

慮したライフサイクル的視点での経済性を明らかにした。

その結果、プラント建設費および更新費を除いた単年度での経済収支の検討では、すべてのケースで運転経費より収入が多い結果となり、経済収支がマイナスになることはなかった。

プラント建設費および更新費と単年度の運転時収支から、プラント運転開始から 35 年目までの経済収支をライフサイクル的視点で検討した結果、いずれのケースでも収支はマイナスであることが明らかとなった。

そこで、経済収支改善方法として、建設費補助による支出軽減、副原料受け入れによる収入増加、代替可能な化石エネルギーの単価引き上げによる収入増加の 3 つの方法を想定して検討した。その結果、プラント建設費用の 2 分の 1 を補助することを想定した場合には、いずれのケースでも、主要施設の更新を迎えるまでは収支がプラスとなるが、更新費の補助がなければ、その後の収支はマイナスで推移することが明らかとなった。

既往の研究を参考に、毎年 4,152 万円の副原料受け入れ費の収入を想定した場合には、いずれのケースでも、長期的には収支がプラスで推移することが明らかとなった。

FIT 制度での電力買取価格を参考に、代替可能な化石エネルギーの価格を 1MJ 当たり 11.4 円と想定した場合には、ガス利用方式が

ガスボイラーのケースでは長期的には収支がプラスで推移し、精製装置のケースでは一時的に収支がプラスとなることが明らかとなった。一方、ガス利用方式が **CHP** のケースでは、収支はマイナスで推移することが明らかとなった。

第Ⅴ章 総合考察

1. 前章までに得られた結果と本章の目的

本論文の第Ⅱ章では、家畜ふん尿を原料とするバイオガスプラントにおけるバイオガス利用について、バイオガスを CHP で燃焼させて電力および熱エネルギーとして利用する方法、バイオガスを精製利用する方法、ガスボイラーのみで燃焼させて熱として利用する方法を比較して、効率的なバイオガス利用方法を明らかにした。その結果、エネルギー生産効率が最も良いガス利用方法は CHP を用いた場合であることが明らかとなった。また、産出エネルギーの季節変化を検討した結果では、冬季のプラント内での熱需要が多いため、冬季にプラント外部へ供給可能なエネルギー量が少なくなることが明らかとなった。

第Ⅲ章では、プラント建設およびふん尿運搬時に投入するエネルギー量と、第Ⅱ章で明らかにしたプラントから産出されるエネルギー量を整理し、施設の耐用年数を考慮したライフサイクル的視点でのエネルギー収支を明らかにした。その結果、いずれのガス利用方式においても、プラント運転開始後 6 年目または 7 年目以降にエネルギー産出量がエネルギー投入量を上回ることが明らかとなった。

第Ⅳ章では、バイオガスプラントから外部へ供給可能なエネルギ

ーを既存の化石エネルギーと代替した場合の経済性について、バイオガスプラントの建設費、維持管理費および更新費を考慮した検討を行った。プラント運転開始から 35 年目までの収支をライフサイクル的視点で検討した結果、いずれのケースでも収支がマイナスであることが明らかとなった。そこで、経済収支改善方法として、建設費補助による支出軽減、副原料受け入れによる収入増加、代替可能な化石エネルギーの単価引き上げによる収入増加の 3 つの方法を想定して検討した。その結果、副原料の受け入れ費の収入を想定した場合では、いずれのガス利用方式でも、長期的には収支がプラスで推移することが明らかとなった。また、代替可能な化石エネルギーの単価引き上げを想定した場合では、ガス利用方式がガスボイラーの場合で、長期的な収支がプラスで推移することが明らかとなった。

以上の結果から、バイオガスプラントでのガス利用を経済的に成立させるためには、長期的に安定した収入を確保しなければならないことが明らかとなった。ただし、これらの検討では、3 つの異なるガス利用方式のいずれでも、プラント外部へ供給可能なエネルギーがすべて利用されることを想定している。しかしながら、実際のバイオガスのエネルギー利用状況を見ると、発生するエネルギーのうち、特に熱エネルギーを有効に利用しているとはいえない。

そこで本章では、北海道における共同利用型バイオガスプラントでのエネルギー利用の現状を考察するとともに、共同利用型バイオガスプラントの利用実績が豊富なデンマークの状況と対比し、今後の北海道における共同利用型バイオガスプラントを活用したエネルギー利用方法を提案する。

2. 北海道における共同利用型バイオガスプラントの技術的改善の提案

(1) 北海道内における共同利用型バイオガスプラントでのエネルギー利用の現状

2013 年度現在、北海道内で稼働している共同利用型バイオガスプラントは 2 施設ある。一つは「別海町資源循環センター」、もう一つは「鹿追町環境保全センター」である。両施設とも、発生したバイオガスを CHP で電力と熱に変換し、電力は第一義にプラント内機器の稼働に利用し、残りの電力は FIT 制度を利用して売電している。CHP から発生した熱は、発酵槽などを加温するために使用し、熱が不足する場合にはガスボイラーを用いて熱を供給している。

両施設とも、電力については電力線を介して売電、買電ができるため、無駄を生じることなく受給を行っている。一方熱については、冬季には CHP からの供給のみではプラント内設備の熱需要をまか

なうことができないため、ガスボイラーを用いて不足する熱を供給しており、プラント外部へ供給可能な熱エネルギーは発生しない。しかしながら夏季には CHP から発生する熱より、プラント内設備で消費する熱が少ないため、プラント外部へ供給可能な熱エネルギーが発生する。これは、温水として発生するが、プラント近傍で夏季に熱エネルギーを必要とする施設がないため、ラジエターを用いて大気中へ強制的に廃熱しているのが現状である。

また、殺菌槽で 55℃まで加温された消化液からの積極的な熱の回収は行われず、高温のまま屋外の消化液貯留槽へ移送される。別海プラントでは、殺菌槽から消化液貯留槽へ移送する途中で、原料を貯留している受入槽内を通過する設計となっているが、受入槽内の原料全体を加温するため、効率的に熱を回収しているとはいえない。

(2) デンマークにおける共同利用型バイオガスプラントでのエネルギー利用の現状

デンマークでは 1987 年から共同利用型バイオガスプラントの開発を継続してきたが、1998 年以降、新たな共同利用型バイオガスプラントは設置されていなかった (Moller *et al* [35])。しかし 2012 年には、8,000m³の発酵槽を 7 基 (うち 5 基が家畜ふん尿用) 備えたデンマーク国内最大のバイオガスプラント、Maabjerg bioenergy

が稼働した（中山[43]）。デンマークではほとんどのバイオガスが CHP で利用され、発電電力は送電網へ売電し、熱は地域暖房または農家暖房に利用される。バイオガスは、CHP を所有しているエネルギー会社へ販売したり、バイオガスプラント自らが CHP プラントを所有したりする場合がある（Moller *et al* [35]）。

著者は 2012 年 10 月に、デンマークのバイオガスプラントを視察する機会を得た。視察先は、前述のデンマーク国内最大のバイオガスプラント所在地であるホルステブロー市と、農家規模のバイオガスプラント約 60 基から発生するバイオガスを、ガスパイプラインで市中心部の地域暖房施設まで輸送する事業を計画しているリングキュービング・スキャン市である。リングキュービング・スキャン市では、1,500m³の発酵槽を 2 つ備えた ComBigaS を視察した（Photo 5-1）。このプラントは、発生するバイオガスすべてを地域暖房施設へ販売する仕様となっている。そのため、発酵槽の加温にはヒートポンプを使用し、発酵後の消化液から熱を回収し、その熱を発酵槽の加温に使用している（Photo 5-2）。リングキュービング・スキャン市では地域暖房施設も視察した。この施設では現在、天然ガスを利用しており、CHP1 台と天然ガスボイラー 2 台で熱を供給している。将来、天然ガスをバイオガスに切り替える計画となっている。このような施設が市内に 13 施設あり、デンマーク国内全

体では 450 以上の施設が稼働している。

ホルステブロー市で視察した Maabjerg bioenergy では、家畜ふん尿を原料とする嫌気発酵のほかに、下水汚泥発酵用の発酵槽が 2 基備えられている。家畜ふん尿と下水汚泥の発酵工程は明確に区分されている。これは、発酵後の家畜ふん尿消化液を農地に散布する際に、下水汚泥消化液が混入しないようにするためである。発生するバイオガスの 3 分の 1 はバイオガスプラント内の CHP で利用し、さらに 3 分の 1 は隣接する地域熱暖房施設へ販売し、残りの 3 分の 1 は 15km 離れた地域熱暖房施設へガス配管を用いて販売している。それぞれの地域熱暖房施設ではバイオガスを CHP の燃料として使用している。Maabjerg bioenergy では消化液に対して 70℃ で 1 時間の殺菌を行っており、殺菌後の消化液は熱交換機を用いて原料との間で熱交換を行っている (Photo 5-3)。このバイオガスプラントでは、殺菌後の消化液から熱を回収して発酵槽へ投入する原料の加温に利用することで、プラント内での熱利用の効率を高め、外部へ販売するバイオガスを増加させている。

このようにデンマークでは地域熱暖房施設が多数存在するため、CHP で発生した電力と熱を有効に利用することができる。また、バイオガスを供給する側であるバイオガスプラントは、多くのバイオガスを販売しようとするために、プラント内で消費するバイオガス

を少なくするように施設が設計、運営されている

(3) 共同利用型バイオガスプラントの施設構成および施設管理の 改善提案

1) プラント内での熱利用方法の改善

前述のように、北海道内で稼働中の共同利用型バイオガスプラントでは、バイオガスをプラント内の CHP で電力と熱に変換して利用しており、冬季はガスボイラーによる熱供給も行いながら、プラント内で必要な熱を生産している。しかしながら、殺菌槽で 55℃ に加温された消化液は、高温のまま屋外の貯留槽へ移送され、熱は大気中へ放熱している。消化液中の熱エネルギーを発酵槽へ投入する原料の加温に利用することができれば、特に冬季には、ガスボイラーによる熱供給を減らすことが可能となり、その結果、プラント外部へ供給可能なエネルギー量が増加すると考えられる。そこで、殺菌後の消化液温度が 55℃ から 45℃ まで低下する分に相当する熱量 2,093MJ/d を、熱交換機で原料液の加温に利用する場合を想定したエネルギー収支を検討する。Table 5-1 にシミュレーションプログラムで計算した結果を示す。真に生み出されたエネルギー量を示す (E) - (A) は、いずれのシミュレーションケースも 32~33% の増加となった。エネルギー生産効率が最もよい CHP を利用するケ

ースでは、電力が約 7%増加し、熱が約 89%増加した。Fig.5-1 に CHP を利用するケースの月別の産出エネルギーとエネルギー生産効率を示す。消化液の熱回収を行わないケース（Fig.2-12）と比較して、熱回収を行うケースでは冬季の発電量が増加するとともに、プラント外部へ供給可能な熱エネルギーも産出されることが明らかとなった。また、3月～11月の熱エネルギー産出量も増加している。このように、消化液からの熱回収を行うことで、産出エネルギーとして電力および熱を増加させることが可能であり、熱回収の仕組みを導入すべきである。

2) バイオガスの脱硫および除湿の徹底

実際にバイオガスを CHP で燃焼利用しているバイオガスプラントでは、CHP 関連のトラブルが頻繁に発生しているが、その原因を報告した事例は少ない（（独）北海道開発土木研究所[10]）。この報告書には CHP 関連のトラブルとして、バイオガスの濃度変化、CHP へのバイオガス供給配管の閉塞、CHP の振動によるビスの緩みが掲載されている。また、CHP 関連のトラブルではないが、バイオガス移送配管の閉塞がプラント内で発生しており、その原因は結露水やイオウの析出によると述べられている。バイオガスは 37℃に加温されている発酵槽内で発生するため、多量の水蒸気が含まれている。

また、バイオガスには硫化水素が含まれているため、条件が整うとイオウが析出される。したがって **CHP** を安定して稼働させるためには、発酵状態を安定させてバイオガスのメタン濃度の変動を少なくするとともに、バイオガス中の除湿と脱硫を十分に行うことが重要である。

3. 熱利用施設へのバイオガス輸送によるガス利用の検討

第Ⅴ章 2. (1) で述べたように、現在の北海道における共同利用型バイオガスプラントでは、産出されるエネルギーのうち、熱エネルギーを有効に利用できていない。バイオガスプラントから産出されるエネルギーを有効に利用するためには、地域内での新たなエネルギー利用方法を検討する必要がある。前述のデンマークの事例では、バイオガスを地域暖房施設まで輸送して、**CHP** の燃料として利用している。北海道の都市部では、地域熱暖房施設の稼働している地域が存在するが、家畜ふん尿の発生地域とは離れており、デンマークのようなガス利用方法を北海道内の既存の施設を活用して行うことは難しい。また、主に家畜ふん尿が発生する町村部において、新たに地域熱暖房施設を整備することも考えられるが、既存住宅の主な暖房設備はストーブであるため、現実的ではない。そこで、町村部において通年にわたって熱需要の大きな施設を考えた場合、そ

の一つとして温水プールがある。そこで、バイオガスプラントから発生するバイオガスを町中心部の施設までパイプラインで移送して、温水プールの加温に利用する場合のエネルギー収支および経済性を検討する。ここでは、鹿追町でのバイオガスの公共施設における利用検討時の諸元を利用する（北海道鹿追町[20]）。なおバイオガスプラントの加温にはバイオガスをガスボイラーで燃焼利用し、それ以外のバイオガスはパイプラインで町中心部へ移送する条件とする。また、プラントの稼働に必要な電力はすべて購入することとする。シミュレーションの計算方法は、第Ⅴ章 2.（3）で検討した、消化液から熱を回収する条件とする。

Table 5-2 に、年間のバイオガスプラントのエネルギー収支結果を示す。プラントから外部へ供給可能なバイオガスは 6,191GJ となった。プラントの運転に必要な電力はすべて購入することとなるため、エネルギー生産効率は 0.83 となった。Fig.5-2 に月別のバイオガスエネルギー量と、鹿追町温水プールで消費される月別の A 重油エネルギー量を示す。なお、3 月は施設点検のためプールは閉館している。冬季には A 重油の半分程度のエネルギー量をバイオガスで代替可能であるが、逆に夏季は、A 重油の 3 倍程度のエネルギー量をバイオガスで代替可能であり、バイオガスを熱のみで利用すると余剰熱が大量に発生することになる。

そこで、プラントから移送されたバイオガスを CHP で電力と熱に変換して利用するケースを検討する。電力は FIT 制度を用いて売電する条件とする。Fig.5-3 にその結果を示す。各月の棒グラフの左側に A 重油をボイラーで燃焼させたときに得られる熱エネルギーを示し、右側にバイオガスを CHP で燃焼させたときに得られる電力と熱エネルギーを示す。なお、前述の通り、冬期間はバイオガスのみで必要熱量を代替することができないため、熱が不足する場合には重油ボイラーで熱を供給する条件とする。冬季は CHP から供給される熱があるため、A 重油の消費量が減少し、7 月～9 月では、CHP から供給される熱のみで A 重油の熱を代替可能であり、余剰熱の発生量は少ない。

このように、バイオガスを熱需要の大きな施設まで移送して利用する場合でも、バイオガスの利用方法によって産出されるエネルギーの利用効率に違いが生じる。そこで、バイオガスプラントから外部へ産出されたエネルギーが有効に利用されているかを評価するため、有効に利用することができなかった余剰エネルギーを (F) とし、式 (1) で示したエネルギー生産効率の分子から (F) を引いた値を、エネルギー生産利用効率 $((E - A - F) / (E))$ と定義する (式 (4))。エネルギー生産利用効率の最大値は 1 であり、値が大きいほどプラントでのエネルギー産出の効率が良く、かつ、産出される

エネルギーが無駄なく有効に利用されていることを意味する。このエネルギー生産利用効率を指標とすることで、バイオガスプラントでのエネルギー生産から、そのエネルギーを最終的に利用するまでを通した効率を評価できる。

エネルギー生産利用効率＝

$$\frac{\text{産出エネルギー(E)} - \text{投入化石エネルギー(A)} - \text{余剰エネルギー(F)}}{\text{産出エネルギー(E)}} \quad \dots (4)$$

プラントからプールへ移送されたバイオガスをガスボイラーで利用するケースでの年間エネルギー生産利用効率は 0.51 となり、バイオガスを CHP で利用するケースでは 0.74 となった。すなわち、CHP を用いることで、夏季の熱エネルギーの余剰を少なくすることができるため、エネルギー生産利用効率が大きい結果となった。

では、精製ガスを熱需要の大きな施設まで移送して利用するケースではどうであろうか。精製ガスを鋼製の高圧ガス容器に充填してトラックで輸送する場合を検討する。ここでは NEDO などによる実験事業 [12] で得られた成果を参考に、プラントからプールまでの往復にかかる燃料を軽油 2L として計算する。その結果、精製ガスをプールまで移送してガスボイラーまたは CHP で利用するケースでのエネルギー生産利用効率は、ガス利用方式がガスボイラーの場合

で 0.12、CHP の場合で 0.37 と、両者とも効率が悪い結果となった。

このうち、精製ガスをガスボイラーで利用する場合での 7～9 月のエネルギー生産利用効率はマイナスを示した。これは、プラントで産出される精製ガスのエネルギーよりも、生産にかかる化石エネルギー量および余剰エネルギー量が多くなったためである。

つぎに、エネルギー生産利用効率が良かった、バイオガスをパイプラインで移送して CHP で利用するケースについて、第Ⅳ章と同様の方法で、パイプラインの敷設費およびプラント等の建設費ならびに維持管理費を考慮したライフサイクル的な経済収支を検討する。前述の調査報告書 [20]では、ガス用ポリエチレン管を 3.7km 敷設する場合の費用を 12,000 万円と算出しており、この金額をプラント建設費に加えて収支を検討する。ガス管の耐用年数は、税制上の減価償却年数が 13 年とされているためこの値を使用する。Fig.5-4 に、プラント運転開始から 35 年目までの収入と支出を示す。収入と支出の差が最も小さくなる年数は運転開始後 13 年目であるが、その差は－395 百万円であり、その後も収支がプラスになることはなかった。そこで、パイプライン敷設およびプラント建設費用の 2 分の 1 を補助することを想定した場合の、運転開始から 35 年目までの収入と支出を Fig.5-5 に示す。なお、FIT 制度の売電で評価を行っているため、発電設備については補助の対象から除外した。運

転開始後 13 年目に収支が－9 百万円まで改善されるが、14 年目以降の収支はマイナスで推移することが明らかとなった。

次に、経済収支改善方法として副原料受け入れによる収入増加を想定した検討結果を Fig.5-6 に示す。この場合、建設費に対する補助を考慮しなくても、運転開始後 13 年目に収入と支出の差がプラス 76 百万円となり、その後マイナスとなるが、24 年目以降から 33 年目まではプラスに転じることが明らかとなった。

さらに、代替する化石エネルギーの単価引き上げによる収入増加を想定した場合の検討結果を Fig.5-7 に示す。建設費に対する補助を考慮しなくても、運転開始後 13 年目に収支が－12 百万円まで改善し、32 年目にプラスとなることが明らかとなった。

このように、熱需要が大きな施設までバイオガスを移送し、その施設でバイオガスを CHP で利用することで、CHP から産出される熱を有効に利用できることが明らかとなった。しかしながら、ライフサイクル的視点で経済性を検討した場合、FIT 制度での売電と A 重油の代替では収支がプラスになることはなかった。プラントの長期的な収支を成立させるためには、副原料受け入れなどにより収入増加をはかる必要がある。また、副原料の受け入れを行わない場合は、FIT 制度による電力価格設定のように、バイオガス由来の熱エネルギー利用促進のための新たな制度を整備する必要があると考え

られる。

4. 今後の北海道における共同利用型バイオガスプラントでのエネルギー利用方法の提案

北海道では、平成 25 年 3 月に「次世代北方型居住空間モデル構想（案）～地域資源を活用した持続可能な地域作りに向けて～」[14] をとりまとめている。この構想では、「地理的条件や土地利用に着目し、地域資源を有効活用するための取組のモデル」が 5 つ示されており、その中の一つに「田園地域モデル」がある。このモデルでは、家畜ふん尿や農作物残さをバイオガスプラントの原料する有機資源の有効活用に取り組むとしている。また、バイオガスプラントの周辺に農業関係の施設を集積させて産業拠点を形成するとしている。さらに、バイオガスを周辺施設への暖房、電力供給に利用したり、有機資源運搬車両の燃料として利用したりする取り組みが示されている。そこで以下では、この「田園地域モデル」を参考に、前述のエネルギー収支検討結果から得られた知見を加えて、バイオガスのエネルギー利用方法を提案する。

（１）バイオガスをガスボイラーのみで利用する場合

バイオガスをガスボイラーのみで温水として利用する場合、ガス

利用設備がシンプルなため、設備の設置および維持管理が容易である。ただし、熱エネルギーは夏季に多く産出され、冬季に少なくなる特徴があるため、夏季に十分な需要を見込める施設を供給先に含めるべきである。その際、冬季には熱が不足するため、他のエネルギーによる熱供給ができるような仕組みを整える必要がある。具体的には、食品工場、温水プール、集合住宅への温水供給熱源としての利用が考えられる。

(2) バイオガスをコジェネレーターで利用する場合

バイオガスを CHP で利用する場合、電力と熱の両方のエネルギーを得ることができる。電力は電力線を介しての送電が容易である。熱は前述のガスボイラーの項で記述したとおり、夏季に多く産出され、冬季に少なくなる特徴があるため、熱を利用する施設の選定に注意が必要である。具体的には、温水プール、集合住宅への温水供給熱源としての利用が考えられる。

(3) バイオガスを精製装置で利用する場合

バイオガスを精製装置で利用する場合、天然ガスと同等のガスを得ることができる。第Ⅴ章 3. で述べたとおり、精製ガスを遠方へ運搬してガスボイラーや CHP で利用することは、エネルギー生産

利用効率から考えて適しているとはいえない。近年、都市部では都市ガス導管へ精製ガスを注入することが可能となった（大阪ガス[50]）。しかしながら、田園地域で都市ガス導管が整備されているところはあまりない。したがって、精製ガスを需要家が受け取りにくる仕組みを考える必要がある。具体的には、天然ガス自動車による利用が考えられる。現在市販されている車種には、商用バン、箱形トラック、バス、塵芥車などがある。精製されるガス量を消費するのに適した車種と台数を整備することで、有効に利用可能と考えられる。ただし、第Ⅱ章で述べたように、夏季には冬季の約2倍の精製ガスが産出される。そのため、夏季の産出量にあわせた需要を設定する場合には精製ガスが冬季に不足することになるため、天然ガスを地域外から購入する必要がある。

5. バイオガスの利用方式別の経済性検討および産出エネルギー利用方法提案の意義

これまでに検討した結果の概要を Table 5-3～5-6 にまとめる。乳牛ふん尿 1,000 頭分のふん尿を管理するバイオガスプラントにおいて、エネルギー生産効率またはエネルギー生産利用効率の最も良いガス利用方式は、バイオガスを CHP で利用するケースであることが明らかとなった。また、経済性は本来の目的であるふん尿管理に

伴う収入（プラント利用料、消化液の肥料価値）と、産出エネルギーを既存の化石エネルギーと代替する経済価値のみでは、黒字化できないことが明らかとなった。経済性が成立するためには、産出する電力は FIT 制度での売電が必須であり、熱は 1MJ 当たり 11.4 円程度の高い価格で販売する必要があることが明らかとなった。

これらの結果は、自治体や農業経営者が共同利用型バイオガスプラントの建設を検討する際に利用可能である。また、再生可能エネルギーであるバイオガスの利用促進方法を検討する際に活用できる。

要約

第 I 章 序論

北海道の酪農家 1 戸当たりの乳用牛飼養頭数は年々増加しており、牛舎から発生する液状ふん尿の適正な管理が重要となっている。液状ふん尿の管理施設の一つに、メタン発酵（嫌気発酵）を利用したバイオガスプラントがある。この施設ではふん尿を一定温度に保持しながら嫌気発酵させ、発酵後に残る消化液を圃場へ散布して肥料として利用する。発酵時には有機物の微生物分解によりバイオガスが発生し、エネルギーとして利用することができる。

バイオガスプラントが多数稼働しているヨーロッパでは、バイオガスをコジェネレーターで電力に変換して売電し、発生した熱は地域暖房ネットワークで利用している。また、バイオガスを精製し、天然ガス自動車の燃料として使用している。

日本では、主に北海道においてバイオガスプラントが普及している。北海道でのバイオガス利用方法は、ガスボイラーを用いて熱のみを利用する方法、または CHP を用いて熱と電力を利用する方法に大別することができる。また、近年、移動式の精製圧縮充填装置が開発され、精製ガスを天然ガス自動車やガスコンロの燃料に使用する実証試験が実施されている。

このように、バイオガスの利用方式はガスボイラー、コジェネレーター、精製装置があるが、既往の研究では、寒冷地におけるこの3つの利用方式についてのエネルギー生産効率を比較して評価した報告はいまだない。

そこで本論文では、寒冷地の共同利用型バイオガスプラントにおいて、バイオガスをガスボイラー、コジェネレーター、精製装置で利用する場合のエネルギー生産効率および経済性について、ライフサイクル的視点から評価を行った。具体的には、以下の内容について明らかにした。

(1) バイオガスプラントの運転状況を模擬することが可能なシミュレーションプログラムを構築し、寒冷な北海道の気象条件下でのエネルギー収支を求め、バイオガスの利用方式別に産出されるエネルギー量およびエネルギー生産効率を明らかにした。

(2) プラントの建設およびふん尿運搬にかかるエネルギー量を考慮して、バイオガスの利用方式別にエネルギー収支を明らかにし、ライフサイクル的視点でエネルギー利用方式を評価した。

(3) プラントで生産されたエネルギーを化石エネルギーと代替する場合の経済性を、プラントの建設、維持管理にかかる費用を考慮したライフサイクル的視点で評価した。

(4) 今後の北海道の地域づくりを見据えた、寒冷地での共同利用型バイオガスプラントを核としたエネルギー利用方法を提案した。

第Ⅱ章 バイオガスの利用方式とエネルギー収支の検討

前述のように、バイオガスの利用方法は複数想定されるが、ガス利用過程が異なるため、産出されたエネルギー量を比較するだけではどの方法が効率的にエネルギーを生産しているかの判断ができない。そこで本章では、稼働中の共同利用型バイオガスプラントで実測したデータをもとにプラントの稼働を模擬するシミュレーションモデルを構築し、バイオガス利用方法がガスボイラー、CHP および精製装置の場合でのプラント運転時のエネルギー収支について定量的に比較し、投入化石エネルギー量と産出エネルギー量の比率から、効率的なバイオガス利用方法を明らかにした。また、投入した化石エネルギー量および精製時に排出されたオフガス中のメタン量ならびに精製ガスに添加した LP ガス量から温室効果ガス排出量を求め、環境に対する負荷について明らかにした。

その結果、乳牛 1,000 頭分のふん尿を管理するバイオガスプラントでは、エネルギー生産効率が最も良いガス利用方法は CHP を用いた場合であることが明らかとなった。また、温室効果ガス排出量の最も少ないガス利用方法は CHP を用いた場合であり、最も多い

のが精製装置を利用した場合であった。産出エネルギー1GJ 当たりの温室効果ガス排出量は、精製装置を利用した場合では CHP を利用した場合の 10 倍以上であることが明らかとなった。産出エネルギーの季節変化は、冬季のプラント内での熱需要が多いため、プラント外部に供給可能なエネルギー量が少なくなり、特に CHP を用いて熱エネルギーをプラント外部で利用するケースでは、プラント外部での需要と供給にずれが生じる可能性があることが明らかとなった。

第Ⅲ章 ライフサイクル的視点によるバイオガスプラントのエネルギー収支の検討

バイオガスを生産するためのプラントの建設、更新や原料であるふん尿の運搬時には、エネルギー投入が必要である。また、消化液を肥料として利用することで化学肥料使用量を削減できるため、消化液利用により化学肥料の製造に必要なエネルギー相当がバイオガスプラントから産出されていると見なすことができる。

そこで本章では、プラント建設およびふん尿運搬時に投入するエネルギー量と、第Ⅱ章で明らかにしたプラントから産出されるエネルギー量を整理し、施設の耐用年数を考慮したライフサイクル的視点でのエネルギー収支を明らかにした。

その結果、いずれのガス利用方式においても、プラント運転開始後 6 年目または 7 年目以降にエネルギー産出量がエネルギー投入量を上回ることが明らかとなった。

第Ⅳ章 バイオガスの利用方式と経済性の検討

バイオガスプラントから外部へ供給可能なエネルギーはバイオガスの利用方式によって異なり、熱、電力、精製ガスの形で供給することができる。これらのエネルギーは、既存の化石エネルギーと代替することができるが、代替可能な化石エネルギーは複数存在する。また、化石エネルギーの価格およびエネルギー量はそれぞれ異なる。従って、バイオガスプラントから外部へ供給可能なエネルギーの経済的価値を評価するためには、代替可能な化石エネルギー別に検討する必要がある。また、エネルギーを産出するシステム全体としての経済性を評価するためには、バイオガスプラントの建設費、維持管理費および更新費を考慮した経済性を評価する必要がある。

そこで本章では、バイオガスプラントから外部へ供給可能なエネルギーと代替可能な化石エネルギーを対比し、施設の耐用年数を考慮したライフサイクル的視点での経済性を明らかにした。

プラント運転開始後 35 年目までの経済収支をライフサイクル的視点で評価した結果、いずれのケースでも収支はマイナスであるこ

とが明らかとなった。

そこで、経済収支改善方法として、建設費補助による支出軽減、副原料受け入れによる収入増加、代替可能な化石エネルギーの単価引き上げによる収入増加の 3 つの方法を想定した検討を行った。その結果、プラント建設費用の 2 分の 1 を補助することを想定した場合では、いずれのケースでも、主要施設の更新を迎えるまでは収支がプラスとなるが、更新費の補助がなければ、その後の収支はマイナスで推移することが明らかとなった。

既往の研究を参考に、毎年 4,152 万円の副原料受け入れ費の収入を想定した場合では、いずれのケースでも、長期的には収支がプラスで推移することが明らかとなった。

FIT 制度での電力買取価格を参考に、代替可能な化石エネルギーの価格を 1MJ 当たり 11.4 円と想定した場合は、ガス利用方式がガスボイラーのケースでは、長期的には収支がプラスで推移することが明らかとなった。一方、ガス利用方式が CHP のケースでは、収支はマイナスで推移することが明らかとなった。

第 V 章 総合考察

1. 北海道における共同利用型バイオガスプラントの技術的改善の提案

北海道内で稼働中の共同利用型バイオガスプラントでは、バイオガスをプラント内のコジェネレーターで電力と熱に変換して利用しており、冬季はガスボイラーによる熱供給も行いながら、プラント内で必要な熱を生産している。しかしながら、殺菌槽で 55℃ に加温された消化液は、高温のまま屋外の貯留槽へ移送され、熱は大気中へ放熱している。消化液中の熱エネルギーを、発酵槽へ投入する原料の加温に利用することができれば、特に冬季には、ガスボイラーによる熱供給を減らすことが可能となり、その結果、プラント外部へ供給可能なエネルギー量が増加すると考えられる。そこで、殺菌後消化液温度が 55℃ から 45℃ まで低下する分に相当する熱量 2,093MJ/d を、熱交換機で原料液の加温に利用する場合を想定したエネルギー収支を算出した。その結果、エネルギー生産効率が最もよいコジェネレーターを利用するケースでは、プラント外部へ供給可能な電力が約 7% 増加し、熱が約 89% 増加した。このように、消化液からの熱回収を行うことで、プラント外部へ供給可能なエネルギーとしての電力および熱を増加させることが可能であり、熱回収の仕組みを導入すべきである。

2. 熱利用施設へのバイオガス輸送によるガス利用の検討

デンマークの事例では、バイオガスを地域暖房施設まで輸送して、

コジェネレーターの燃料として利用している。北海道の都市部では、地域熱暖房施設の稼働している地域が存在するが、家畜ふん尿の発生地域とは離れており、デンマークのようなガス利用方法を北海道内の既存の施設を活用して行うことは難しい。また、主に家畜ふん尿が発生する町村部において、新たに地域熱暖房施設を整備することも考えられるが、既存住宅の主な暖房設備はストーブであるため、現実的ではない。そこで、バイオガスプラントから発生するバイオガスを町中心部の施設までパイプラインで移送して、温水プールの加温に利用する場合のエネルギー収支および経済性を評価した。

その結果、発生するバイオガスをパイプラインでプールまで移送してコジェネレーターで利用するケースで、エネルギー効率が良いことが明らかとなった。しかしながら、ライフサイクル的視点で経済性を検討した結果、FIT 制度での売電と A 重油の代替では収支がプラスになることはなかった。すなわち、プラントの長期的な収支を成立させるためには、副原料受け入れなどにより収入増加をはかる必要があることが明らかとなった。また、副原料の受け入れを行わない場合は、FIT 制度による電力価格設定のように、バイオガス由来の熱エネルギー利用促進のための新たな制度を整備する必要があると考えられる。

3. 今後の北海道における共同利用型バイオガスパラントを核としたエネルギー利用方法の提案

バイオガスをガスボイラーのみで温水として利用する場合、ガス利用設備がシンプルなため、設備の設置および維持管理が容易である。ただし、熱エネルギーは夏季に多く産出され、冬季に少なくなる特徴があるため、夏季に十分な需要を見込める施設を供給先を含めるべきである。その際、冬季には熱が不足するため、他のエネルギーによる熱供給ができるような仕組みを整える必要がある。

バイオガスをコジェネレーターで利用する場合、電力と熱の両方のエネルギーを得ることができる。電力は電力線を介しての送電が容易である。熱は、夏季に多く産出され、冬季に少なくなる特徴があるため、熱を利用する施設の選定に注意が必要である。

バイオガスを精製装置で利用する場合、天然ガスと同等のガスを得ることができる。精製ガスを遠方へ運搬してガスボイラーやコジェネレーターで利用することは、エネルギー効率から考えて適しているとはいえない。したがって、精製ガスを需要家が受け取りにくる仕組みを考える必要がある。

4. バイオガスの利用方式別の経済的評価および産出エネルギー利用方法提案の意義

乳牛ふん尿 1,000 頭分のふん尿を管理するバイオガスプラントにおいて、エネルギー生産効率の最も良いガス利用方式は、バイオガスをコジェネレーターで利用するケースであることが明らかとなった。また、経済性は、ふん尿管理に伴う収入（プラント利用料、消化液の肥料価値）と、産出エネルギーを既存の化石エネルギーと代替する経済価値のみでは、黒字化できないことが明らかとなった。経済性が成立するためには、産出する電力は FIT 制度での売電が必須であり、熱は 1MJ 当たり 11.4 円程度の高い価格で販売する必要があることが明らかとなった。

これらの結果は、自治体や農業経営者が共同利用型バイオガスプラントの建設を検討する際に利用可能である。また、再生可能エネルギーであるバイオガスの利用促進方法を検討する際に活用できる。

謝辞

本論文の作成にあたり、酪農学園大学大学院酪農学研究科教授干場信司博士には、研究の実施および論文のとりまとめについて、終始懇切に指導して頂くとともに、長年にわたり激励を頂いた。謹んで感謝申し上げます。また、副査を引き受けて頂いた酪農学園大学大学院酪農学研究科森田茂博士および高橋圭二博士には、論文の細部にわたるご指導を頂いたことに謹んで感謝申し上げます。

本研究で用いた基礎データは、(独)北海道開発土木研究所(現(独)土木研究所寒地土木研究所)が主体となって実施した「積雪寒冷地における環境・資源循環プロジェクト」で得られたものである。寒地土木研究所水利基盤チーム上席研究員中村和正博士には、バイオガスプラントで得られたデータの解析およびシミュレーションプログラムの構築について、多くのご助言とご指導を頂いた。また、同研究所資源保全チーム石田哲也主任研究員には、バイオガスプラントで得られた基礎データの整理にご協力を頂いた。秀島好昭博士(元寒地土木研究所寒地農業基盤研究グループ長)には、本研究の実施を快く了解して下さるとともに励ましを頂いた。同研究所資源保全チーム横濱充宏上席研究員および大深正徳総括主任研究員には、研究推進に際しご配慮頂いた。そのほかの寒地農業基盤研究グループ研究員の方々には、数々のご協力を頂いた。以上の各位に対し、謹

んで感謝申し上げます。また、「積雪寒冷地における環境・資源循環プロジェクト」において実証試験を行った別海プラントおよび湧別プラントの運転には、両プラントの運転員および多くの技術者の協力を頂いたことに感謝申し上げます。

宇都宮大学准教授菱沼竜男博士には、バイオガス利用のエネルギー収支評価方法についてご助言頂いたことに感謝申し上げます。北海道大学名誉教授松田従三博士には、北海道バイオガス研究会によるデンマーク視察などにおいて、バイオガスプラントに関する多くの知識をご教示頂いたことに感謝申し上げます。

株式会社グリーンプランの今井俊行氏には、精製圧縮装置のデータを提供頂いた。鹿追町役場の城石賢一氏および元鹿追町環境保全センター職員の植松武泰氏には、鹿追町環境保全センターのデータ計測に際しご配慮頂くとともに、バイオガスプラントを運転する際の様々な事象についてご教示頂いた。以上の各位に対し、感謝申し上げます。

引用文献

- 1.赤石和幸． 2008． バイオガスの利活用． バイオガスの最新技術．
第 1 版（西尾尚道， 中島田豊監修）． 279-288， シーエムシー出
版． 東京．
2. 淡路和則． 2006． 第 3 章第 5 節 海外の先進事例 B.ドイツ， 酪
農バイオガスシステムの社会的・経済的評価， 第 1 版（市川治、
中原準一、干場信司監修）， 174-179， 酪農学園大学エクステンシ
ョンセンター． 江別．
3. バイオガス・バロメータ 2007 年（EU）， 2007． NEDO 海外レポ
ート， No.1007： 21-31．
4. バイオガス・バロメータ 2008 年（EU）， 2008． NEDO 海外レポ
ート， No.1035： 1-15．
- 5.Basrawi,F., T.Yamada and K.Nakanishi. 2010. Effect of
ambient temperature on the energy balance of anaerobic
digestion plants. Journal of Environment and Engineering,
5(3): 526-538.
6. Colleran,E. 2000. Hygienic and sanitation requirements in
biogas plants treating animal manures or mixtures of manures
and other organic wastes. In: Anaerobic Digestion: Making
energy and solving modern waste problems. Ed. H. Ørtenblad.

- AD-NETT, Herning Municipal Authorities, Denmark.: 77-86.
7. Daniel G. and R. Fendler. 2010. Biogas production in Germany. SPIN background paper. 6-7. Federal Environment Agency. Dessau-Rosslau. [http://spin-project.eu/downloads/0_Background_paper_biogas_Germany_en.pdf (2013/11/25)]
8. (独)土木研究所寒地土木研究所, 2006. バイオガスプラント運転シミュレーションプログラム. プログラム著作物 P8806-1.
9. (独)土木研究所, 2011. 共同型バイオガスプラントを核とした地域バイオマスの循環利用システムの開発. [http://www.pwri.go.jp/jpn/seika/project/2010/project2010_16.html (2013.11.12)]
10. (独)北海道開発土木研究所, 2005. 積雪寒冷地における環境・資源循環プロジェクト最終成果報告書.
11. (独)北海道開発土木研究所, 2006. 積雪寒冷地における乳牛ふん尿を対象とした共同利用型バイオガスシステム導入の参考資料. 22-27.
12. (独)新エネルギー・産業技術総合開発機構, 小型 VPSA を用いたバイオガス燃料化実験事業報告書. 2009.
13. 菱沼竜男, 干場信司, 森田茂, 塚田芳久, 天野徹, 2002. 個別農家用バイオガスプラントのエネルギー的評価. 農業施設,

33(1) : 45-52.

- 14.北海道，2013．次世代北方型居住空間モデル構想（案）．
[<http://www.pref.hokkaido.lg.jp/kn/tki/jisedai-hoppougata-kyojukukan.htm> (2013.11.13)]
- 15.北海道電力株式会社，電力契約標準約款（高圧）．[<http://www.hepco.co.jp/userate/price/unitprice/unitprice04.html>(2013.3.30)]
- 16.北海道ガス株式会社，2013．料金一覧表．[<http://www.hokkaido-gas.co.jp/home/ryo-kin/menu/ryokinhyo.html> (2013.3.30)]
- 17.北海道開発局開発監理部開発調査課，バイオガス多角的利用に関する地産地消モデル構築調査報告書，2008，
- 18.北海道農政部，2010．北海道施肥ガイド 2010（施肥標準・診断基準・施肥対応）．
- 19.北海道農政部食の安全推進局畜産振興課，2010．北海道酪農・畜産関係資料 2009 年度版．[<http://www.pref.hokkaido.lg.jp/ns/tss/kankeitop.htm> (2013.11.21)]
- 20.北海道鹿追町，2002．鹿追型バイオガス施設事業化による公共施設におけるバイオガス有効活用調査事業調査報告書．
- 21.干場信司．2006．第 2 章第 3 節 酪農バイオガスシステム導入のライフサイクル的評価の意義，酪農バイオガスシステムの社会的・経済的評価，第 1 版（市川治、中原準一、干場信司監修），

- 46-49, 酪農学園大学エクステンションセンター. 江別.
- 22.井熊均. 2008. バイオ燃料の基本と仕組み. 74-75. 株式会社秀和システム. 東京.
- 23.一般財団法人日本エネルギー経済研究所石油情報センター,
2013. 一般小売価格液化石油ガス. [http://oil-info.ieej.or.jp/price/price_lp_gusu.html (2013/3/30)]
24. 石田哲也, 2011. バイオガスプラントが低炭素社会の一員になるためには. 畜産の研究, 65(2): 46-51.
- 25.石川志保, 干場信司, 石田哲也, 日向貴久, 菱沼竜男, 羽川富雄, 館山留雄, 竹内良曜, 森田茂, 2005. 酪農における共同利用型バイオガスプラントの経済的評価. 農業経営研究, 43(1): 194-199.
- 26.伊坪徳宏, 田原聖隆, 成田暢彦, 2007. LCA 概論, 第 1 版 (稲葉敦, 青木良輔監修), 3-5, 社団法人産業環境管理協会. 東京.
- 27.Johnny L. 2011. Anaerobic Digestion Study. Final Report. 12-19. The Soil Association. Bath.
- 28.環境省, 平成 21 年度の電気事業者ごとの実排出係数・調整後排出係数等の公表について. [<http://www.env.go.jp/press/press.php?serial=13319> (2011.2.7)]
- 29.環境省・経済産業省, 2010. 温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル. Ver.3.1.

30. 経済産業省資源エネルギー庁， 2013. 石油製品価格調査 .
[<http://www.enecho.meti.go.jp/info/statistics/sekiyukakaku/>
(2013.3.30)]
31. 経済産業省資源エネルギー庁， 2013. 固定価格買取制度 .
[<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/kakaku.html>
(2013.11.12)]
32. 経済産業省資源エネルギー庁， 2013. 再生可能エネルギー固定
価格買取制度ガイドブック . [http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/data/kaitori_jigyousha2013.pdf (2013.11.25)]
33. 経済産業省資源エネルギー庁， 2013. 再生可能エネルギー発電
設備の導入状況について（7月末時点） .
[<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/dl/setsubi/201307setsubi.pdf> (2013.11.26)]
34. 経済産業省資源エネルギー庁， RPS 法ホームページ .
[<http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/top/main.html>(2013.1
2.5)]
35. Moller, H.B, A.M.Nielsen, M.Murto, K.Christensson, J.Rintala,
M.Svensson, M.Seppala, T.Paavola, I.Angelidaki and
P.L.Kaparaju. 2008. Manure and energy crops for biogas
production. 13-16. Nordic Council of Ministers, Copenhagen.

- 36.中山博敬，大深正徳，中村和正，2004a. 湧別資源循環試験施設でのエネルギー消費. 北海道開発土木研究所月報, No.610: 43-49.
- 37.中山博敬，中村和正，大深正徳，2004b. 乳牛ふん尿メタン発酵施設におけるエネルギー収支のシミュレーション. 農業土木学会資源循環研究部会平成 16 年度研究発表会発表要旨集，39-47.
- 38.中山博敬，中村和正，大深正徳，2005. エネルギー収支からみたメタン発酵施設の効率的運転方法の検討. 農業土木学会資源循環研究部会論文集，第 1 号：25-35.
- 39.中山博敬，中村和正，大深正徳，2006. メタン発酵施設のエネルギー収支と光熱費に与える気温の影響. 北海道開発土木研究所月報，No.634：54-62.
- 40.Nakayama H., S.Hoshiba, T.Ishida, M.Yokohama, T.Imai, T.Hishinuma, S.Morita. 2011. Seasonal Changes in Energy Outputs for Three Different Biogas Utilization Methods. CIGR International Symposium on "Sustainable Bioproduction -Water, Energy, and Food". Proceedings CD.
- 41.中山博敬，干場信司，石田哲也，横濱充宏，今井俊行，菱沼竜男，森田茂，2011. バイオガスプラントにおけるガス利用方式の違いが運転時のエネルギー収支に及ぼす影響. 農業施設，42(3)：109-118.

- 42.中山博敬，干場信司，石田哲也，横濱充宏，森田茂，2012. 固定価格買取制度導入前後におけるバイオガスプラントの電力利用について. 農業環境工学関連学会 2012 年合同大会要旨，CD-ROM.
- 43.中山博敬，2013. デンマークのバイオガスプラント視察報告. 農業土木北海道，35：53-57.
44. 中原純一. 2006. 第3章第5節 海外の先進事例 A.デンマーク，酪農バイオガスシステムの社会的・経済的評価，第1版（市川治、中原準一、干場信司監修），165-173，酪農学園大学エクステンションセンター. 江別.
- 45.南齋規介，森口祐一，東野達，2002. 産業連関表による環境負荷原単位データブック（3EID），（独）国立環境研究所.
- 46.農林水産省，2013. 畜産統計調査. [<http://www.maff.go.jp/j/tokei/kouhyou/tikusan/> (2013.8.1)]
- 47.農林水産省，2013. 用語の解説. [http://www.maff.go.jp/j/wpaper/w_maff/h18_h/trend/1/terminology.html (2013.11.21)]
- 48.小川幸正，藤田正憲，中川悦光，2003. ふん尿・食品残渣のメタン発酵施設における運転データの解析. 廃棄物学会論文誌，14(5)：258-267.
- 49.大久保忠旦，1991. 畜産におけるエネルギー効率. 畜産の研究，

第 45 巻第 6 号 : 732.

- 50.大阪ガス株式会社, 2010. 大阪ガスグループの環境への取り組み .[<http://www.osakagas.co.jp/company/csr/pdf/EcologicalValueChain.pdf> (2013.11.13)]
51. Raven,R.P.J.M. and K.H.Gregersen. 2007. Biogas plants in Denmark: successes and setbacks. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 11: 116-132.
- 52.Rikke Lybæk, Thomas Budde Christensen and Tyge Kjær. 2010. How the history of Danish biogas innovation can help shaping future public interventions in the biogas sector. International Sustainable Development Research Conference 2010. [<http://www.kadinst.hku.hk/sdconf10/indexin.html>(2013.12.2)]
53. Schulz H. and Eder B.. 浮田良則監訳. 2002. バイオガス実用技術. 第 1 版. 1-16, オーム社. 東京.
- 54.Steubing,B., R.Zah and C.Ludwig. 2012. Heat, Electricity, or Transportation? The optimal use of residual and waste biomass in europe from an environmental perspective. Environmental Science and Technology, 46: 164-171.
- 55.Stowell,R. and C.G.Henry. 2003. The economic impacts of

- various public-policy scenarios for methane recovery on dairy farms. Conference Presentations and White Papers: Biological Systems Engineering, 52: 1-7.
56. Teodoria, A.S. 2008. biogas HANDBOOK, 7. University of Southern Denmark Esbjerg. Denmark. [<http://www.lemvigbiogas.com/BiogasHandbook.pdf> (2013.11.26)]
57. 東レリサーチセンター. 2007. ガス分離・精製技術. 第1版. 16-25. (株)東レリサーチセンター. 東京.
58. Yiridoe, E.K., R. Gordon and B.B. Brown. 2009. Nonmarket cobenefits and economic feasibility of on-farm biogas energy production. Energy Policy, 37: 1170-1179.

Abstract

Evaluation of Energy Usage in Centralized Biogas Plant from Life Cycle Approach

I . Introduction

As the number of dairy cattle per dairy farm increases in Hokkaido, an appropriate treatment of liquid feces and urine generated at cowsheds is essential. One of the facilities that treat such a liquid manure is a methane (anaerobic) fermentation-based biogas plant. It is the site where feces and urine is fermented under an anaerobic condition with a certain temperature. After fermentation, digested slurry left over is spread over fields as fertilizer. In the course of fermentation, organic matters are bio-decomposed into gas, which can be used as energy.

There are many biogas plants operated in Europe. In those plants, the combined heat and power (CHP) system converts biogas into electricity to sell to power companies and households. Thermal energy is used under the local heating network. Biogas is also purified to use as fuel for natural gas vehicle.

In Japan, Hokkaido leads the country's biogas plant operation. The form of biogas utilization is categorized into using heat converted by gas boiler, and using both heat and electricity generated by CHP system. In addition, a portable equipment has developed to purify, compress and replenish biogas, which has been tested to demonstrate that the purified gas can be used for natural gas vehicle and gas burners.

Biogas can be treated by gas-boiler, CHP system and purification equipment. However, there are no previous reports that assess those three forms of biogas utilization by comparing their energy productive efficiency.

In this paper, the authors have conducted a life cycle assessment of the productive and economic efficiency of biogas between the three forms of utilization (gas boiling, CHP system and purification), given that biogas is used in centralized biogas plants in cold regions. We particularly focused on the following objectives:

(1) to establish a program in which biogas plant operation is simulated, calculate the energy balance of biogas under the cold climate of Hokkaido, and clarify the energy volume and energy productive efficiency of biogas utilized in each form;

- (2) to clarify the energy balance of biogas utilized in each form in consideration of the energy volume required for plant construction and maintenance, and conduct a life cycle assessment of each energy utilization system;
- (3) to conduct a life cycle assessment of biogas' economic efficiency given that the biogas energy replaces fossil energy, with consideration of costs for plant construction and maintenance;
- (4) to propose possible methods for utilizing biogas energy generated at centralized biogas plants in cold regions, toward future community development in Hokkaido.

II . Form of Utilizing Biogas and Energy Balance Assessment

A simulation model was created based on measurement data gathered from centralized biogas plants in operation. The effects of biogas utilization methods on energy balance during plant operation were compared quantitatively for cases in which a gas boiler, a CHP system or a purification system is used, to determine the most efficient biogas utilization method. The greenhouse gas emissions were also measured from the amounts of fossil energy input and

methane in the off-gas discharged during refinement, to clarify the environmental burden.

The results revealed that the energy production efficiency was the highest for biogas plants treating waste from 1,000 dairy cows using a CHP. The greenhouse gas emission was the smallest in the case using a CHP and the largest in the case using a purification system. The greenhouse gas emission per GJ of output energy in the case of using a purification system was more than ten times that of the case using a CHP.

III . Evaluation of energy balance on biogas plant operation from Life Cycle Approach

Energy is used in constructing and renovating a biogas plant and in transporting excreta, which is the raw material. However, using the digested slurry that is produced by such plants as fertilizer can reduce the usage of chemical fertilizers. Therefore, it is possible to regard the use of digested slurry for fertilizer as offsetting the energy required to manufacture chemical fertilizer.

In light of the above, this section compares the amount of energy that is consumed when a plant is constructed and when excreta is

transported to the amount of energy that is produced at a plant (covered in Section II). The aim is to clarify the life-cycle energy balance in consideration of the durable years the facility.

It was revealed that the energy output exceeds the energy consumption from the sixth or seventh year of plant operation, regardless of the gas utilization method, i.e., those using a gas boiler, a combined heat and power (CHP) system and a purification system.

IV . Form of Utilizing Biogas and Economic Efficiency Assessment

Biogas-made energy is supplied from the plant in three forms: heat, electricity and purified gas. These forms of biogas energy can replace several types of fossil energy as alternative. The price and the amount of energy vary according to the fossil energy. In light of this, the economic value of the biogas energy supplied from the plant must be assessed by fossil energy type. Also, the economic efficiency in an energy-generating system needs to be assessed in consideration of expenses for constructing, maintaining and renewing biogas plants.

In this section, we compared biogas energy and replaceable fossil energy, and then clarified the life cycle economy of biogas in consideration of the plant's durable years.

When we conducted a life cycle assessment of the biogas plant in economic efficiency, its economic balance was found to be negative over 35 years since operation commenced, regardless of converted biogas forms and replaced fossil fuels.

We assumed three possible methods for improving the economic balance: reducing expense with construction cost subsidy, increasing revenue by accepting auxiliary feedstock, and increasing unit costs of replaced fossil energy. We then re-assessed the economic balance under these conditions. In subsidizing half the plant construction cost, the economic balance was positive in all forms until when main facilities were renewed. With no subsidization for renewal, the balance subsequent to the facility renewal fell negative.

In accepting auxiliary feedstock equivalent to 41.52 million yen based on previous studies, the long-term economic balance was positive in all forms.

In defining the unit cost of fossil energy as 11.4 yen per MJ based on the feed-in tariff (FIT) system, the long-term economic balance was positive in the form of gas boiler, whereas it was negative in the co-generating system.

V . Discussion

1. Proposal on Technical Improvement of Centralized Biogas Plants in Hokkaido

Digestive slurry heated to 55 °C in a sterilization tank is transported to a storage tank outside, where the heat is lost into the air. If thermal energy of the digested slurry is used to heat feedstock fermented, this may help reduce the thermal heat supply from gas boiler in winter. It may also allow more amount of energy to be supplied out of the plant. To verify this, we calculated the energy balance of the three biogas forms, given that the heat lost when the sterilized digestive slurry is cooled down from 55 °C to 45 °C, 2,093 MJ/d, was used via a heat converter to heat the material slurry. We found from the calculation that the CHP system was the most efficient in energy production, showing that the electricity supplied out of the plant increased by 7%, and the heat

by 89%. Thermal recycling from digested slurry can increase the amount of electricity and heat supplied outside of the plant. Thus, it is necessary to introduce the thermal recycling system.

2. Biogas Transportation to Facilities that Utilize Heat

In Denmark, biogas generated is transported to district heating facilities and is used as fuel for the CHP system. In urban areas of Hokkaido, meanwhile, there are district heating facilities in some areas, remote from the places in which farm animal manure is collected. This present condition makes it hard to introduce the Denmark style of biogas transportation. Building district heating facilities may be an option in areas where the manure is collected. However, it is not practical in that most conventional houses use oil stoves instead of district heating system. In today's local infrastructure, one possible facilities where biogas heat can be used yearly is a heated swimming pool. We assessed the energy balance and economic efficiency of biogas when transporting biogas from the plant through the pipe line to the heated pool in the city centre.

By assessing three forms of biogas utilization, we found that the CHP system is the most energy-efficient. However, the life cycle assessment of economy revealed that the sales of electricity in the FIT system to replace A heavy oil would never make the economic balance positive. Therefore, it is clear that the revenue increase by accepting auxiliary feedstock is necessary to achieve a long-term economic balance of the biogas plant. It is considered that if auxiliary feedstock is not accepted, a system similar to FIT should be built to promote the use of thermal energy from biogas.

3. Proposal of Utilizing Energy Generated from Centralized Biogas Plant in Hokkaido

In converting biogas into thermal energy to heat water, gas boilers are simple-structured and easy to install and maintain. In light that thermal energy is generated more in summer than winter, operators should ensure that there are facilities that consume a sufficient amount of heat in summer so as not to have excess heat in that season. The operators also should ensure that alternative type of energies are available to supply heat in winter to compensate the shortage.

CHP system of biogas can bring us with both electricity and heat. Electricity is easy to be transmitted via electric wires. The amount of heat generated is subject to season: it increases in summer and decreases in winter. Selecting facilities which use heat needs to be carefully made.

Biogas purified is equivalent to natural gas, but it is not appropriate, in terms of energy efficiency, to transport the purified gas to remote areas and to use it by gas boilers or CHP system. Therefore, some systems are required so that consumers can receive purified gas on site, for example, consumers drive a natural gas vehicle to the site and refuel the purified gas. It must be noted, however, that purified gas generated in summer is twice that of winter. It means that the amount of feedstock manure and the resulting purified gas to fill the demand in summer cannot satisfy the winter demand, and then natural gas needs to be purchased from other areas to supplement the shortage.

4. Significance of the Economic Assessment of Biogas by Utilization Form and the Proposal of Utilization of Energy Generated

In a biogas plant capable of managing cattle manure of 1,000 heads of cattle, the most energy-efficient method of utilizing biogas is using biogas by the CHP system. In terms of economic efficiency, biogas management never gains a positive figure by solely replacing conventional fossil energy by the energy from manure, assuming that the revenue is gained through manure management at the plant and economic value of digested slurry as fertilizer. For an economic benefit, the electricity generated needs to be sold under FIT, and the heat needs to be sold with 11.4 yen per MJ.

These findings can be applicable when community associations and farming managers construct centralized biogas plants, as well as in designing the methods for promoting renewable biogas energy.

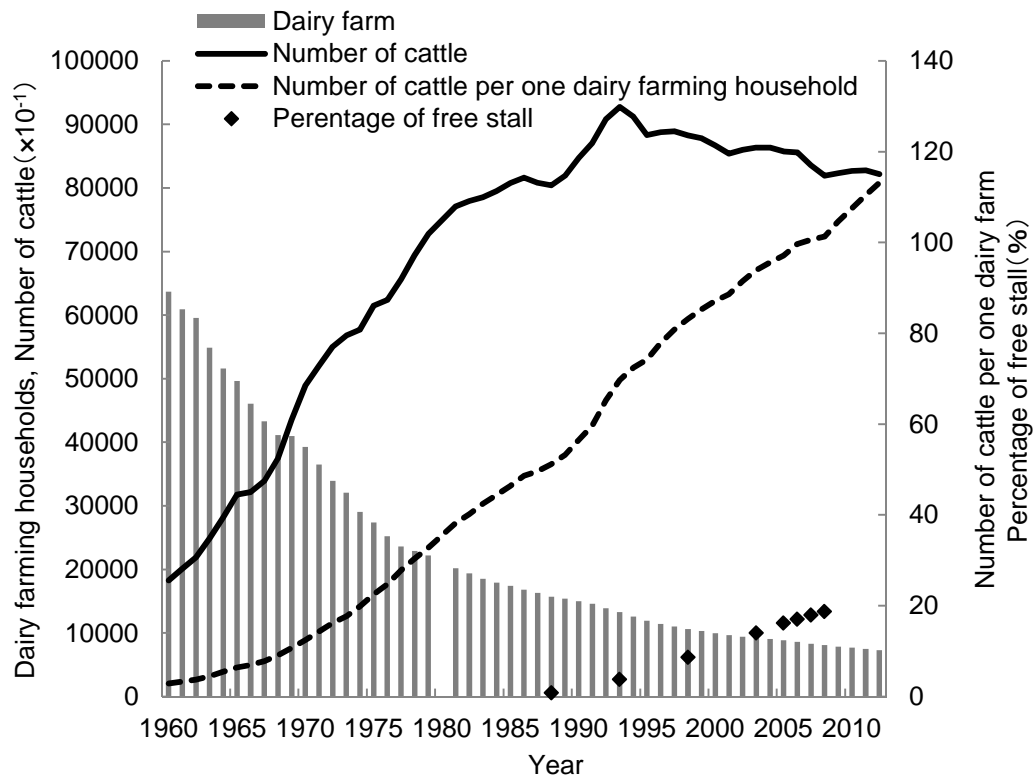


Fig.1-1. Number of dairy farm in Hokkaido and Number of cattle per one dairy farm



Photo 1-1. Cattle slurry in free stall (Photo by Nakayama)

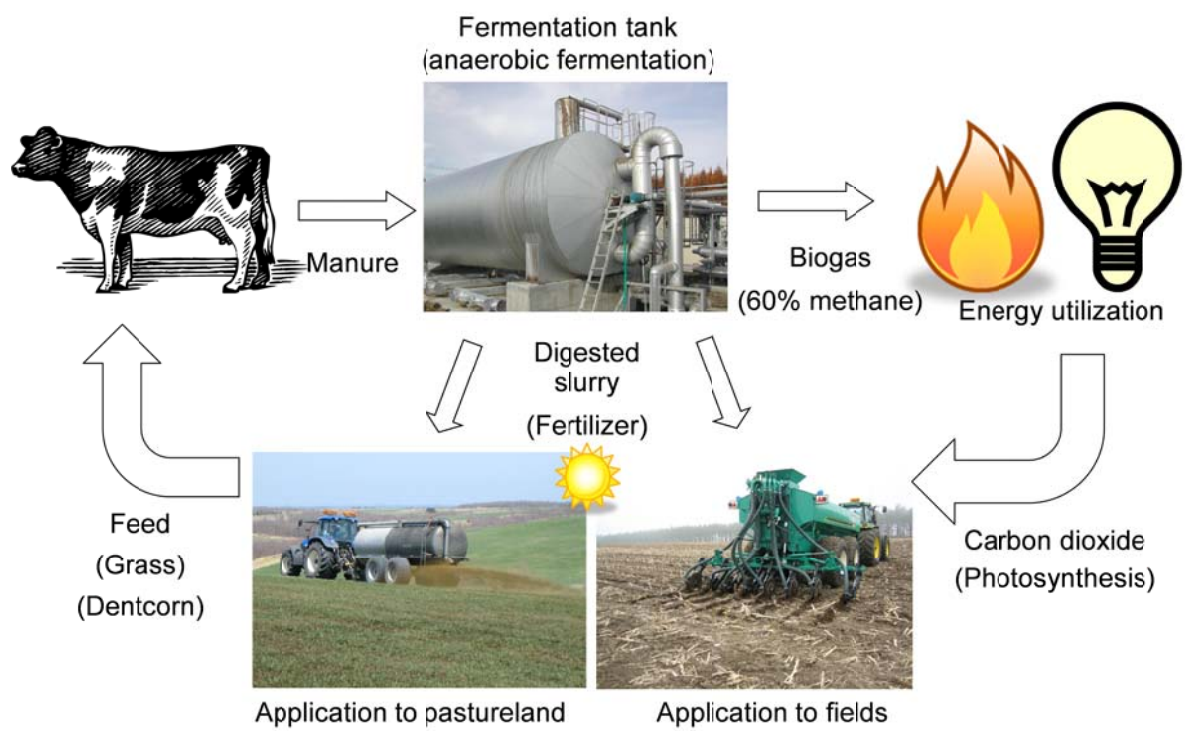


Fig.1-2. Recycling of livestock manure

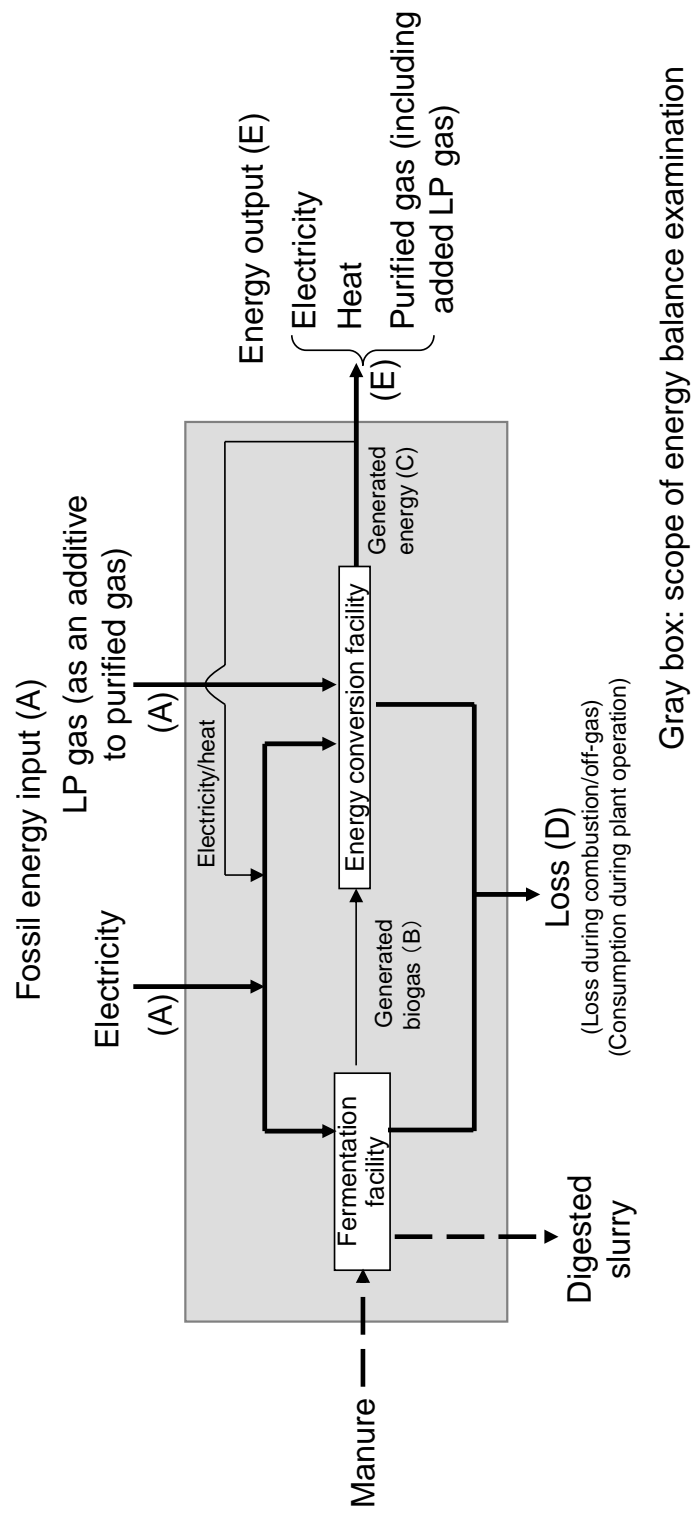


Fig.2-1-1. Energy balance in the biogas plant

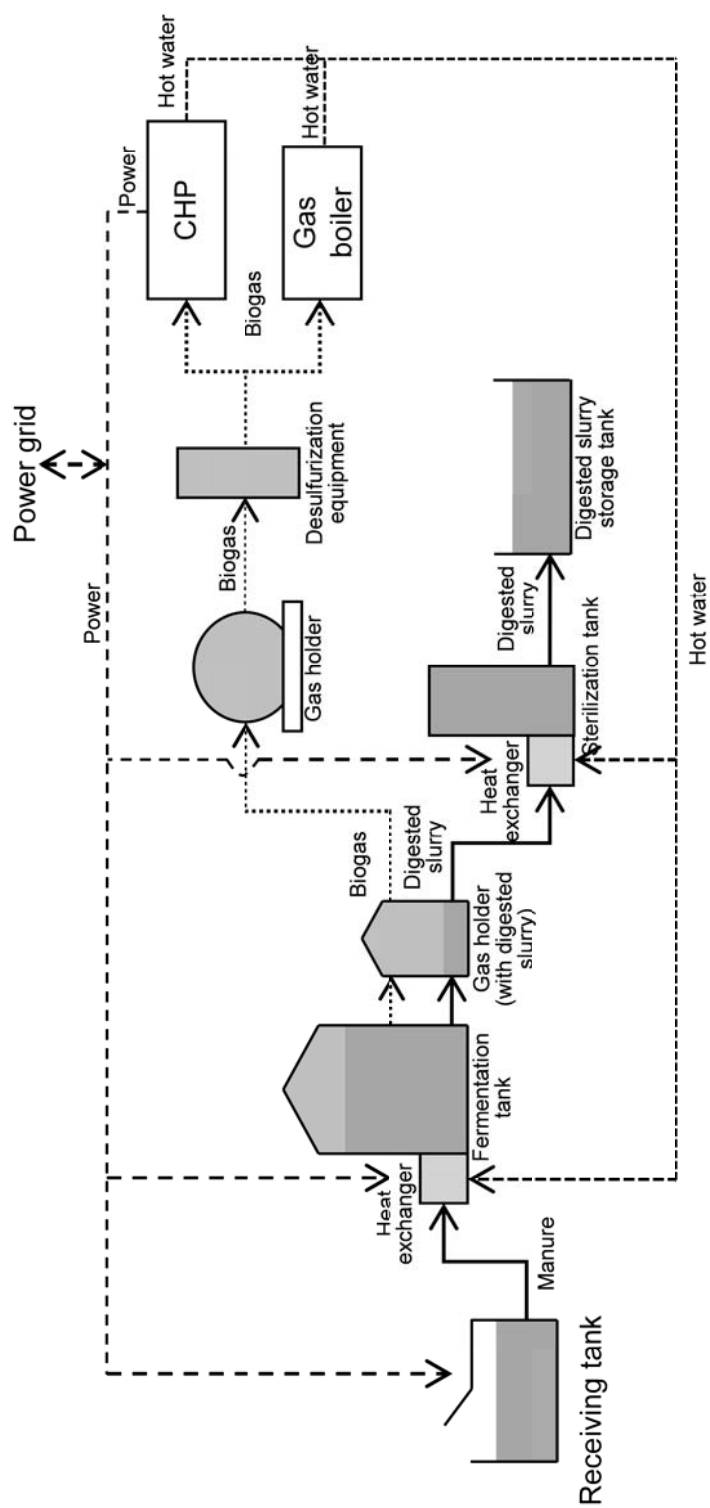


Fig.2-2. System configuration of the centralized biogas plant

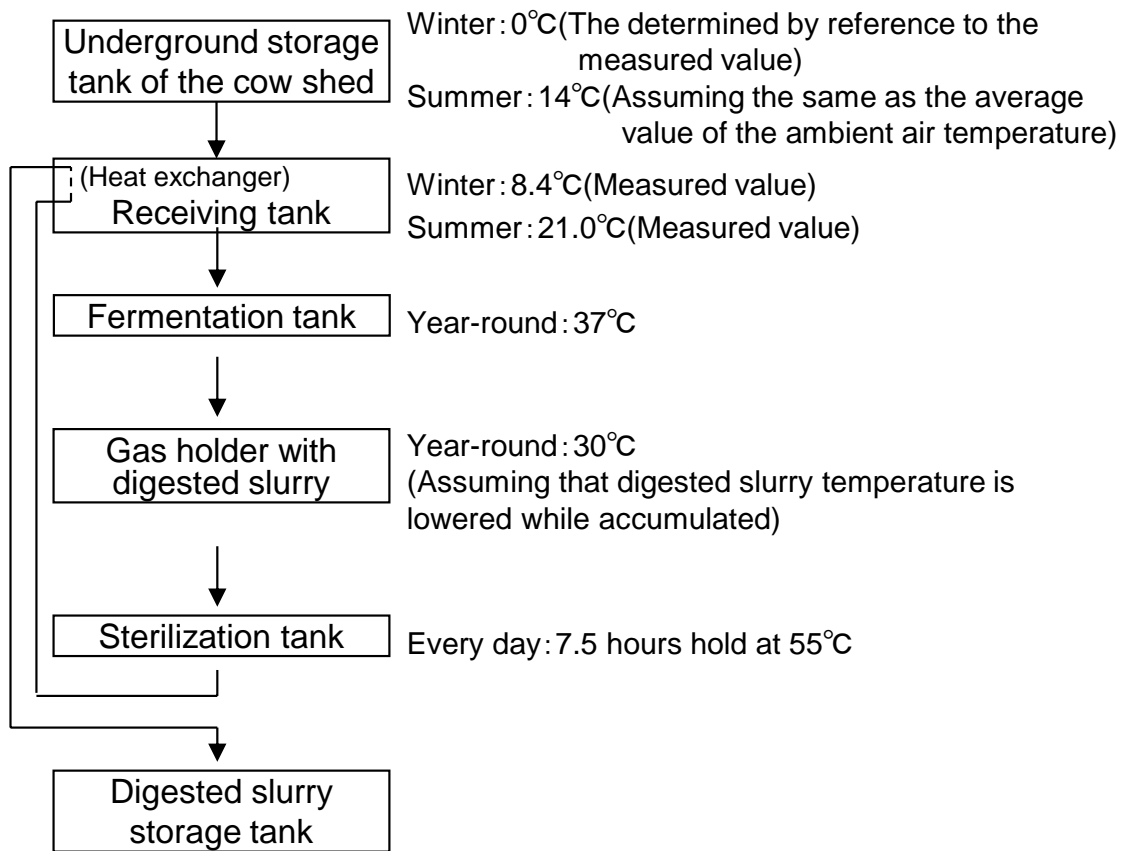


Fig.2-3. Transport of manure slurry

Table 2-1. Input conditions for the simulation

| Input conditions | |
|---|--|
| Items related to the generation and consumption of biogas | Concentration of methane in the biogas |
| | Generation of biogas |
| | Gas storage amount in the gas holder |
| | Energy efficiency of gas boiler and CHP |
| | Gas consumption of gas boiler and CHP |
| | Purified gas production volume by purification system |
| | Amount of off-gas |
| Items related to the operation of the biogas plant | Power consumption of the mixer and pump |
| | Running time of the mixer and pump |
| | The amount of heat consumption in the fermentation tank and sterilization tank |
| | Heat radiation from the hot-water piping |

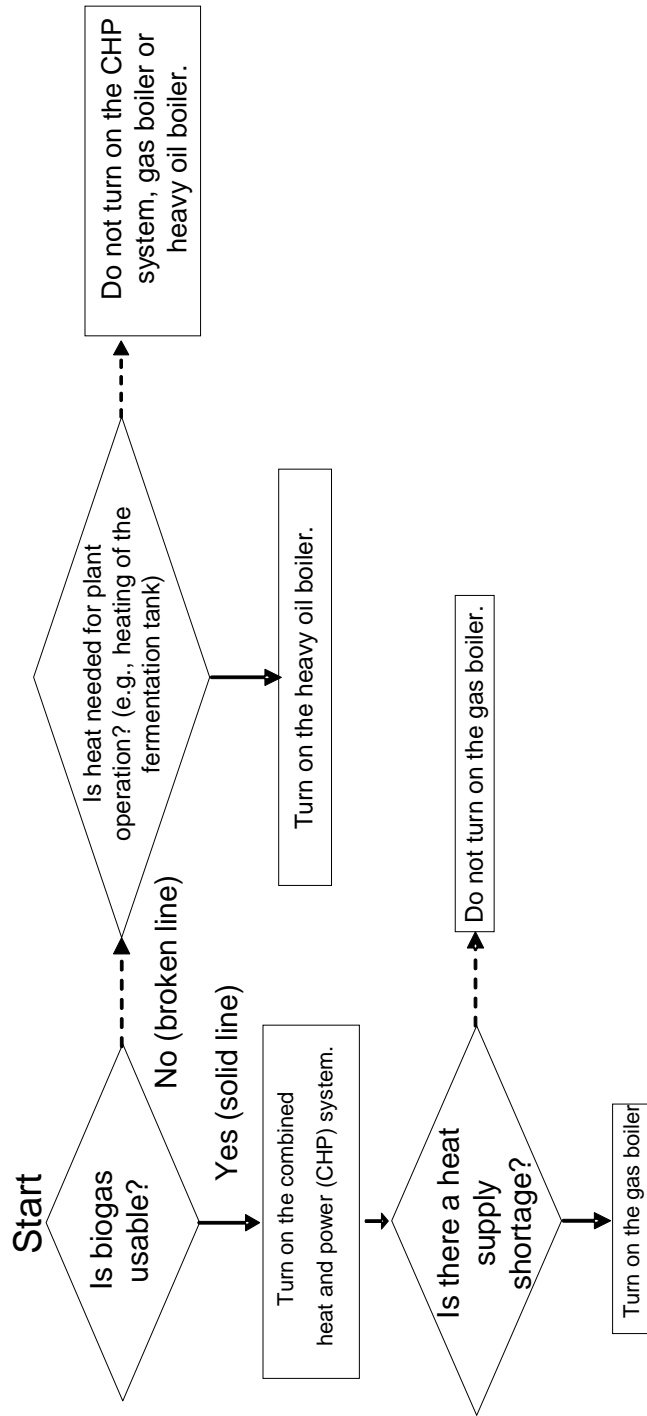


Fig.2-4. Heat supply calculation method in the simulation for CHP

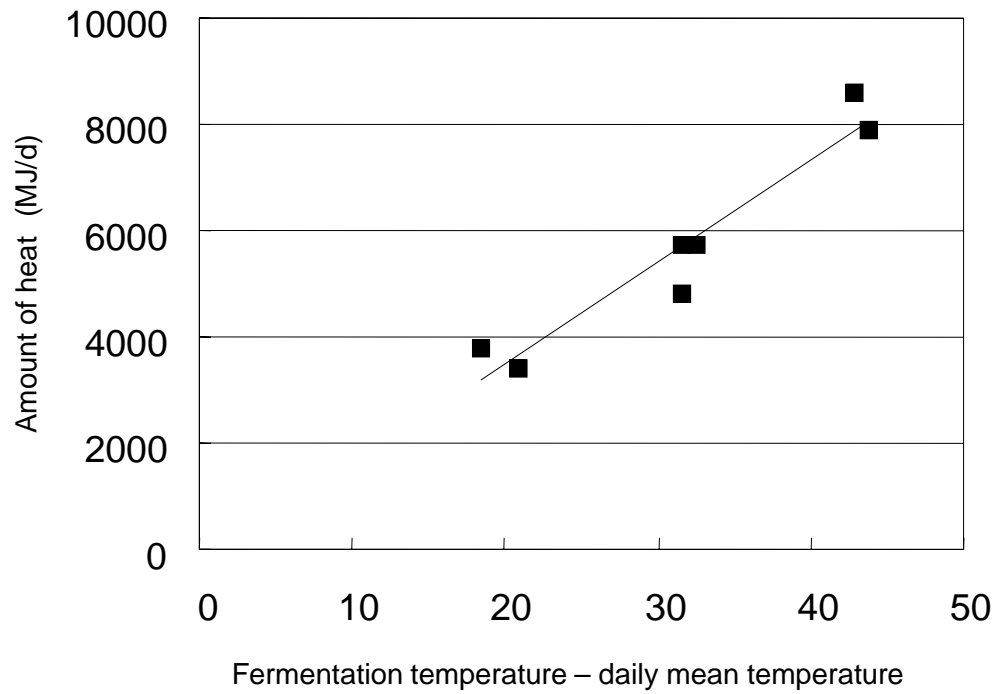


Fig.2-5. Relationship between fermentation temperature – daily mean temperature and the heat supplied to the fermenter (The amount of manure input into the fermentation tank is $40\text{m}^3/\text{d}$)

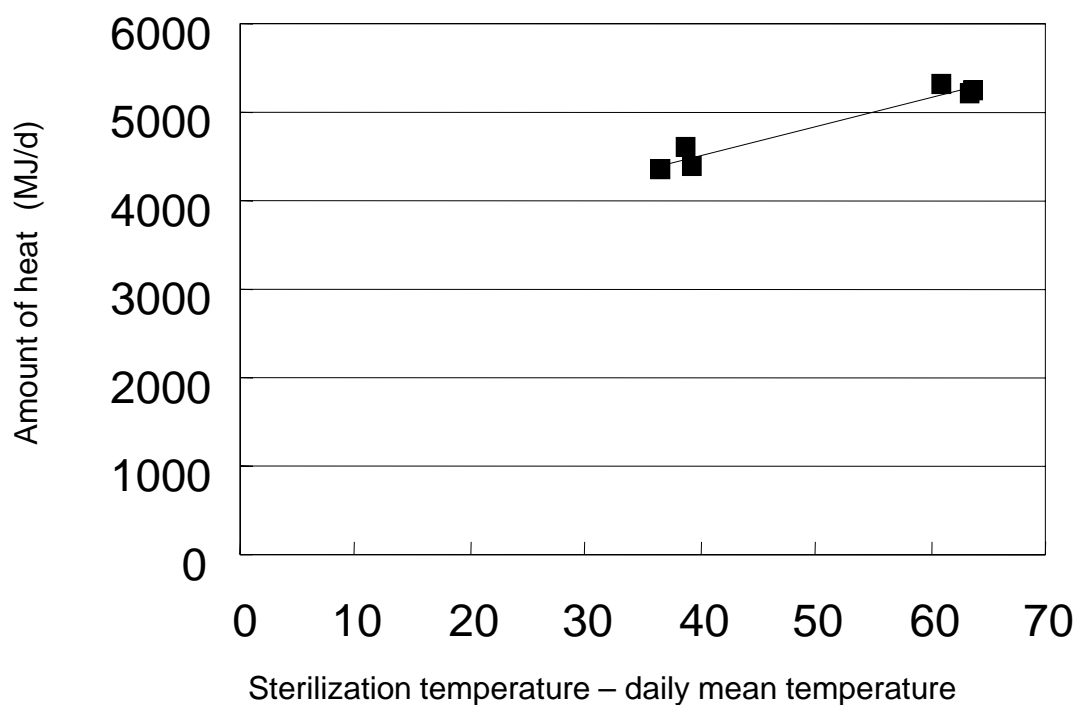


Fig.2-6. Relationship between fermentation temperature – daily mean temperature and the heat supplied to the sterilization tank (The amount of manure input into the fermentation tank is 40m³/d)

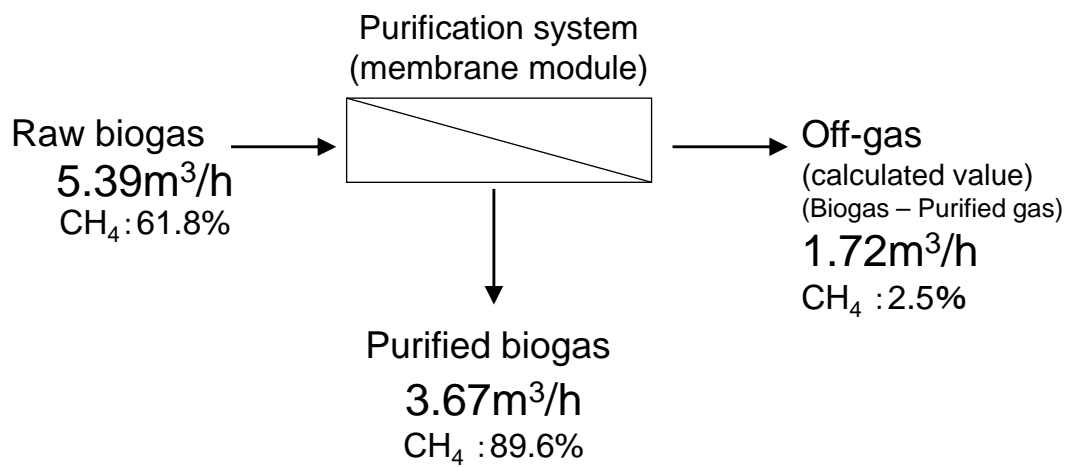


Fig.2-7. Flow of gas in the purification system

Table 2-2. Units using biogas in each simulation case

| Simulation case no. | Units using biogas |
|------------------------|---|
| ① | Gas boiler × 3 |
| ② | CHP system × 1, gas boiler × 2 |
| ③ | Purification system × 1, gas boiler × 2 |

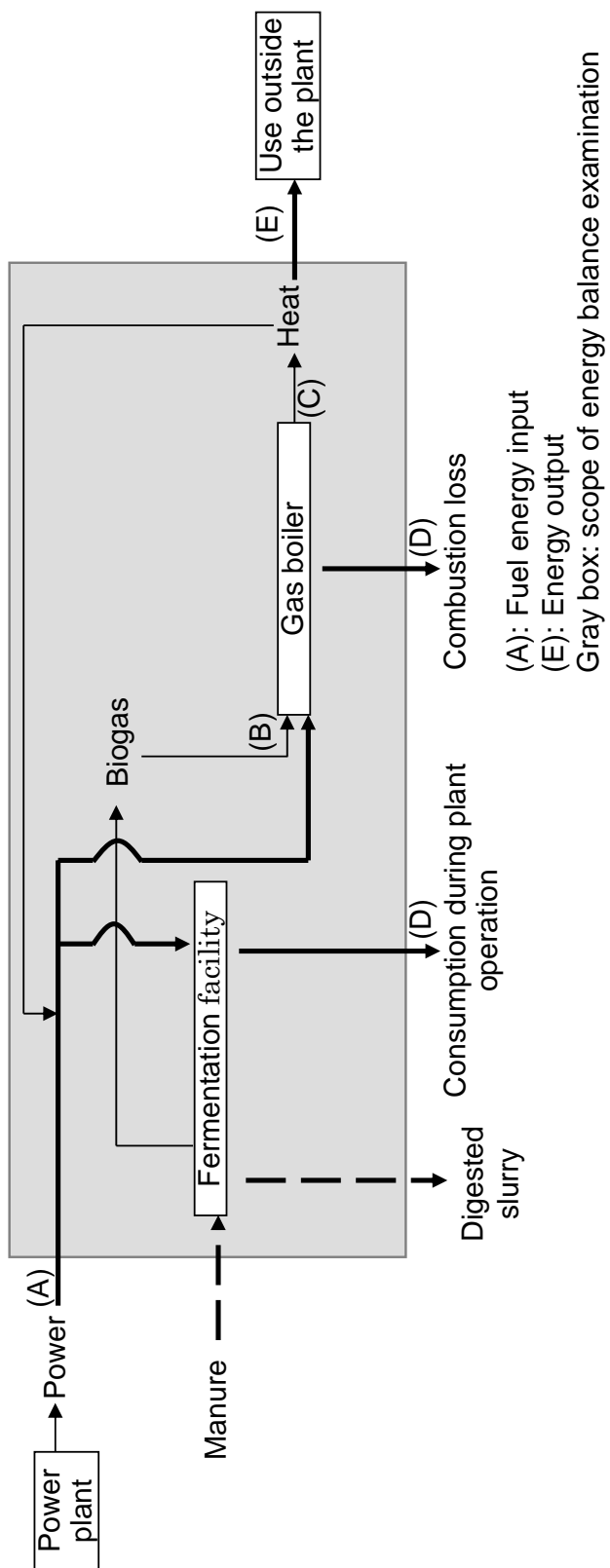


Fig.2-8. Process of using biogas for gas boiler

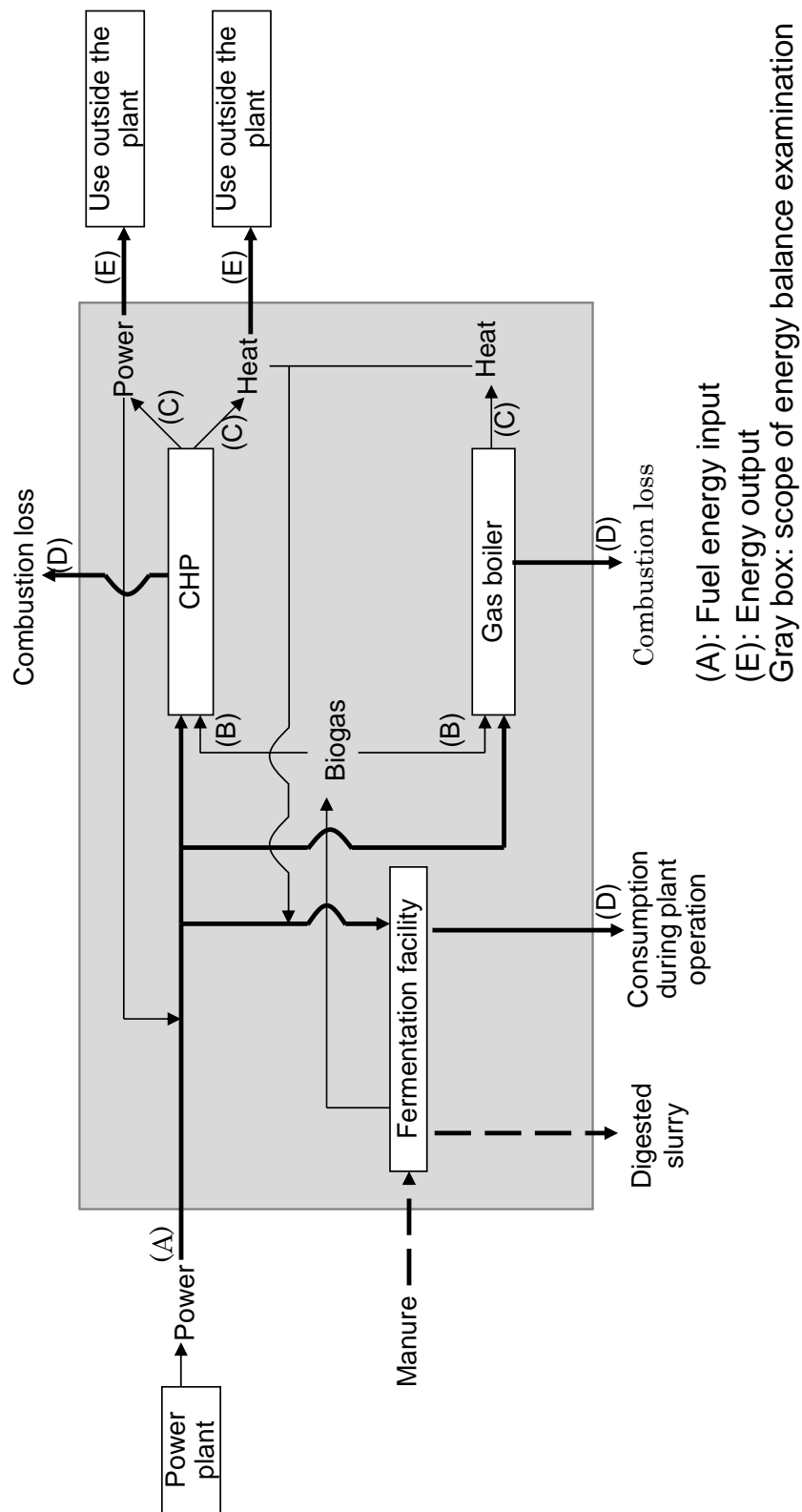


Fig.2-9. Process of using biogas for CHP

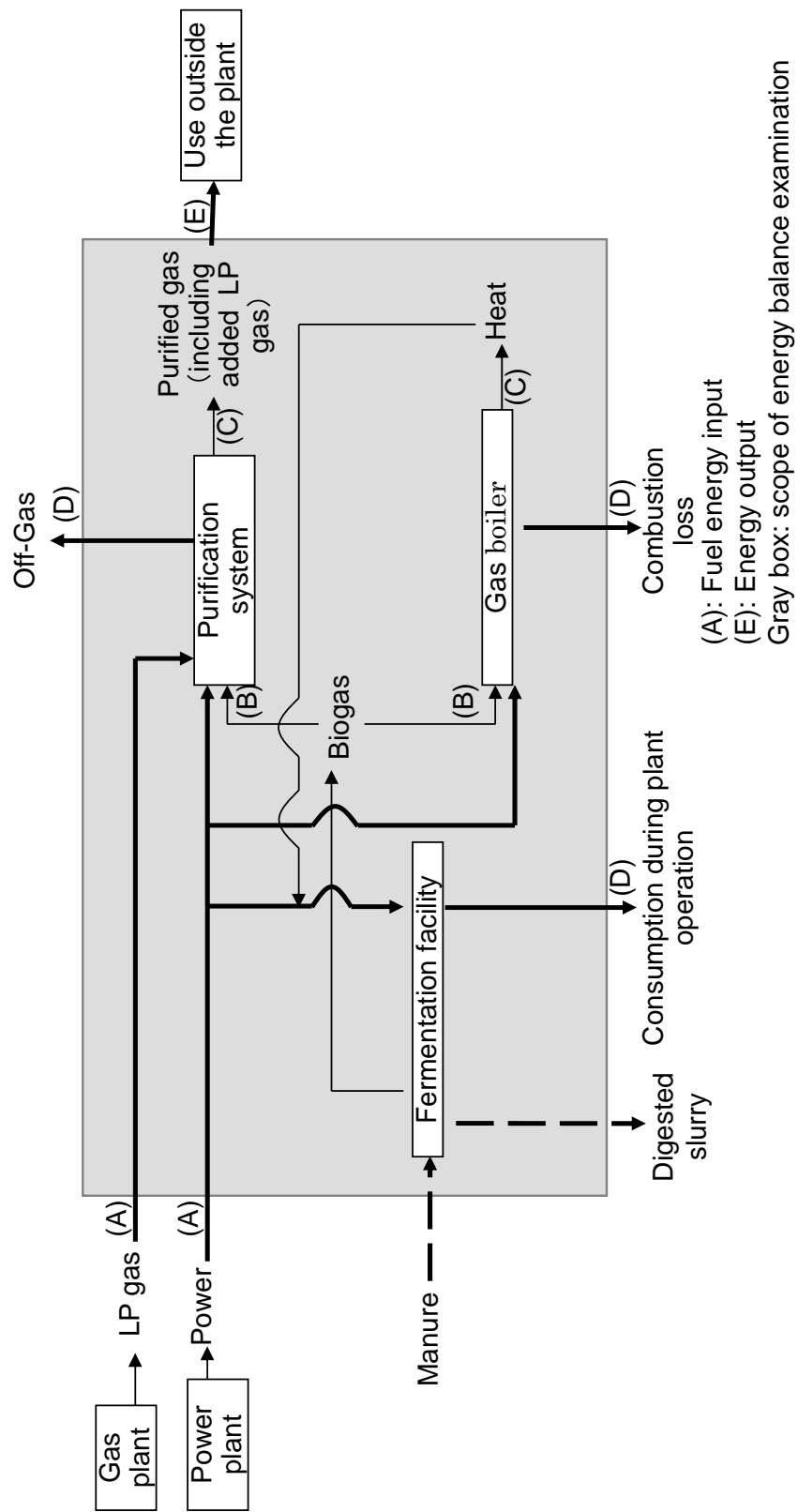


Fig.2-10. Process of using biogas for purification system

Table 2-3. Coefficients used for calculation of greenhouse gas emissions

| Item | Unit | Coefficient | Reference |
|---|------------------------|-------------|-----------|
| Actual emissions coefficient of Hokkaido Electric Power Co., Inc. | t-CO ₂ /kWh | 0.000433 | ※1 |
| Unit heating value of LP gas | GJ/t | 50.8 | ※2 |
| Emissions coefficient of LP gas | tC/GJ | 0.0161 | ※ 2 |

※1: Ministry of the Environment [28]

※2: Ministry of the Environment and Ministry of Economy, Trade and Industry [29]

Table 2-4. Energy balance and energy production efficiency

| (GJ/y) | | | |
|--|--------------|---------------------------|------------------------------------|
| Simulation case | ① Gas boiler | ② CHP system + gas boiler | ③ Purification system + gas boiler |
| Fossil energy input (A) | 1,042 | 145 | 2,705 |
| (Breakdown) | | | |
| Purchased electricity | 1,042 | 145 | 2,108 |
| LP gas (as an additive to purified gas) | — | — | 597 |
| Biogas (B) | 12,110 | 12,110 | 12,114 |
| Generated energy (C) | 9,688 | 9,797 | 11,225 |
| Electricity (CHP) | — | 3,273 | — |
| Heat generation (CHP) | — | 5,565 | — |
| Heat generation (gas boiler) | 9,688 | 959 | 5,690 |
| Purified gas (including added LP gas) | — | — | 5,535 |
| Loss (D) | 9,154 | 9,069 | 9,284 |
| (Breakdown) | | | |
| Loss during combustion | 2,422 | 2,313 | 1,422 |
| Gas discharge during purification (off-gas) | — | — | 64 |
| Power consumption during plant operation (purchased amount) | 1,042 | 145 | 2,108 |
| Power consumption during plant operation (amount generated by CHP) | — | 921 | — |
| Heat consumption during plant operation | 5,690 | 5,690 | 5,690 |
| Energy output (E) | 3,998 | 3,186 | 5,535 |
| (Breakdown) | | | |
| Electricity | — | 2,352 | — |
| Heat | 3,998 | 834 | — |
| Purified gas (including added LP gas) | — | — | 5,535 |
| (E) — (A) | 2,956 | 3,041 | 2,830 |
| Energy production efficiency((E — A)/(E)) | 0.74 | 0.95 | 0.51 |

Notes:

1) (A) to (E) correspond to their equivalents in Fig. 2-8~Fig.2-10 showing the flow of energy.

2) (A) + (B) = (D) + (E)

| Table 2-5. Greenhouse gas emissions | | | | (t-CO ₂ -eq/y) |
|---|--------------|---------------------------------|--|---------------------------|
| Simulation case | ① Gas boiler | ② CHP system + gas boiler | ③ Purification system + gas boiler | |
| Greenhouse gas emissions (Breakdown) | 125.3 | 17.4 | | 315.6 |
| Purchased electricity | 125.3 | 17.4 | | 253.4 |
| LP gas (as an additive to purified gas) | — | — | | 35.3 |
| Methane contained in off-gas | — | — | | 26.9 |

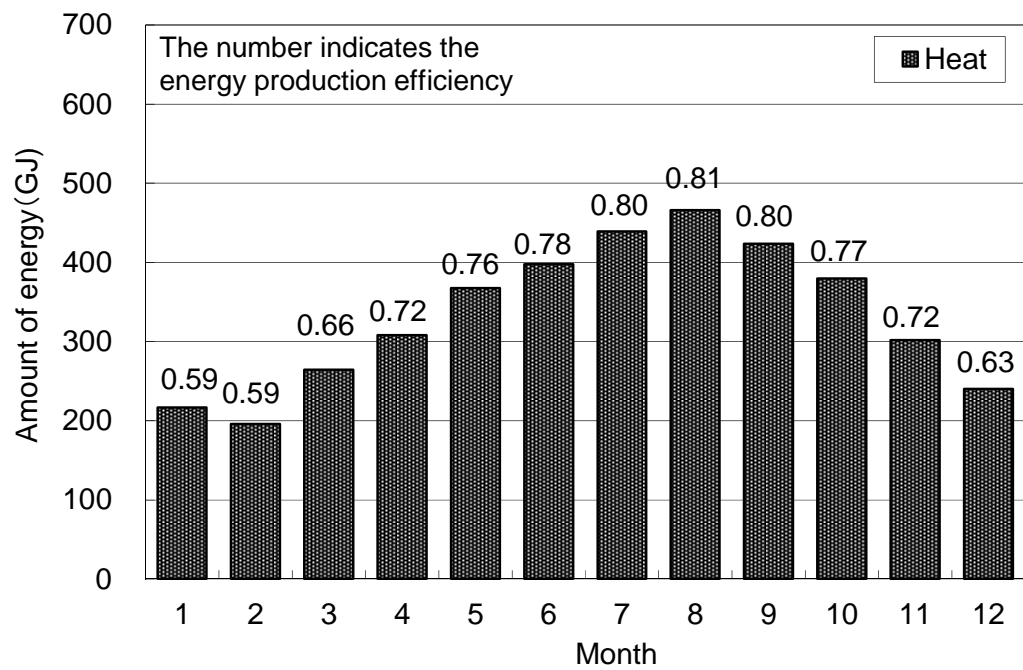


Fig.2-11. Monthly change of energy production and the efficiency for gas boiler

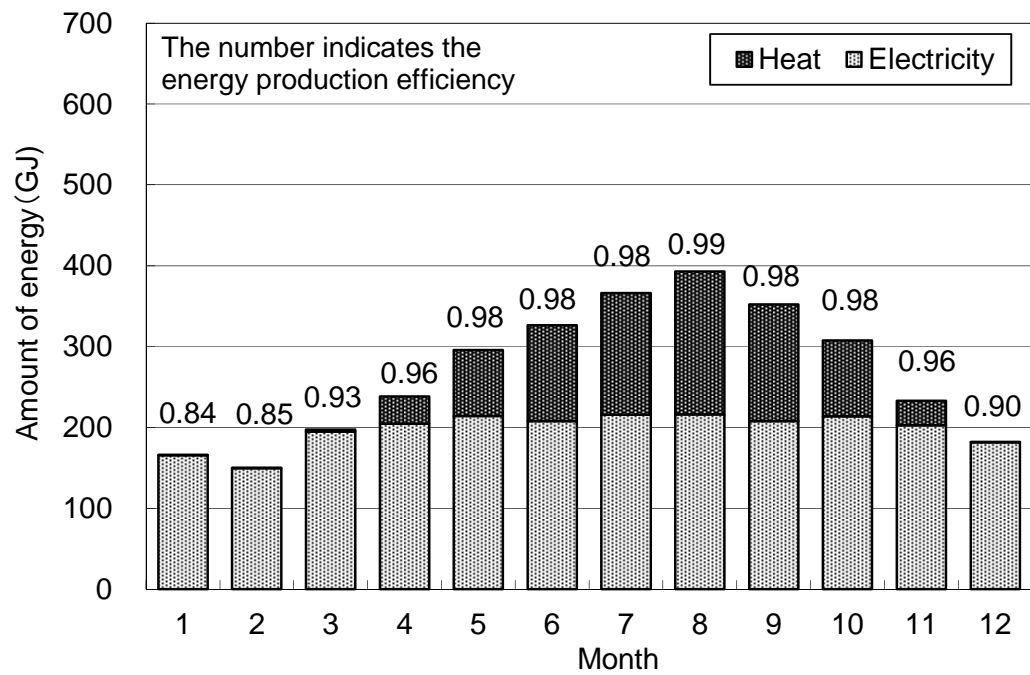


Fig.2-12. Monthly change of energy production and the efficiency for CHP

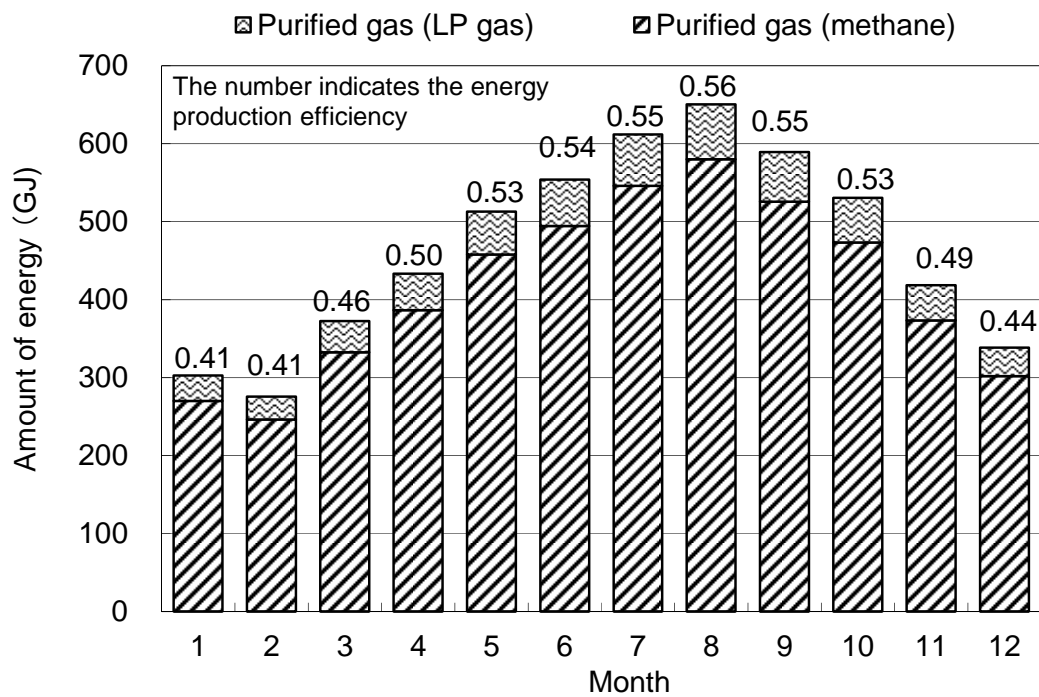


Fig.2-13. Monthly change of energy production and the efficiency for purification system

Table 3-1. Fertilizer component in digested slurry

| | (FM%) | | |
|-----------------|---------------------|---|-----------------------------|
| | Total nitrogen(T-N) | Phosphoric acid(P ₂ O ₅) | Potassium(K ₂ O) |
| Digested slurry | 0.28 | 0.10 | 0.39 |

Table 3-2. Fertilizer efficiency for converting fertilizer components in digested slurry into fertilizer components in chemical fertilizer

| | Nitrogen | Phosphoric acid | Potassium |
|-----------------|----------|-----------------|-----------|
| Digested slurry | 0.4 | 0.4 | 0.8 |

Table 3-3. Amount of energy that is consumed in the construction of facilities and production equipment

| Equipment and facility | Useful life (y) | Amount of energy consumed in the construction and manufacture (GJ) | Amount of energy per year (GJ/y) |
|--|-----------------|--|----------------------------------|
| Gas utilization equipment | | | |
| Gas boiler | 7 | 75 | 11 |
| CHP | 15 | 1191 | 79 |
| Purification system | 12 | 18541 | 119 |
| Biogas plant (Except for the gas utilization equipment) | 13.1 (※) | 18541 | 1415 |

※: The Independent Administrative Institution the Civil Engineering Research Institute of Hokkaido[10]

Table 3-4. Amount of energy consumed during transportation of livestock manure and digested slurry

| | Energy consumption(GJ/y) |
|--------------------------------|--------------------------|
| Transport of livestock manure | 822 |
| Transport of digested slurry | 488 |
| Application of digested slurry | 224 |
| Total | 1534 |

Table 3-5. Energy value of digested slurry that can be replaced with chemical fertilizers

| | Amount of energy (GJ/y) |
|---------------------|-------------------------|
| Nitrogen (N) | 1258 |
| Phosphoric acid (P) | 92 |
| Potassium (K) | 382 |
| Total | 1732 |

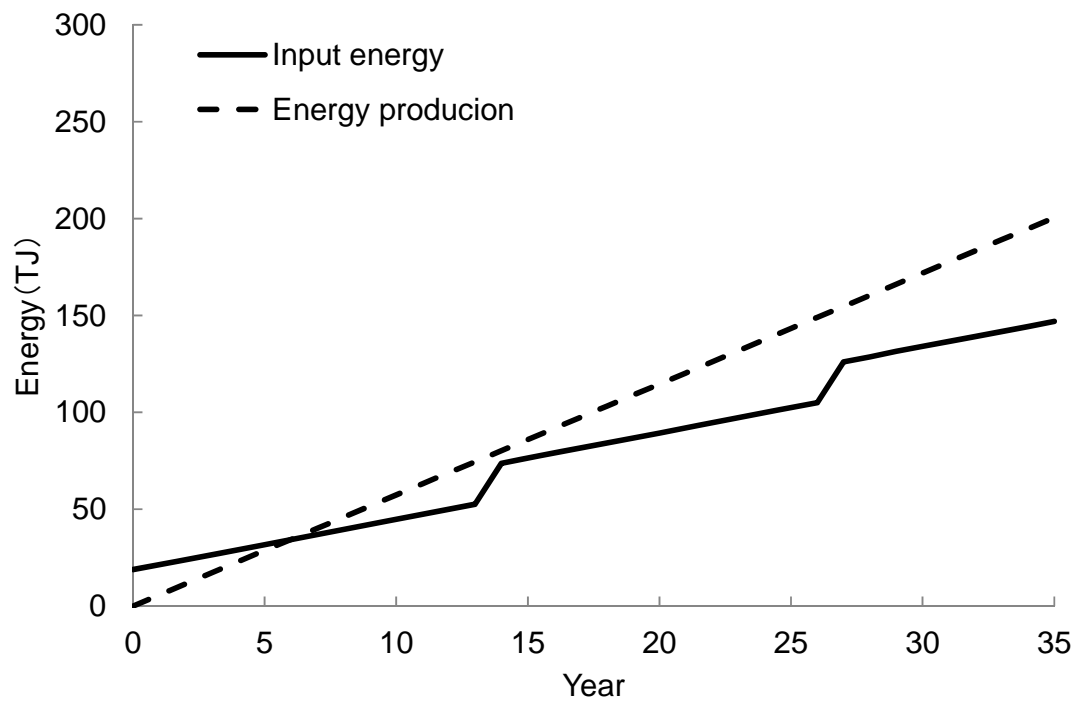


Fig.3-1. Estimation of change over the years on energy balance for gas boiler

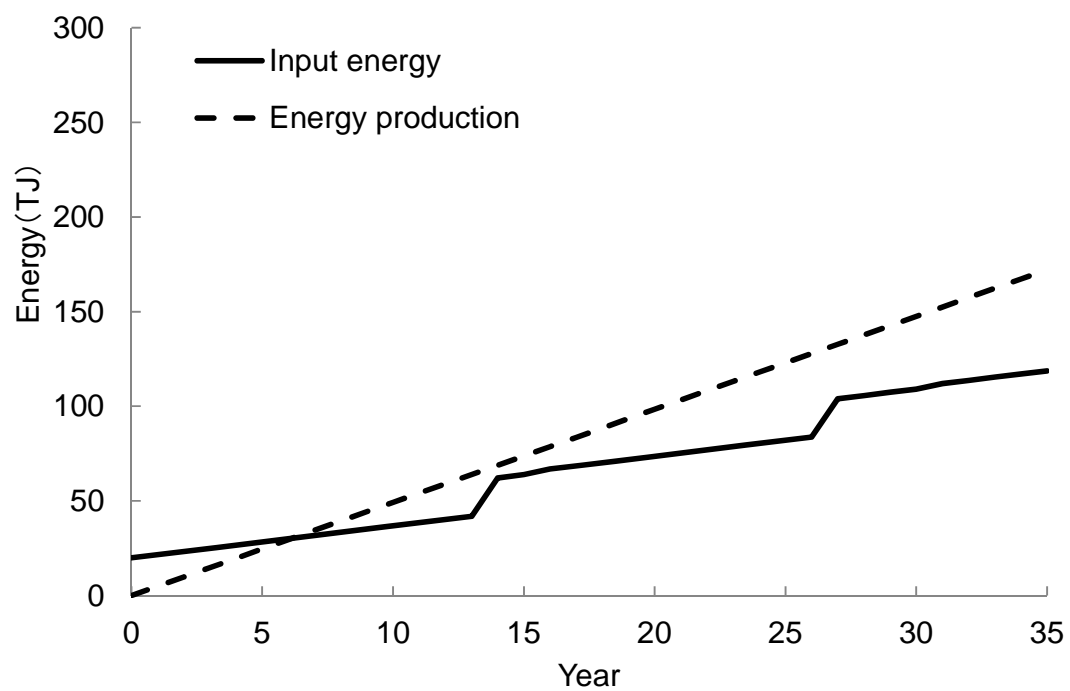


Fig.3-2. Estimation of change over the years on energy balance for CHP

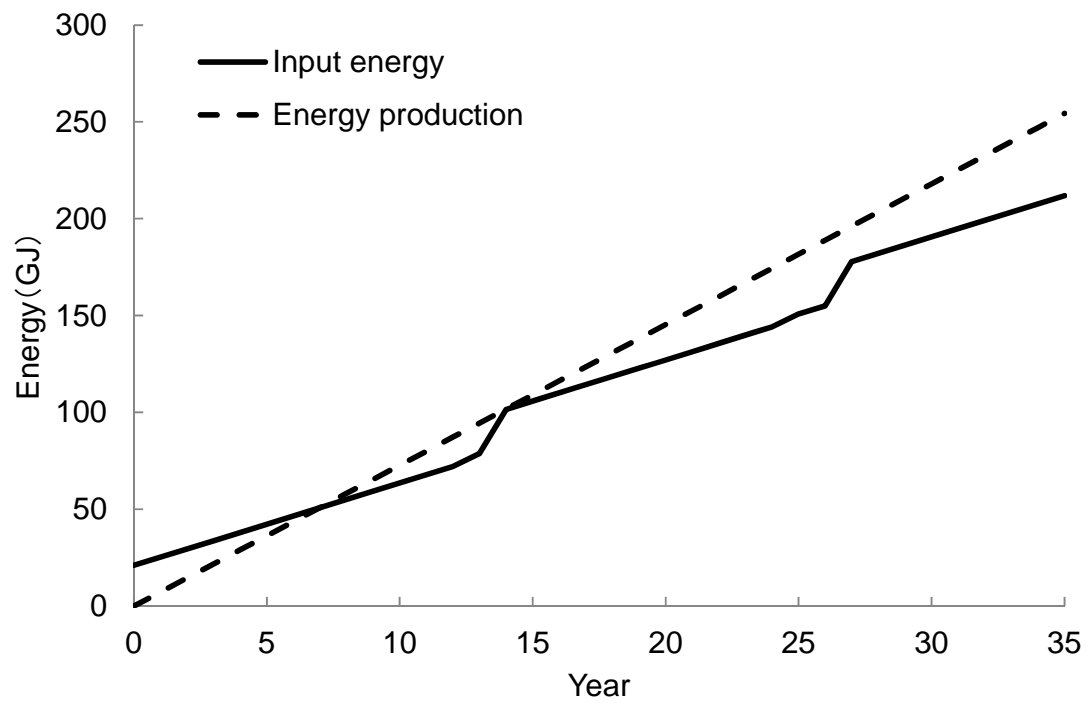


Fig.3-3. Estimation of change over the years on energy balance for purification system

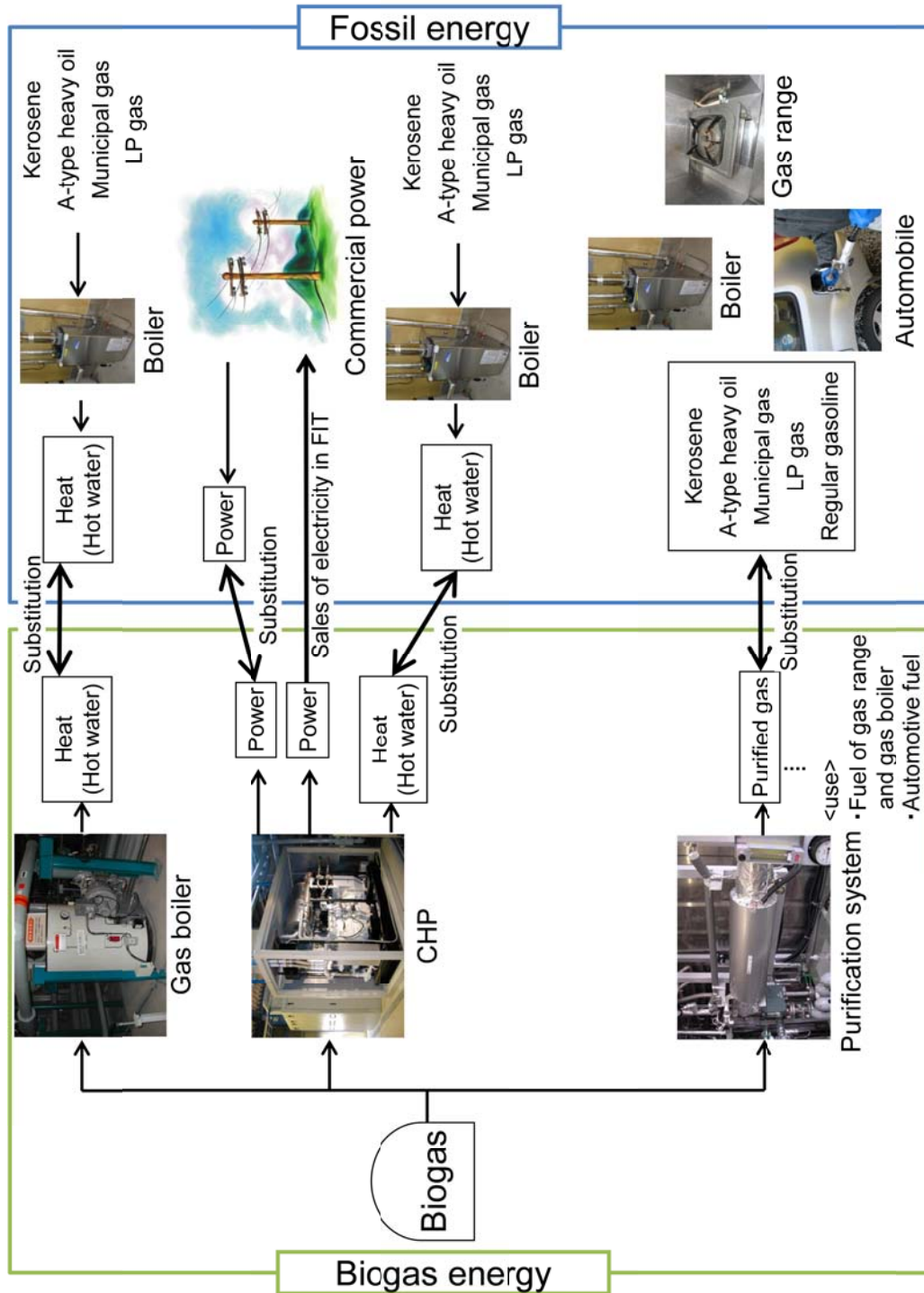


Fig.4-1. Available fossil energy in place of the biogas energy

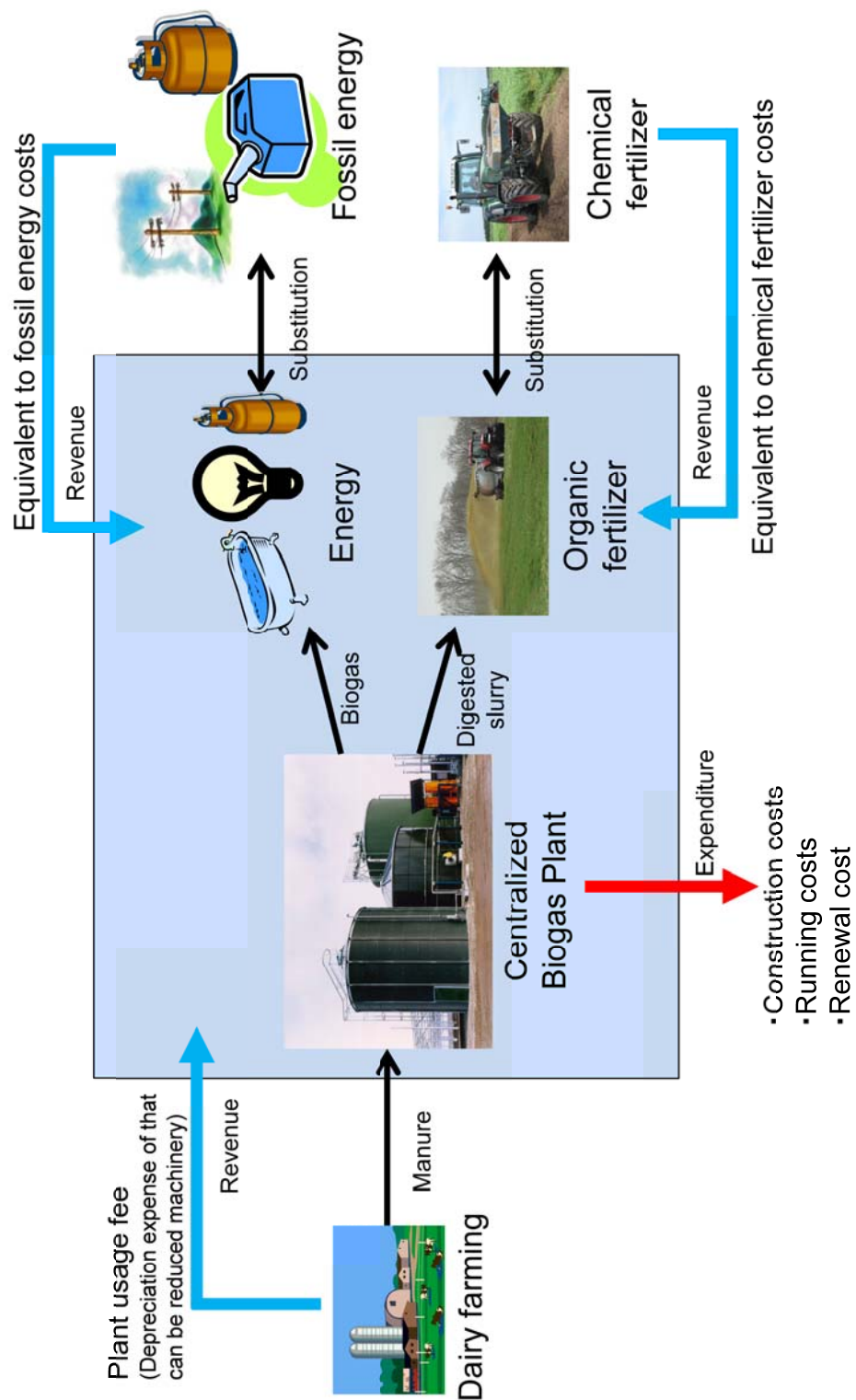


Fig.4-2. Scope of economic balance examination in centralized biogas plant

Table 4-1. Replaces fossil energy and sales of electricity in the FIT

| | Unit | Amount of money (Yen) | Reference |
|-----------------------------|----------------|--------------------------|--------------------|
| Kerosene | L | 104.7 | 2013/2/25 value ※1 |
| A-type heavy oil | L | 93.1 | 2013/2 value ※1 |
| Municipal gas | m ³ | 167.95 | 2013/2 value ※2 |
| LP gas | m ³ | 695.1 | 2013/2 value ※3 |
| Regular gasoline | L | 158.8 | 2013/2/25 value ※1 |
| High-voltage power | kWh | 10.6 | 2012/7/1 value ※4 |
| Sales of electricity in FIT | kWh | 40.95 | 2013 value ※5 |

※1 : Ministry of Economy, Trade and Industry [30]

※2 : Hokkaido Gas Co.,Ltd. [16]

※3 : The Institute of Energy Economics, JAPAN [23]

※4 : Hokkaido Electric Power Company,Inc. [15]

※5 : Ministry of Economy, Trade and Industry [31]

Table 4-2. Price of chemical fertilizer

| | Unit | Amount of money (Yen) | Reference |
|---|------|--------------------------|-----------|
| Ammonium sulfate (N) | 20kg | 1,034 | Estimate |
| Superphosphate (P ₂ O ₅) | 20kg | 1,234 | Estimate |
| Potassium sulfate (K ₂ O) | 20kg | 1,506 | Estimate |

Table 4-3. Construction costs of the biogas plant

| | Unit | Amount of money (thousand Yen) | Useful life (y) | Reference |
|---|-------|-----------------------------------|-----------------|-----------|
| Earthwork and structure and measuring instrument | 1 set | 236,496 | 16.9 | ※1 |
| Facility of anaerobic fermentation | 1 set | 313,734 | 16.1 | ※1 |
| Facility of energy utilization (Except for gas boiler and CHP) | 1 set | 200,118 | 13.9 | ※1 |
| Transportation vehicle | 1 set | 22,124 | 4.7 | ※1 |
| Treatment facilities of auxiliary material | 1 set | 33,958 | 11.7 | ※1 |
| Gas boiler | 1 | 2,200 | 7 | ※1 |
| CHP | 1 | 35,000 | 15 | ※2 |
| Purification system | 1 | 70,000 | 12 | ※2 |

※1: The Independent Administrative Institution the Civil Engineering Research Institute of Hokkaido[10]

※2: Estimate

| | Gas boiler | CHP | Purification system | Reference |
|-----------------------------------|------------|--------|---------------------|-----------|
| Total cost | 22,669 | 21,708 | 31,015 | |
| Personnel expenses | 11,455 | 11,455 | 11,455 | ※1 |
| Maintenance checkup (Breakdown) | 5,082 | 6,762 | 6,482 | |
| Regular inspection | 804 | 804 | 804 | ※1 |
| Desulfurizing agent | 1,713 | 1,713 | 1,713 | ※1 |
| Inspection of the transportation | 696 | 696 | 696 | ※1 |
| Inspection of CHP | | 1,680 | | ※2 |
| Inspection of purification system | | | 1,400 | ※2 |
| Inspection of other energy equip | 1,870 | 1,870 | 1,870 | ※1 |
| Repair cost | 2,035 | 2,035 | 2,035 | ※1 |
| Fuel of light oil | 1,028 | 1,028 | 1,028 | ※1 |
| Fossil energy | 3,068 | 427 | 10,014 | ※3 |

※1 : The Independent Administrative Institution the Civil Engineering Research Institute of Hokkaido[10]

※2 : Estimate

※3 : Calculated from the energy balance simulation results in Section II

Table 4-5. Revenue and operating costs for gas boiler (thousand Yen/y)

| | A-type heavy oil | Kerosen | Municipal gas | LP gas |
|--|------------------|---------|---------------|--------|
| Expenditure (Operating costs) | 22,669 | 22,669 | 22,669 | 22,669 |
| Revenue | 49,737 | 52,095 | 56,244 | 69,707 |
| (Breakdown) | | | | |
| Plant usage fee | 21,657 | 21,657 | 21,657 | 21,657 |
| Equivalent to chemical fertilizer costs | 16,181 | 16,181 | 16,181 | 16,181 |
| Equivalent to fossil energy costs (Heat) | 11,899 | 14,257 | 18,406 | 31,869 |
| Revenue - Expenditure | 27,068 | 29,426 | 33,575 | 47,038 |

Table 4-6. Revenue and operating costs for CHP

| | (thousand Yen/y) | | | | | | | | | |
|---|---|---------------------------------------|--|--------------------------------------|---|---|--|--|--|--------|
| | A-type heavy oil + High-voltage power | Kerosen + High-voltage power | Municipal gas + High-voltage power | LP gas + High-voltage power | A-type heavy oil + Sales of electricity in FIT | Kerosen + Sales of electricity in FIT | Municipal gas + Sales of electricity in FIT | LP gas + Sales of electricity in FIT | | |
| Expenditure (Operating costs) | 21,708 | 21,708 | 21,708 | 21,708 | 21,708 | 21,708 | 21,708 | 21,708 | | 21,708 |
| Revenue | 47,245 | 47,737 | 48,603 | 51,411 | 67,074 | 67,566 | 68,431 | 71,240 | | |
| (Breakdown) | | | | | | | | | | |
| Plant usage fee | 21,657 | 21,657 | 21,657 | 21,657 | 21,657 | 21,657 | 21,657 | 21,657 | | 21,657 |
| Equivalent to chemical fertilizer costs | 16,181 | 16,181 | 16,181 | 16,181 | 16,181 | 16,181 | 16,181 | 16,181 | | 16,181 |
| Equivalent to fossil energy costs (Heat) | 2,482 | 2,974 | 3,840 | 6,648 | 2,482 | 2,974 | 3,840 | 6,648 | | 6,648 |
| Equivalent to fossil energy costs (Power) | 6,925 | 6,925 | 6,925 | 6,925 | 26,754 | 26,754 | 26,754 | 26,754 | | 26,754 |
| Revenue - Expenditure | 25,537 | 26,029 | 26,895 | 29,703 | 45,366 | 45,858 | 46,723 | 49,532 | | |

| | (thousand Yen/y) | | | |
|--|------------------|---------|---------------|--------|
| | A-type heavy oil | Kerosen | Municipal gas | LP gas |
| Expenditure (Operating costs) | 31,015 | 31,015 | 31,015 | 31,015 |
| Revenue | 51,017 | 53,628 | 58,224 | 73,135 |
| (Breakdown) | | | | |
| Plant usage fee | 21,657 | 21,657 | 21,657 | 21,657 |
| Equivalent to chemical fertilizer costs | 16,181 | 16,181 | 16,181 | 16,181 |
| Equivalent to fossil energy costs (Heat) | 13,179 | 15,791 | 20,386 | 35,297 |
| Revenue - Expenditure | 20,002 | 22,613 | 27,209 | 42,120 |
| | | | | 32,226 |

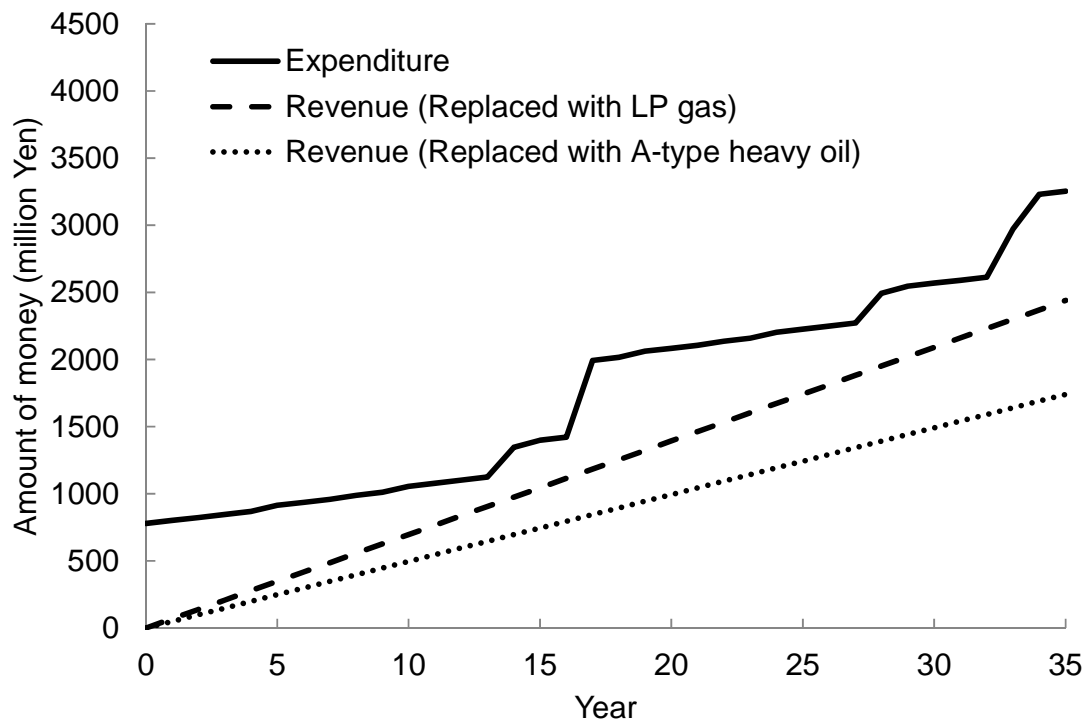


Fig.4-3. Estimation of change over the years on economic balance for gas boiler

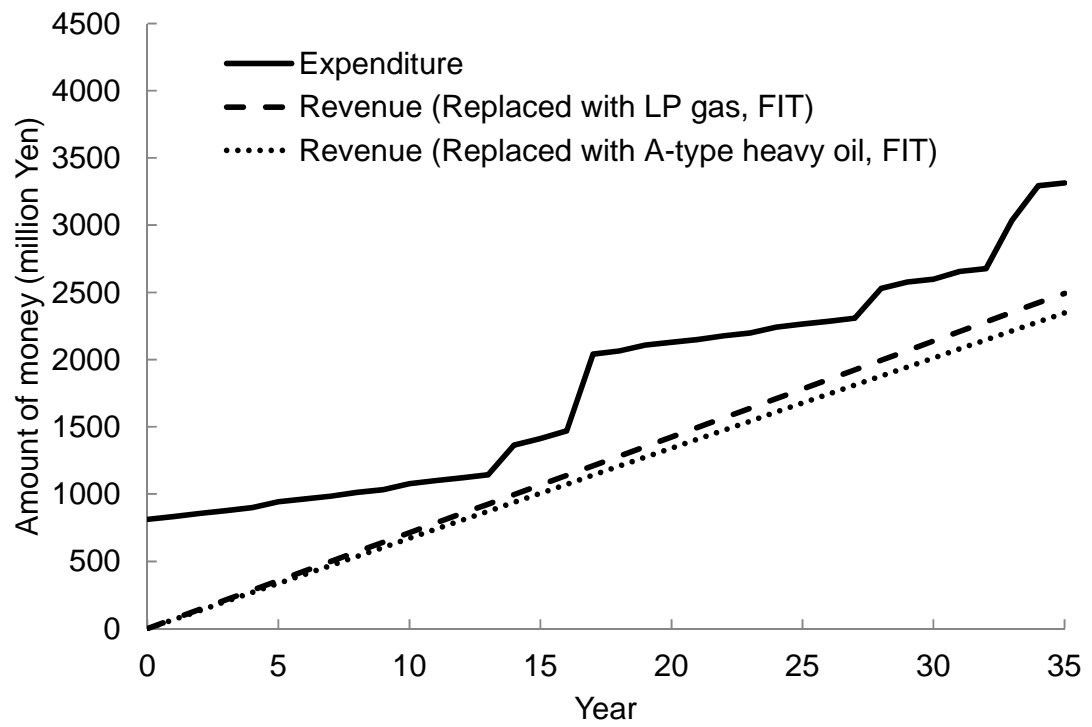


Fig.4-4. Estimation of change over the years on economic balance for CHP

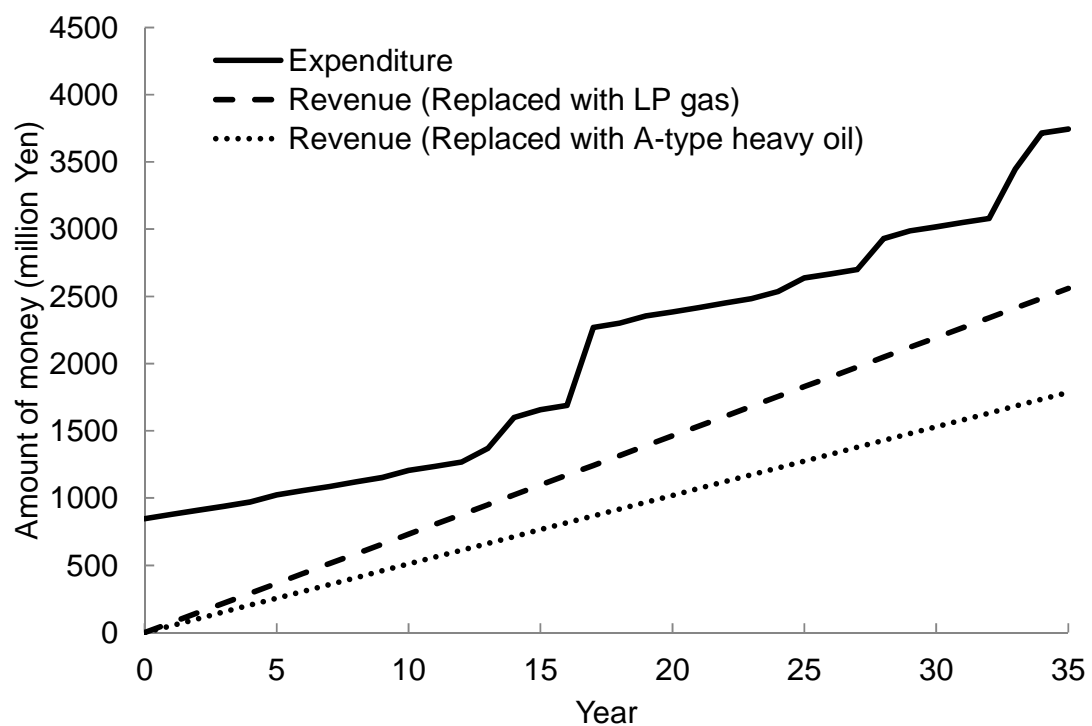


Fig.4-5. Estimation of change over the years on economic balance for purification system

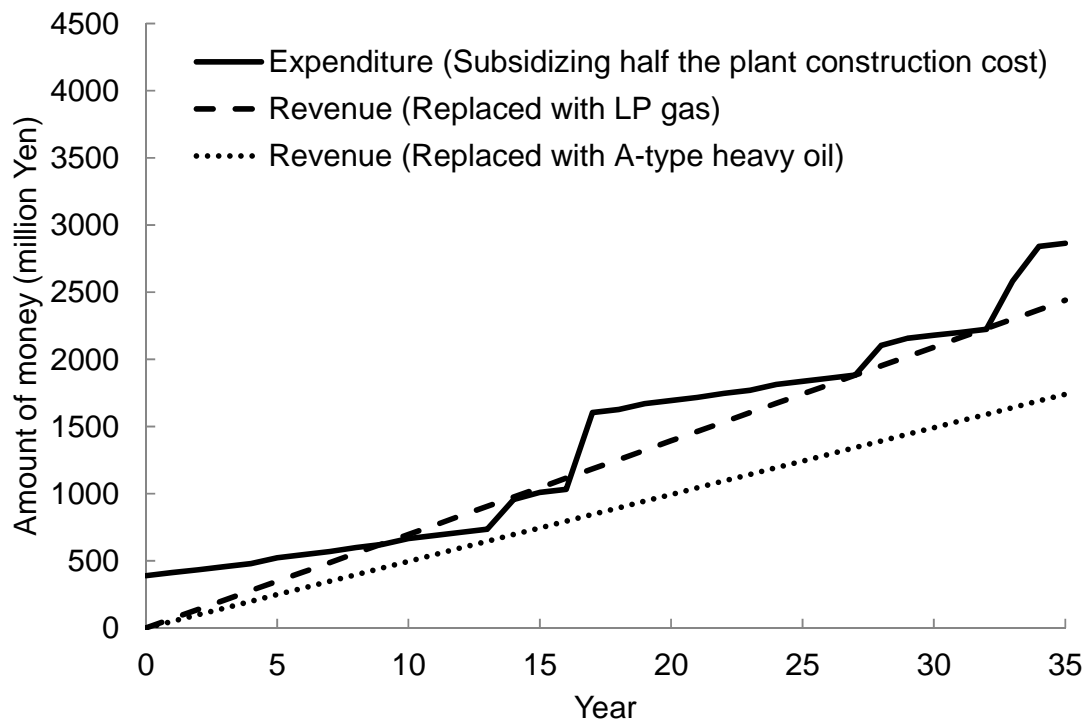


Fig.4-6. Estimation of economic balance for gas boiler in the case of including subsidy for plant construction cost

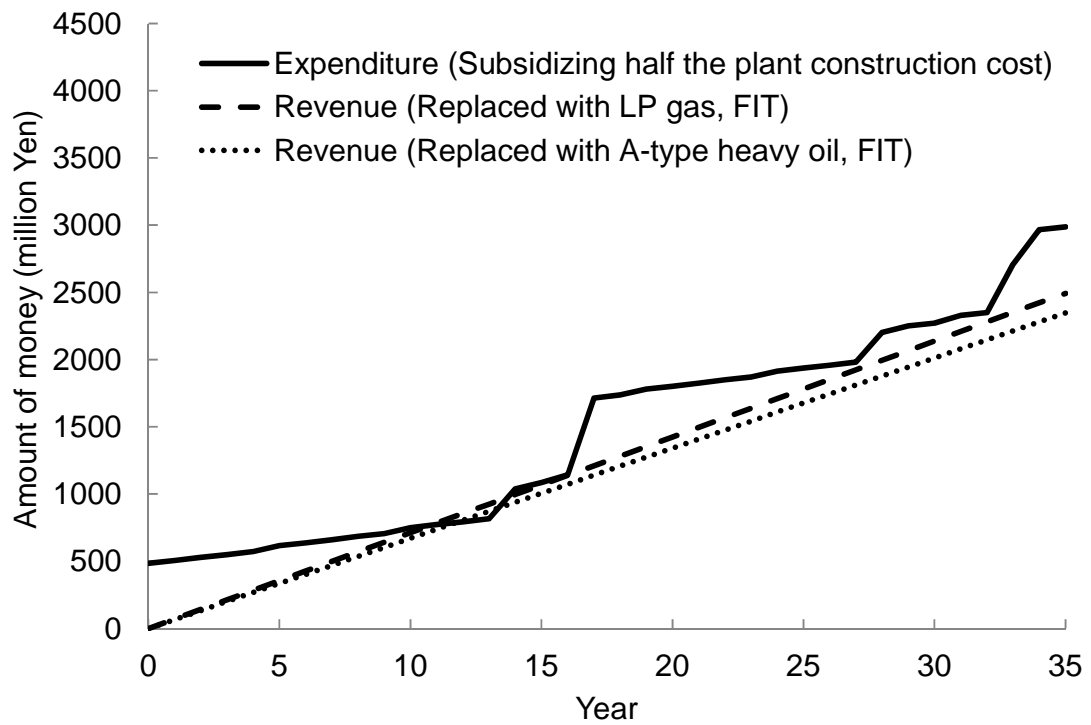


Fig.4-7. Estimation of economic balance for CHP in the case of including subsidy for plant construction cost

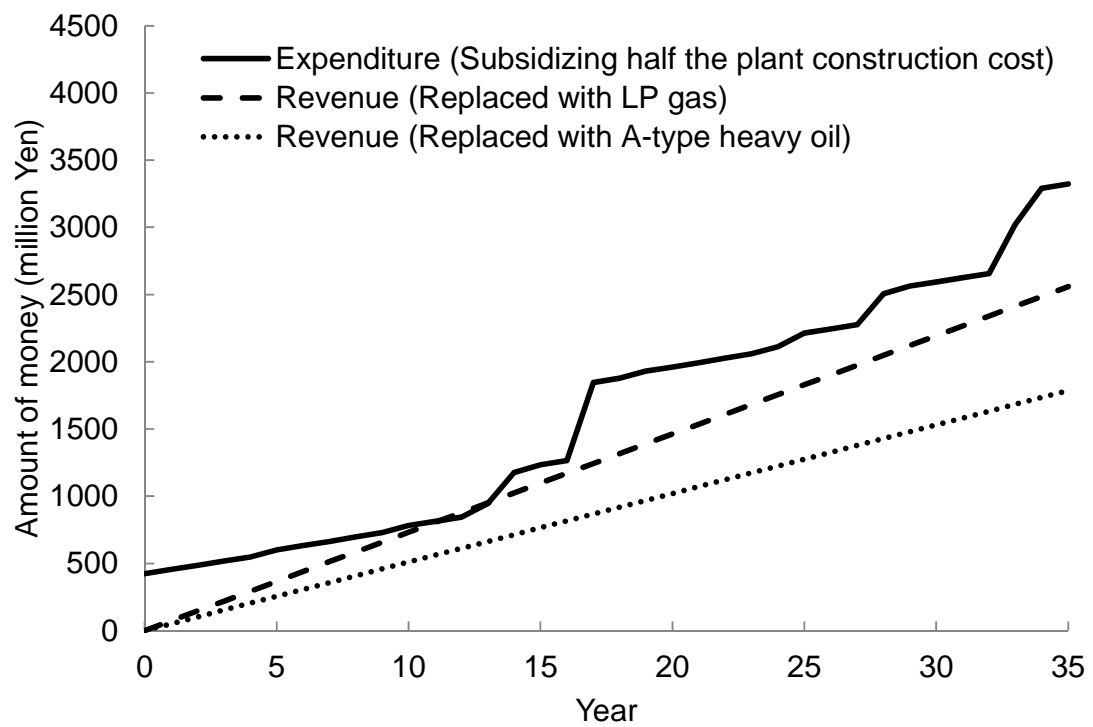


Fig.4-8. Estimation of economic balance for purification system in the case of including subsidy for plant construction cost

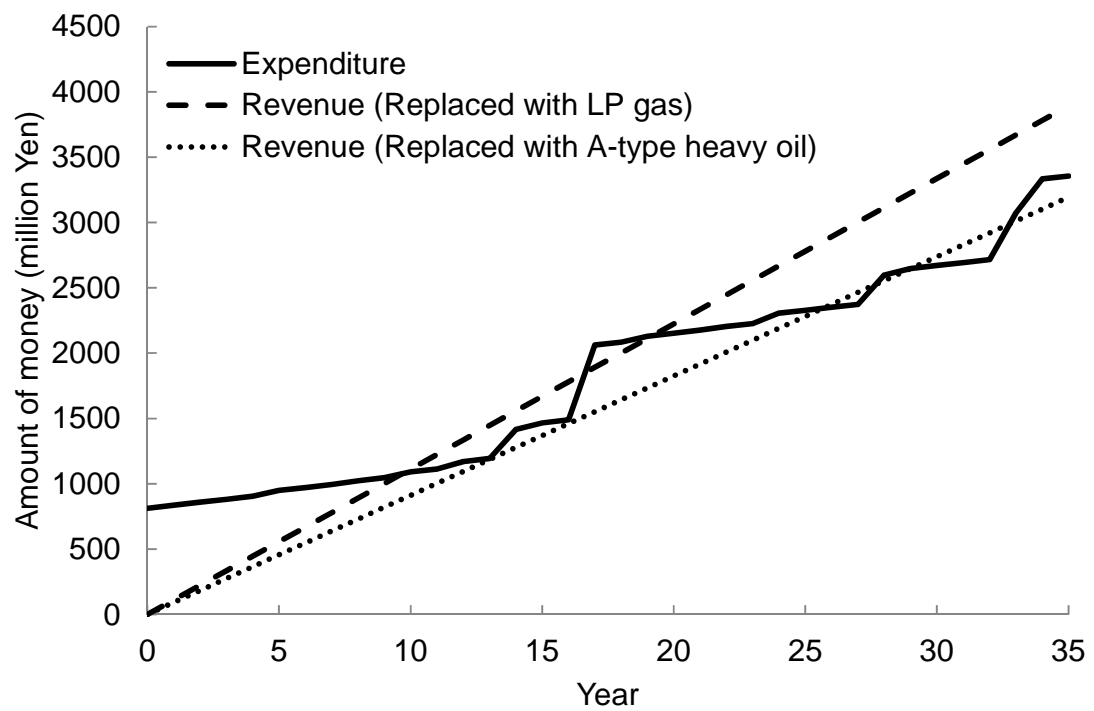


Fig.4-9. Estimation of economic balance for gas boiler in the case of utilizing organic residues

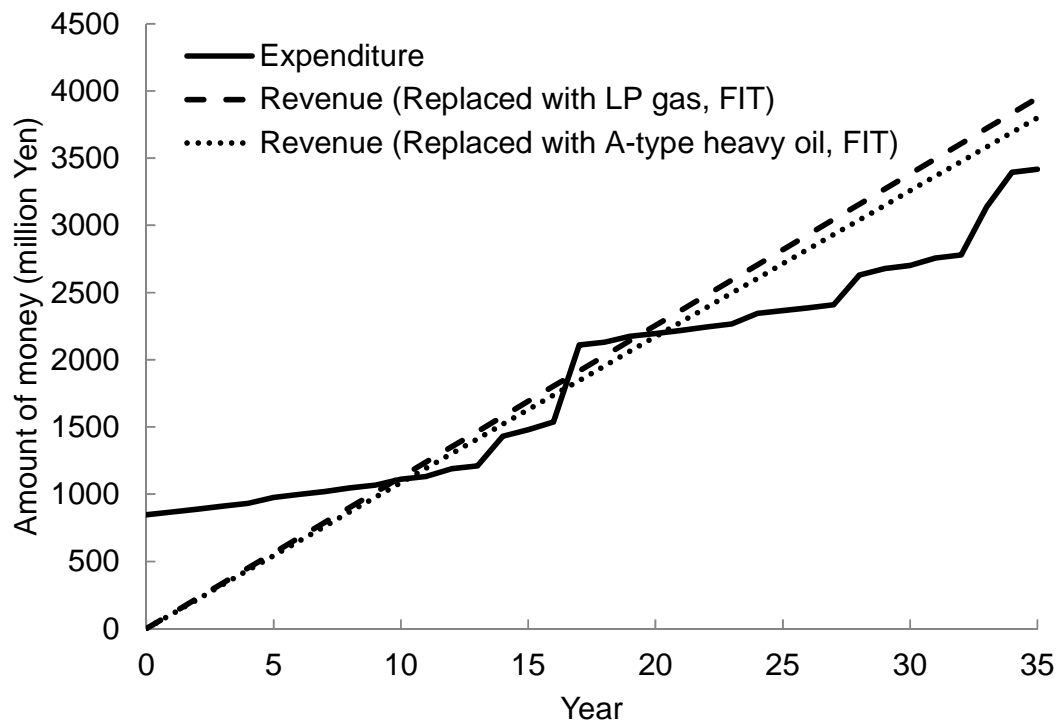


Fig.4-10. Estimation of economic balance for CHP in the case of utilizing organic residues

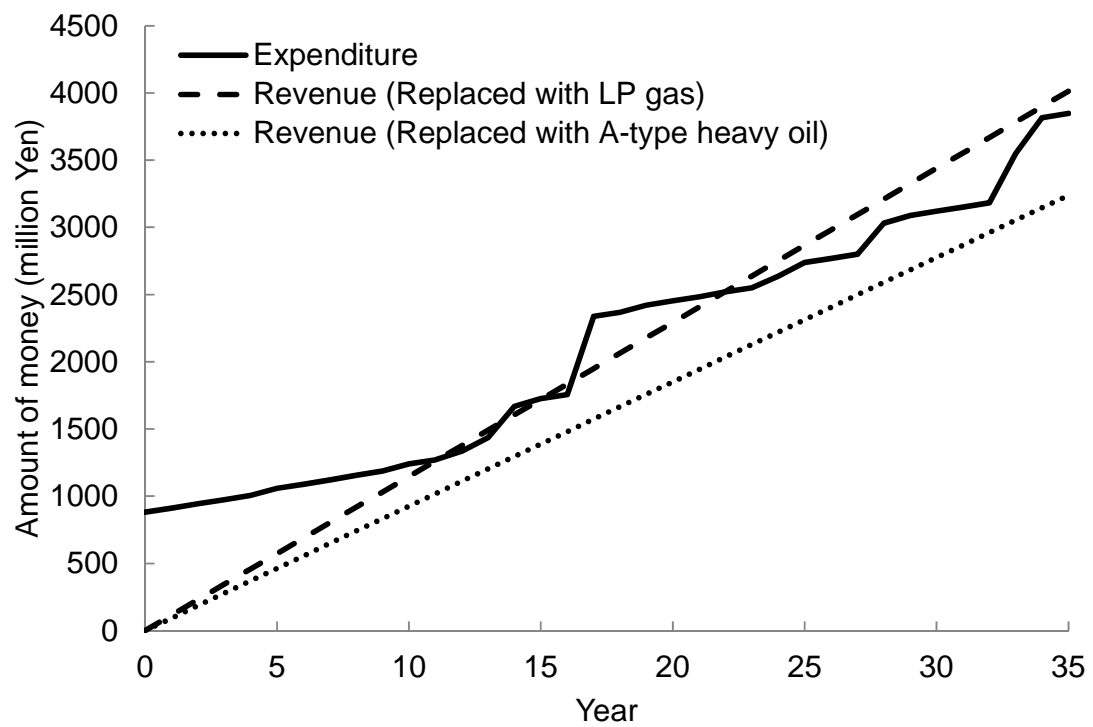


Fig.4-11. Estimation of economic balance for purification system in the case of utilizing organic residues

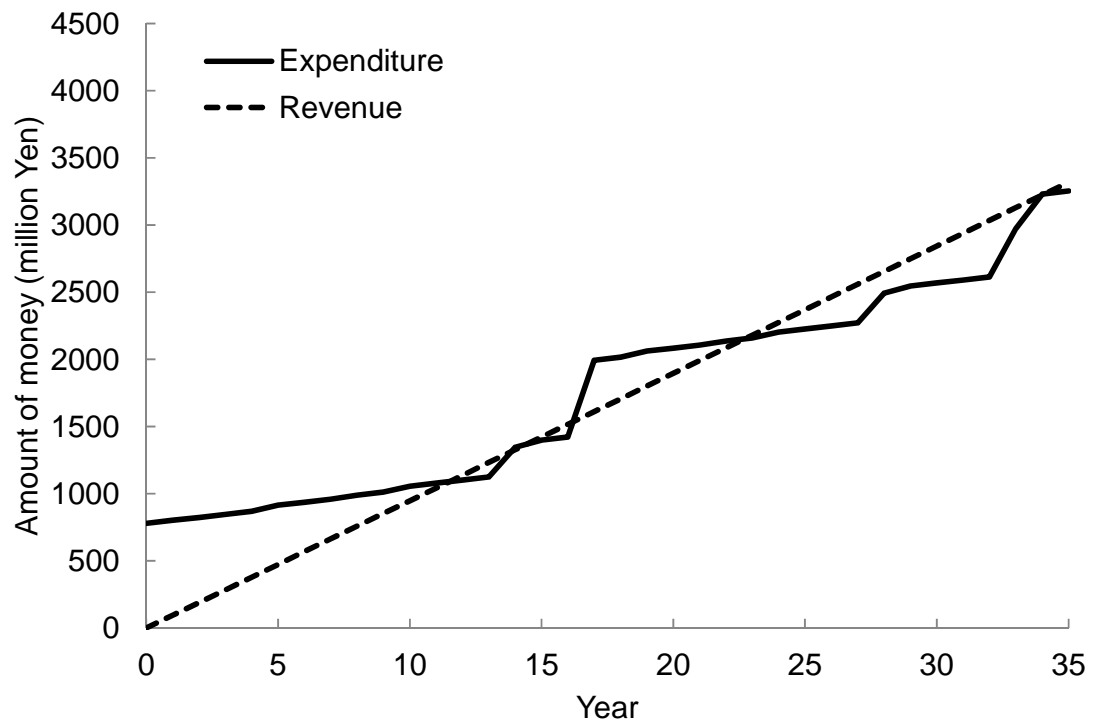


Fig.4-12. Estimation of economic balance for gas boiler in the case of assuming unit cost increase for replacing fossil energy

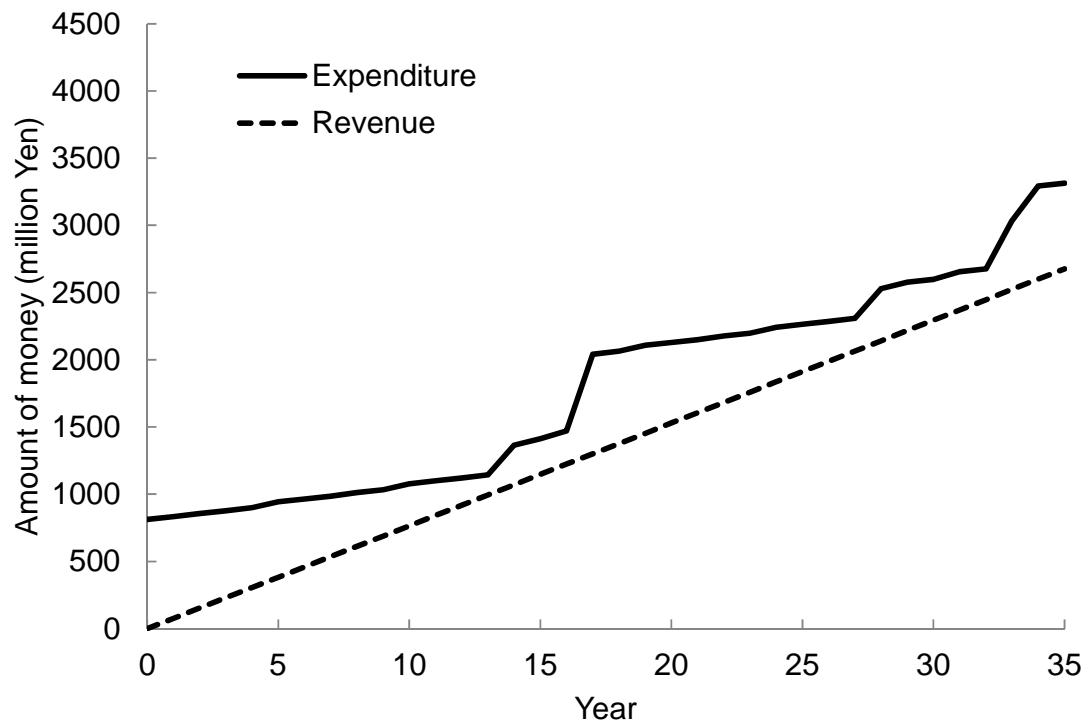


Fig.4-13. Estimation of economic balance for CHP in the case of assuming unit cost increase for replacing fossil energy

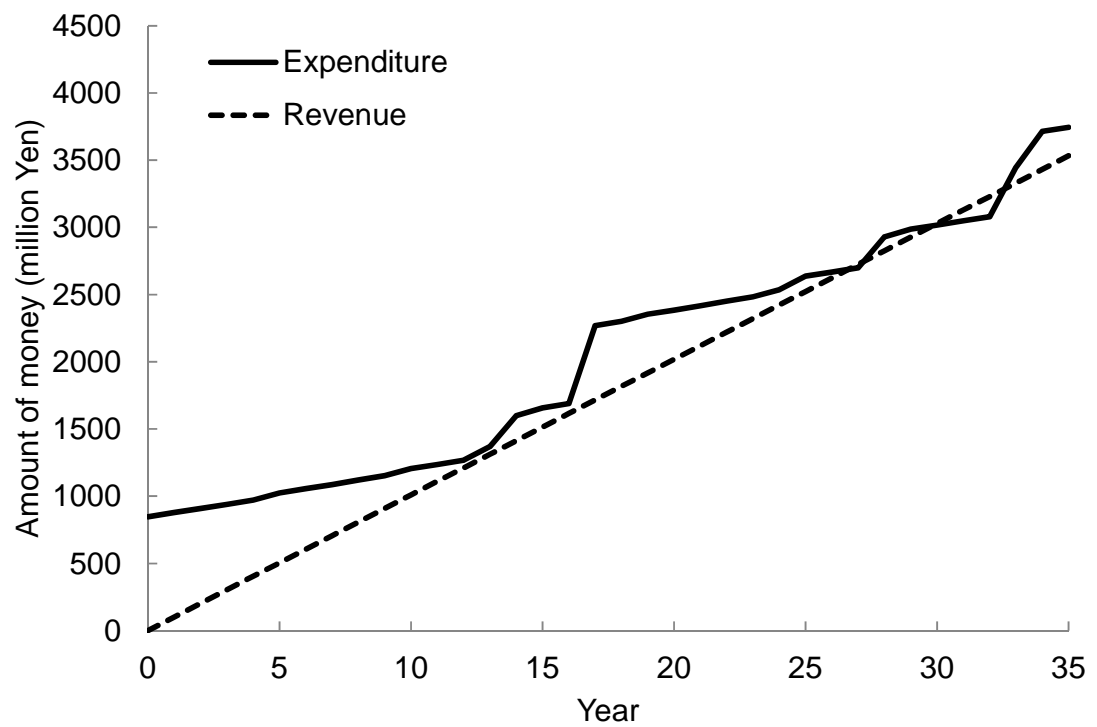


Fig.4-14. Estimation of economic balance for purification system in the case of assuming unit cost increase for replacing fossil energy



Photo 5-1. Farm-scale biogas plant in Ringkøbing-Skjern (ComBigaS, Photo by Nakayama)



Photo 5-2. Heat pump for recovering heat from the digested slurry
(ComBigaS, Photo by Nakayama)



Photo 5-3. Heat exchanger for recovering heat from the digested slurry (Maabjerg bioenergy, Photo by Nakayama)

Table 5-1. Energy balance in the conditions for the recovery of heat from digested slurry

| Simulation case | ① Gas boiler | ② CHP system + gas boiler | ③ Purification system + gas boiler | (GJ/y) |
|---|--------------|---------------------------|------------------------------------|--------|
| Fossil energy input (A) (Breakdown) | 1,042 | 80 | | 3,101 |
| Purchased electricity | 1,042 | 80 | | 2,362 |
| LP gas (as an additive to purified gas) | — | — | | 739 |
| Biogas (B) | 12,110 | 12,110 | | 12,110 |
| Generated energy (C) | 9,688 | 9,808 | | 11,591 |
| Electricity (CHP) | — | 3,499 | | — |
| Heat generation (CHP) | — | 5,948 | | — |
| Heat generation (gas boiler) | 9,688 | 361 | | 4,735 |
| Purified gas (including added LP gas) | — | — | | 6,856 |
| Loss (D) (Breakdown) | 8,199 | 8,107 | | 8,360 |
| Loss during combustion | 2,422 | 2,306 | | 1,184 |
| Gas discharge during purification (off-gas) | — | — | | 79 |
| Power consumption during plant operation (purchased amount) | 1,042 | 80 | | 2,362 |
| Power consumption during plant operation (amount generated by CHP) | — | 986 | | — |
| Heat consumption during plant operation | 4,735 | 4,735 | | 4,735 |
| Energy output (E) (Breakdown) | 4,952 | 4,087 | | 6,856 |
| Electricity | — | 2,513 | | — |
| Heat | 4,952 | 1,574 | | — |
| Purified gas (including added LP gas) | — | — | | 6,856 |
| (E) – (A) | 3,910 | 4,007 | | 3,755 |
| Energy production efficiency ((E – A)/(E)) | 0.79 | 0.98 | | 0.55 |

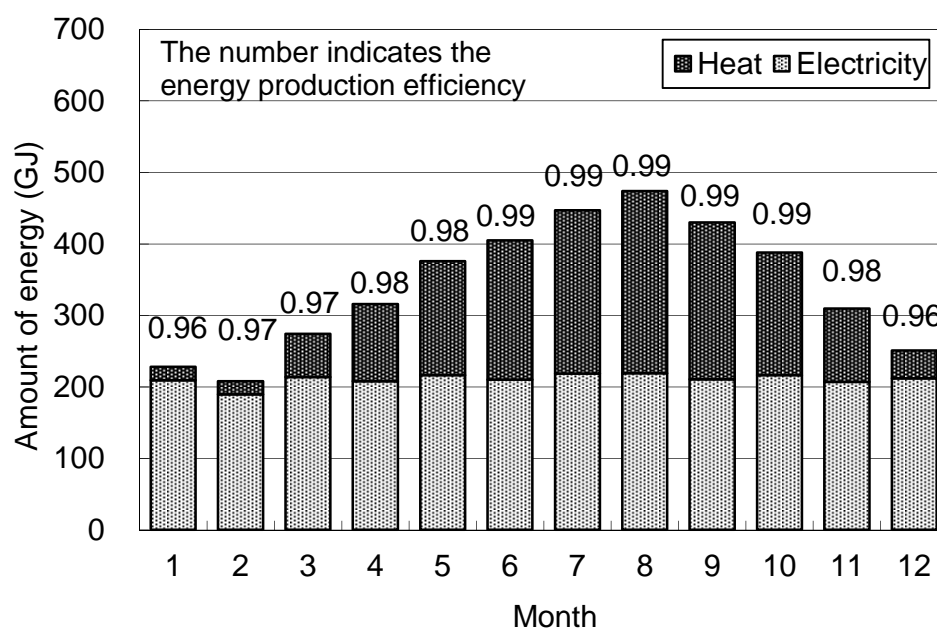


Fig.5-1. Monthly change of energy production and the efficiency for CHP in the condition for recovery of heat from digested slurry

Table 5-2. Energy balance and energy production efficiency in the case of supply biogas to the out of biogas plant

| | (GJ/y) |
|--|------------|
| Simulation case | Gas boiler |
| Fossil energy input (A) | 1,042 |
| (Breakdown) | |
| Purchased electricity | 1,042 |
| Biogas (B) | 12,110 |
| Generated energy (C) | 4,735 |
| Heat generation (gas boiler) | 4,735 |
| Loss (D) | 1,184 |
| (Breakdown) | |
| Loss during combustion | 1,184 |
| Power consumption during plant operation (purchased amount) | 1,042 |
| Heat consumption during plant operation | 4,735 |
| Energy output (E) | 6,191 |
| (Breakdown) | |
| Biogas | 6,191 |
| (E) – (A) | 5,149 |
| Energy production efficiency((E – A)/(E)) | 0.83 |

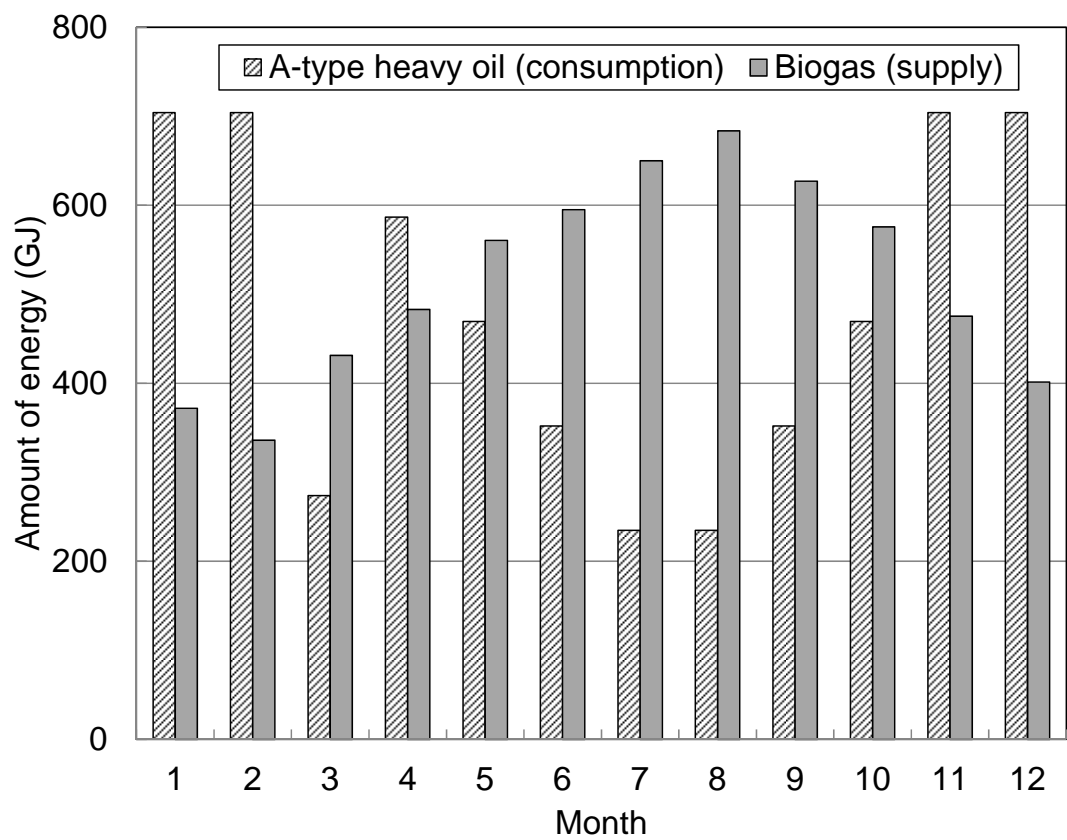


Fig.5-2. Monthly biogas energy production and energy consumption when using A-type heavy oil in a heated swimming pool

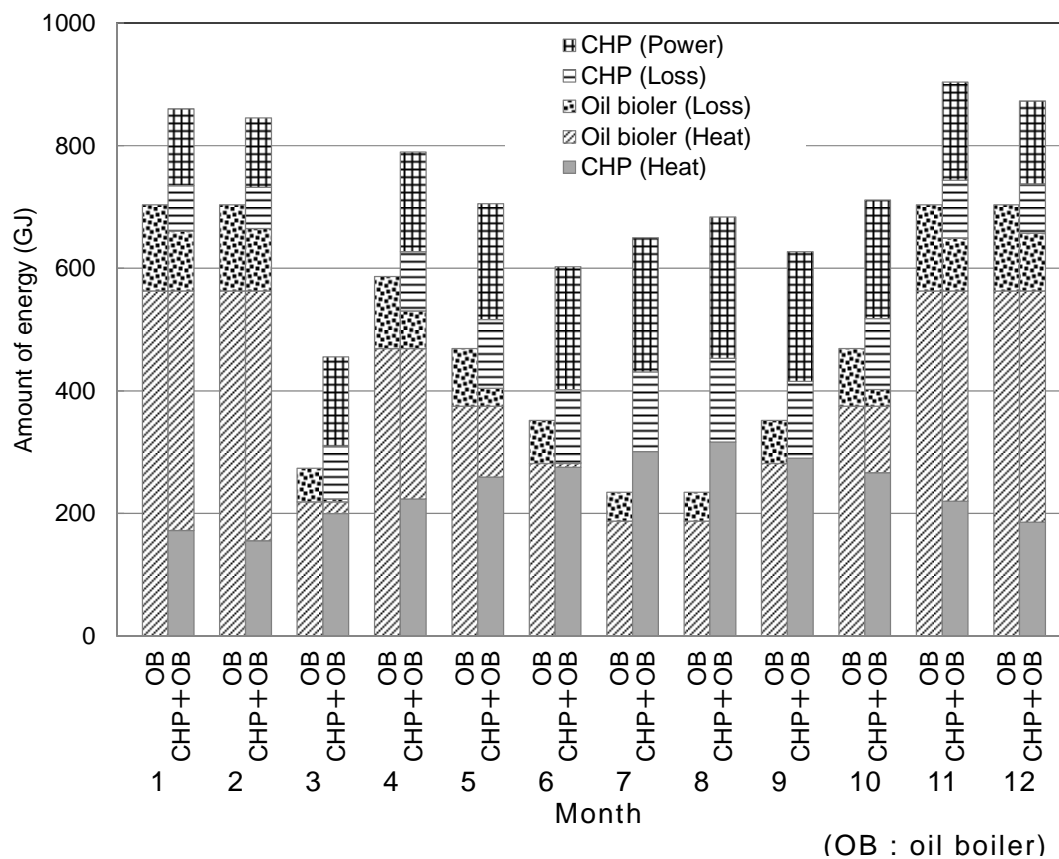


Fig.5-3. Monthly change of energy consumption when using A-type heavy oil and available energy when using biogas for CHP in a heated swimming pool

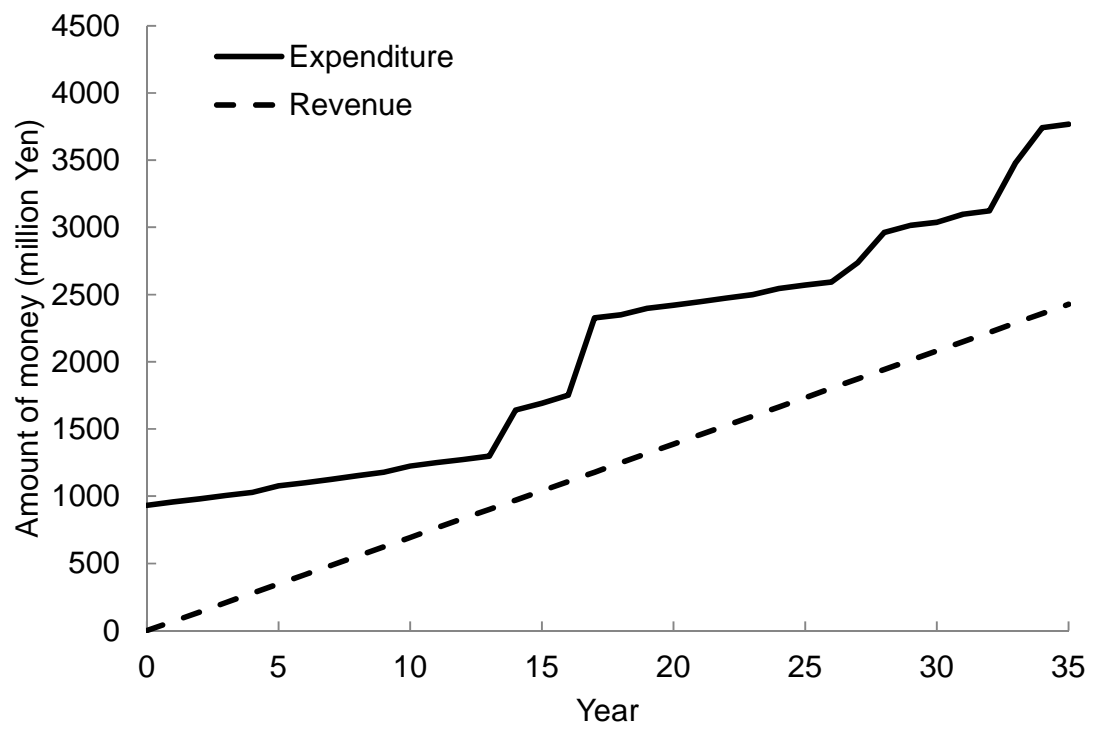


Fig.5-4. Estimation of economic balance for CHP in a heated swimming pool

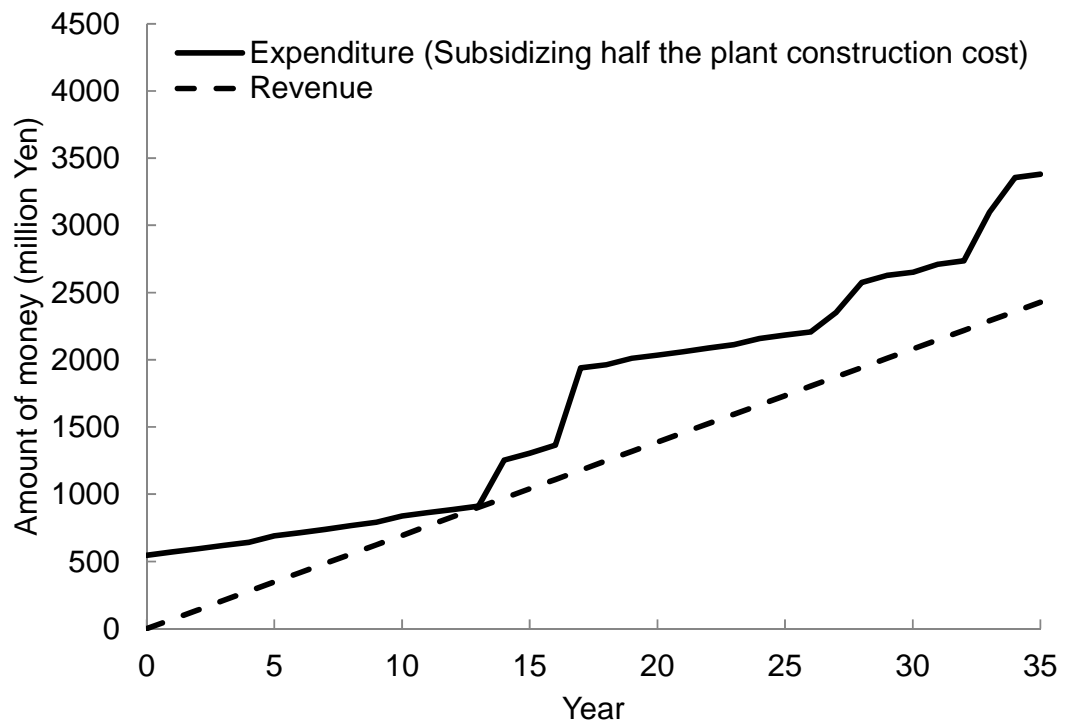


Fig.5-5. Estimation of economic balance for CHP at a heated swimming pool in the case of including subsidy for plant construction cost

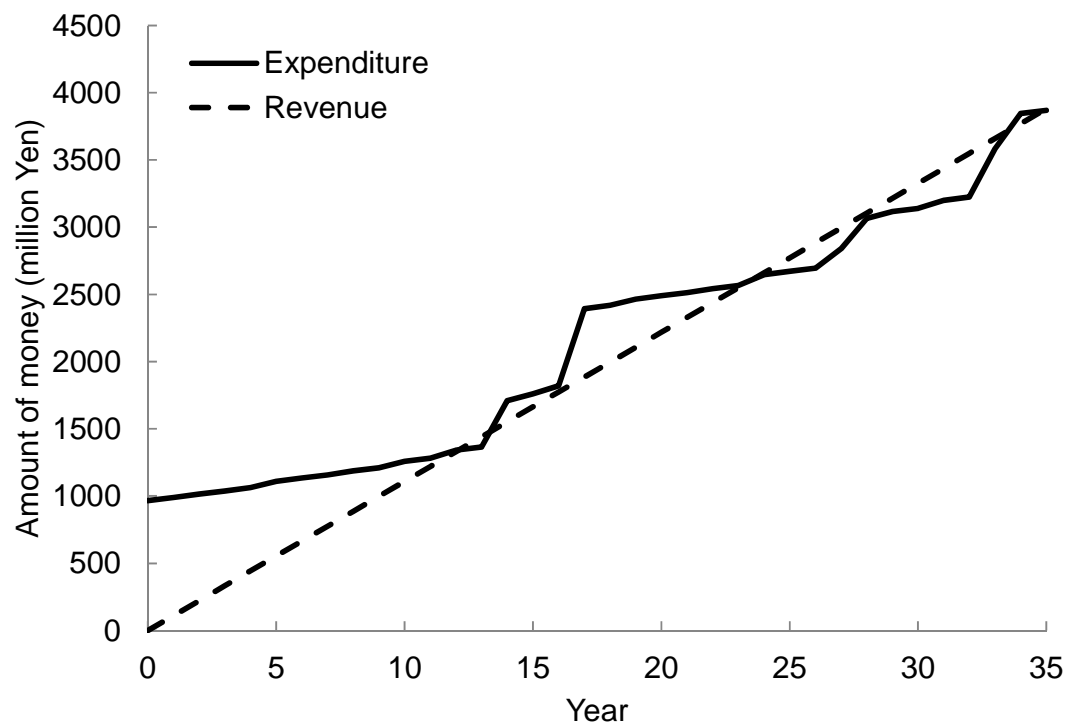


Fig.5-6. Estimation of economic balance for CHP at a heated swimming pool in the case of utilizing organic residues

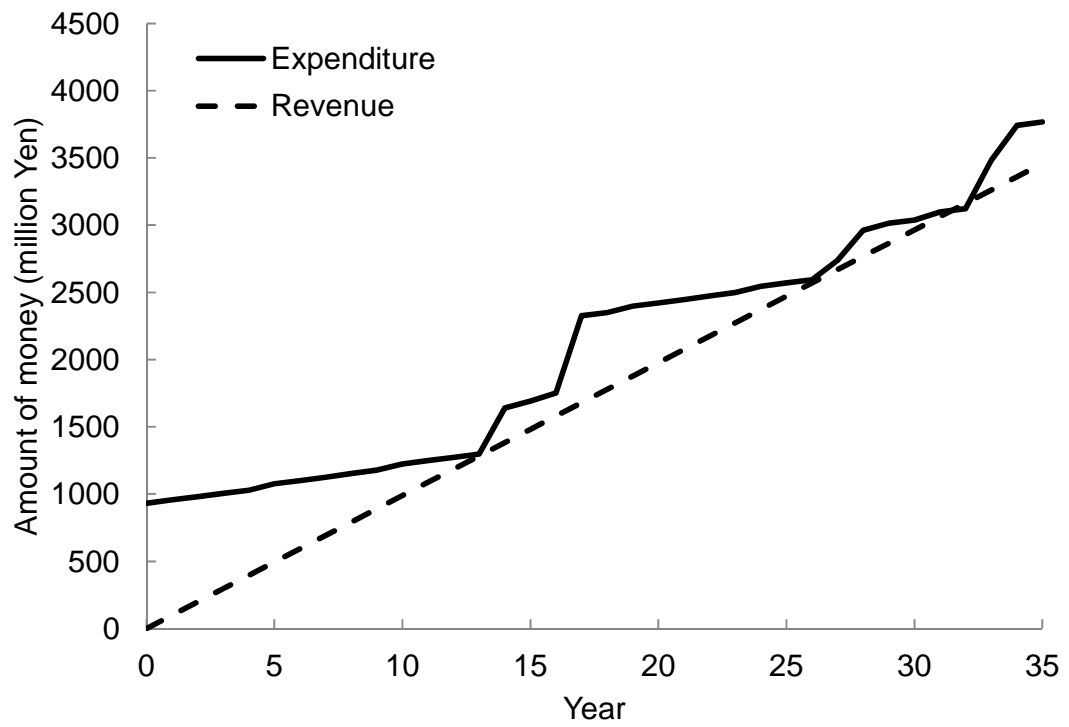


Fig.5-7. Estimation of economic balance for CHP at a heated swimming pool in the case of assuming unit cost increase for replacing fossil energy

Table 5-3. Energy production efficiency in three forms of biogas utilization

| | Gas boiler | CHP + Gas boiler | Purification system + Gas boiler |
|---|------------|------------------------|--|
| Case that do not heat recovery of digested slurry | 0.74 | 0.95 | 0.51 |
| Case for heat recovery of digested slurry | 0.79 | 0.98 | 0.55 |

Table 5-4. Summary of economic evaluation for three forms energy utilization

| Plant operating years | Gas boiler | | | | CHP + | | | | Purification system + | | | |
|--|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|--------------------------|-----------|------------|-----------|
| | Short time | | Long time | | Short time | | Long time | | Short time | | Long time | |
| | Short time | Long time | Short time | Long time | Short time | Long time | Short time | Long time | Short time | Long time | Short time | Long time |
| No subsidizing plant construction cost | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x |
| Subsidizing half the plant construction cost | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ |
| Auxiliary material acceptance | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ |
| Increased unit costs of replaced fossil energy | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ |

O : surplus

Δ : deficit after surplus

x : deficit

Table 5-5. Energy production and utilization efficiency in the case of using biogas or purified biogas at a heated swimming pool

| | Biogas | | Purified biogas | |
|--|------------|------------------------|-----------------|------------------------|
| | Gas boiler | CHP + Gas boiler | Gas boiler | CHP + Gas boiler |
| Energy production efficiency | 0.83 | 0.83 | 0.55 | 0.55 |
| Energy production and utilization efficiency | 0.51 | 0.74 | 0.12 | 0.37 |

Table 5-6. Summary of economic evaluation for CHP at a heated swimming pool

| Plant operating years | CHP + Gas boiler | |
|--|------------------------|-----------|
| | Short time | Long time |
| No subsidizing plant construction cost | × | × |
| Subsidizing half the plant construction cost | × | × |
| Auxiliary material acceptance | △ | △ |
| Increased unit costs of replaced fossil energy | × | △ |

○: surplus

△: deficit after surplus

×: deficit