

令和 5 年度
脱炭素化・先導的廃棄物処理システム実証事業
(バイオガスのハイブリッド精製と真庭市地域の
生ごみ収集車両への利用実証)
委託業務成果報告書

令和 6 年 3 月
真庭広域廃棄物リサイクル事業協同組合

要 約

本事業では 2021～2024 年度の 4 年間で岡山県真庭市にある一般廃棄物のメタン発酵実証施設を利用して、メタン発酵由来のバイオガスを精製し都市ガス同等のガスを作る実証を行う（以下、バイオガスを精製し、メタン濃度を向上させたガスを「精製バイオメタン」、精製バイオメタンに付臭し成分調整をしたガスを「製品ガス」という。）。精製バイオメタンの貯蔵段階では低エネルギーで多量のガスを保存できる吸着貯蔵タンクの利用について実証を行う。実証施設で製造した製品ガスは車両用燃料として充填し、車両は真庭市内で生ごみ等の収集運搬に利用する。

(1) 実証の背景と目的

真庭広域廃棄物リサイクル事業協同組合は、2014 年度（平成 26 年度）にメタン発酵実証プラント（真庭り協バイオガスプラント、以下「既存プラント」という。）を環境省・農林水産省の委託事業により設置した。実証期間は 2014～2016 年度で、真庭市内のモデル地区約 4,000 世帯分の生ごみ分別収集、生ごみ等有機性廃棄物のメタン発酵によるエネルギー化、発酵後の消化液の肥料利用に取り組んできた。実証期間の終了後も真庭市からの委託を受け、モデル実証（生ごみ等の資源化と液肥利用）を継続している。バイオガスは、国内では、ほとんどが発電に利用されており、それ以外の用途が少ないのが現状である。バイオガスは都市ガスの主成分であるメタンを 60%程度含んでおり、精製によりメタン濃度を向上させることで都市ガスと同等のガスとして車両燃料にも利用できることから、今後のバイオガス利活用において経済的、環境負荷的に有効な方法として本実証を行うこととなった。

(2) 実証技術の概要

バイオガス精製技術

バイオガスの精製にはハイブリッド精製という技術を利用する。ハイブリッド精製は、精製技術のうち、圧カスイング吸着法（PSA）と CO₂分離膜を併用する方法であり、PSA と比較してメタンガス回収率を向上できる利点がある。また、ハイブリッド精製は、小規模な一般廃棄物（生ごみ・し尿等）や畜産系のメタン発酵システムにも適用できる点に特徴がある。

ガス貯蔵技術

貯蔵技術としては吸着剤を充填したタンクでの低圧貯蔵を実証する。バイオガスの主成分であるメタンは圧力をかけただけでは圧縮はされるが液化はできない。メタンガスは常圧では－162℃に冷却することで液化し体積が気体の約 1/600 となるが、中小規模の施設でメタンガスの貯蔵のために－162℃の温度を保つのは難しく、冷却にエネルギーが必要な分、エネルギー収支も悪化する。また、メタンガスは圧縮性も高くないため、圧縮により大量に

貯蔵するためには高い圧力が必要である。吸着式の貯蔵では活性炭を吸着材として利用することで比較的低压でも常圧時と比較して 20 倍程度のガス貯蔵が可能である。さらに、前段でバイオガスを精製してから貯蔵することで、エネルギー密度としてはバイオガスの 30 倍程度の貯蔵が可能になる。

車両利用

本事業では、CNG 車への燃料利用を前提としてガスの精製を行う。車両に利用するガスは通常は都市ガス 13A を燃料としており、都市ガスの性状に合わせるため、また付臭と熱量調整のために LP ガスを添加し、CNG 車の燃料とする。車両は市販されている CNG トラックを使用し、真庭市の協力を得て既存プラントへの生ごみ収集運搬車として利用する。

(3) 昨年度までの実施事項

2021 年度の実施事項は以下の通りである。

- ・ 設備設計及び 1 期工事を実施し、関係法令の確認を行った。
- ・ 実証で製造・利用する製品ガスの性状についての試算を実施した。LP ガス添加後の製品ガスが都市ガス 12A または 13A ガスの範疇に入ることを確認し、試算上では車両走行には問題がない品質であることを確認した。
- ・ 検討会を 2 回開催した。

2022 年度の実施事項は以下の通りである。

- ・ 実証施設の設置工事を完了し、試運転調整を行った。
- ・ 11 月より精製・貯蔵実証を開始し、メタン 95vol%以上の精製バイオメタンを安定的に製造できることを確認した。
- ・ 精製バイオメタンと LP ガスの混合比率（体積比）を 100 : 9 とし、都市ガス 13A 相当の製品ガスを製造した。12 月より充填及び車両走行実証を開始し、走行実証を 37 回実施した。
- ・ 普及機の規模及び評価境界の検討を実施し、概算コストの確認を行った。
- ・ 検討会を 2 回開催した。

(4) 今年度の実施事項

2023 年度は、昨年度に引き続き都市ガス 13A 相当の製品ガスを製造し、走行実証を 6～8 月に実施した。その後、11～12 月に精製バイオメタンに付臭及び熱量調整用に添加している LP ガスの量を減らし、より CO₂ 排出量の少ない製品ガスの製造と車両走行実証を行った。精製バイオメタン : LP ガスの混合比率は 100 : 2 とし、都市ガス 12A 相当の製品ガスで走行実証を実施した。走行実証については今年度通算で 50 回実施した。

精製バイオメタン : LP ガスの混合比率が 100 : 9 の製品ガスについて、エンジン性能試験を実施し、都市ガス 13A と同等の結果が得られた。試験内容は排出ガス規制適合を評価

する JE05 モード試験、エンジン出力への影響評価を主目的とした全負荷試験の 2 種類を実施した。

また、バイオガス精製設備について普及を前提とした規模のモデルを想定し、概算コストやエネルギー消費を踏まえた CO₂ 排出量について複数のケースでの試算を行った。普及規模のモデルは人口約 10 万人の自治体の廃棄物処理を想定した。CO₂ の排出量の比較では、提案システムの内「精製バイオメタン：LP ガスの混合比率 100：2 の製品ガスを車両燃料として利用、余剰ガスは外部供給し軽油代替燃料とする」ケースで最も排出量が低い結果が示された。

(5) 次年度の計画

最終年度（2024 年度）には、精製・貯蔵の実証を継続し、精製バイオメタン：LP ガスの混合比率を 100：2 とした製品ガス（12A 相当）での車両走行実証を夏季期間に実施する計画である。さらに LP ガスを添加しない精製バイオメタンについてエンジン性能試験の結果報告を行う。

CO₂ の排出量及び経済性についての試算では、より人口規模の小さな自治体（人口約 5 万人）への普及可能性の評価を行う。LP ガスを添加しない場合の提案システムの CO₂ 排出量の評価も実施する計画である。

実証結果の総括と評価を行うとともに、海外での普及戦略や成功事例も参考とし、将来的な日本での普及戦略について取りまとめるを行う。

(6) 事業終了後の横展開の可能性

自治体等が運営する焼却施設は全国に 1,000 施設以上あり、発電施設がない焼却施設がその 61%を占めている。また、使用開始後 20 年以上が経過した施設が約 6 割となっている。し尿処理施設・汚泥再生処理センターは全国で約 900 か所（内メタン発酵処理施設は約 30 か所）あり、供用開始から 20 年以上の施設が約 75%というのが現状であるが、下水道未普及の地域も多くあるため、し尿処理施設の廃止や削減は難しい。

メタン発酵プラントは生ごみとし尿を混合処理でき、かつ比較的小規模でもエネルギーを生み出せることから今後の一般廃棄物処理の手法として有効であると考えられる。特に過疎化が進む地方においては、可能な限り生ごみなどの焼却不適なごみを資源化し、焼却施設とし尿処理施設を縮小・廃止していくことが経済的にも環境負荷の削減にも有効である。

メタン発酵プラントはすでに技術的には確立されているが全国的な普及には至っていない。バイオガスの用途拡大や、車両への利用、敷地制約がある中でのエネルギー密度を高めたガス貯蔵など、本事業の成果はメタン発酵とエネルギー利用の可能性を広げ、一般廃棄物処理だけでなく食品工場からの残渣や畜産系廃棄物などの産業廃棄物処理等にも水平展開可能なモデルである。また、精製バイオメタンが都市ガスの代替となりうることから、既存インフラを活用しながら燃料の脱炭素化を進められるメリットも大きい。FIT に代わる安

定的なエネルギー活用法としても有機性廃棄物のメタン発酵処理とバイオガス精製・利用モデルの確立は有力な候補の一つである。

Abstract

The purpose of this project, which is taking place over a four-year period from fiscal 2021 to 2024, is to use a general waste methane fermentation demonstration facility in Maniwa, Okayama Prefecture to upgrade biogas derived from methane fermentation and demonstrate the production of gas equivalent to city gas (gas obtained by upgrading biogas to increase its methane concentration is called *upgraded biomethane* and gas obtained by odorizing upgraded biomethane and adjusting its composition is called *product gas* below). During the upgraded biomethane storage stage, the use of an adsorption storage tank, which can store a large amount of gas with a low energy cost, will be demonstrated. Product gas produced at the demonstration facility will be supplied as vehicle fuel, which will be used for vehicles to collect and transport kitchen waste and the like within Maniwa.

(1) Background and objectives of this demonstration project

In fiscal 2014, the Maniwa Cross-Regional Waste Recycling Business Cooperative established a methane fermentation demonstration plant (the Maniwa Rikyo Biomass Plant, called *the existing plant* below) as a commissioned project of the Ministry of the Environment and the Ministry of Agriculture, Forestry and Fisheries. The demonstration period was from fiscal 2014 to 2016, and efforts were made to achieve the sorted collection of kitchen waste from approximately 4,000 households in the Maniwa model area, generate energy via methane fermentation of kitchen waste and other organic waste, and use digestate from the fermentation process as fertilizer. After the demonstration period ended, Maniwa commissioned ongoing model demonstration of the plant (recycling of kitchen waste, etc. and utilization of digestate as liquid fertilizer). In Japan, biogas is mostly used for power generation and has few other applications. Biogas contains approximately 60% methane, the main component of city gas, and by upgrading biogas, its methane concentration can be raised to a level equivalent to that of city gas. Given that such gas could then be used as vehicle fuel, it was decided that this demonstration project would be implemented to verify the feasibility of this approach as an economical and environmentally friendly way to utilize biogas going forward.

(2) Overview of demonstration technologies

Biogas upgrading technology

A technology called *hybrid upgrading* is used to upgrade biogas. Hybrid upgrading is an upgrading technology that uses both pressure swing adsorption (PSA) and CO₂ separation membranes. Compared to using PSA alone, this approach offers the advantage of an improved methane gas recovery rate. Hybrid upgrading is unique in that it can also be applied to small-scale general waste (kitchen waste, human waste, etc.) and livestock methane fermentation systems.

Gas storage technology

Low-pressure storage in a tank filled with adsorbents is demonstrated as a storage technology. When pressure is applied to methane, the main component of biogas, the methane is compressed, but this is not enough to achieve liquefaction. When methane gas at normal pressure is cooled to -162°C , methane is liquefied and contracts to a volume approximately 1/600 of that of the gas itself. However, in the case of small and medium-sized facilities, it is difficult to maintain the temperature at -162°C for methane gas storage, with the energy imbalance exacerbated by the fact that cooling requires energy. In addition, methane gas is not highly compressible, so high pressure is required to compress and store a large amount of gas. In contrast, with adsorption-type storage, activated carbon can be used as an adsorbent to store approximately 20 times the gas that can be stored at atmospheric pressure even at a relatively low pressure. Moreover, by first upgrading biogas before storing it, it is possible to store about 30 times the energy density of the biogas.

Use in vehicles

For this project, gas is upgraded on the assumption that it will be used as fuel for CNG vehicles. City gas 13A is ordinarily used as fuel for vehicles, and in order to match the properties of city gas as well as to achieve odorization and calorific value adjustment, LP gas is added to upgraded biogas to produce fuel for CNG vehicles. With the cooperation of Maniwa, a commercially available CNG truck is used as a garbage truck to collect kitchen waste and transport it to the existing plant.

(3) Actions taken up to last fiscal year

The following actions were taken in fiscal 2021.

- Facility design and first-phase construction were carried out, and we confirmed the relevant laws and regulations.
- We performed trial calculations for the properties of product gas to be produced and used for this demonstration project. We confirmed that following the addition of LP gas, the product gas falls into the category of city gas 12A or 13A, and that based on our trial calculations, the gas is of a quality that causes no problems for running vehicles.
- The investigative commission convened two times.

The following actions were taken in fiscal 2022.

- We completed the demonstration facility's installation work as well as equipment commissioning and adjustments.
- In November, we started our upgrading and storage demonstration and confirmed that the facility was capable of stably producing upgraded biomethane with at least 95 vol% methane.

- The mixing ratio (volume ratio) of upgraded biomethane to LP gas was set to 100:9 for the production of product gas equivalent to city gas 13A. In December, we started our filling and vehicle running demonstration and conducted 37 rounds of vehicle running demonstration.
- We considered the capabilities and specifications of upgrading, storage, and filling equipment that could be used to achieve adoption on a larger scale and confirmed the estimated costs.
- The investigative commission convened two times.

(4) Actions taken this fiscal year

In fiscal 2023, the production of product gas equivalent to city gas 13A was continued from the previous fiscal year, and we conducted vehicle running demonstration from June to August. After that, from November to December, we reduced the amount of LP gas added to upgraded biomethane for odorization and calorific value adjustment purposes in order to produce a product gas with lower CO₂ emissions, which we used to conduct vehicle running demonstration. We set the mixing ratio of upgraded biomethane to LP gas to 100:2, and we conducted vehicle running demonstration using product gas equivalent to city gas 12A. A total of 50 rounds of vehicle running demonstration were conducted this fiscal year.

We conducted engine performance tests using product gas with a mixing ratio of 100:9 (upgraded biomethane to LP gas), and the results were equivalent to those for city gas 13A. Two types of tests were conducted: the JE05 mode cycle test to evaluate compliance with emission standards, as well as the full-load test mainly to evaluate the effect on engine output.

We also set up a model with a scale that assumes a wider adoption of biogas upgrading equipment and performed trial calculations for multiple cases of estimated costs and of CO₂ emissions based on energy consumption. The model for wider adoption was based on the assumption of waste treatment in a municipality with a population of approximately 100,000 people. In our comparison of CO₂ emissions, the lowest emissions were observed in the case of the proposed system in which product gas with a mixing ratio of 100:2 (upgraded biomethane to LP gas) is used as vehicle fuel, with surplus gas supplied to external parties as an alternative fuel to diesel oil.

(5) Plans for the next fiscal year and after

During the final fiscal year (fiscal 2024), we plan to continue with upgrading and storage demonstration and conduct vehicle running demonstration during the summer using product gas with a mixing ratio of 100:2 (upgraded biomethane to LP gas) equivalent to 12A. In addition, we will report on the results of engine performance tests for upgraded biomethane with no LP gas added.

Our trial calculations for CO₂ emissions and economic feasibility will include an evaluation of the possibility of adoption by municipalities with a smaller population (approximately 50,000 people). We also plan to evaluate CO₂ emissions for our proposed systems in cases where no LP gas is added.

In addition to evaluating and summarizing the results of this demonstration project, we will formulate a strategy to encourage the adoption of our approach throughout Japan in the future with reference to relevant adoption strategies and success stories overseas.

(6) Possibility of horizontal deployment after the end of project

There are over 1,000 incineration facilities throughout Japan that are run by municipalities, etc., and approximately 61% of these are incineration facilities without power generation facilities. In addition, around 60% of these facilities have been in use for at least 20 years. There are also around 900 human waste treatment facilities/sludge recycling centers throughout Japan (including around 30 methane fermentation treatment facilities), and approximately 75% of these facilities have been in use for at least 20 years. However, given that there are many regions without extensive sewage systems, it has been difficult to shut down or reduce the number of human waste treatment facilities.

Methane fermentation plants can process both kitchen waste and human waste and generate energy even on a relatively small scale, so it is believed to be an effective method of general waste treatment in the future. Especially in rural areas that are becoming increasingly depopulated, recycling as much organic waste such as kitchen waste as possible while downsizing or shutting down incineration facilities and human waste treatment facilities would be an effective way of achieving more economical waste treatment and reducing environmental impact.

Methane fermentation plants are already well-established in terms of the required technology, but they have yet to become widespread nationwide. The results of this project will expand the range of possibilities for methane fermentation and energy use, including the expansion of biogas applications, use in vehicles, and the storage of gas with a higher energy density even in cases where site constraints exist. These results will therefore serve as a model that can be horizontally deployed to not only general waste treatment but also industrial waste treatment for residue from food factories, livestock waste, etc. In addition, given that upgraded biomethane can be used as an alternative to city gas, the results of this project offer major advantages by facilitating the pursuit of further fuel decarbonization while utilizing existing infrastructure. The establishment of a model for the methane fermentation treatment of organic waste as well as the upgrading and utilization of biogas is also a promising candidate for a stable energy utilization method that can replace FIT.

目 次

1 業務概要	1
1.1 業務目的.....	1
1.1.1 事業の背景	1
1.1.2 事業の目的	1
1.1.3 2021 年度（令和 3 年度）実施業務と成果	2
1.1.4 2022 年度（令和 4 年度）実施業務と成果	3
1.1.5 2023 年度（令和 5 年度）実施業務	3
1.2 事業の全体像	4
1.2.1 既存プラントの概要.....	4
1.2.2 実施事業の概要	8
1.2.3 実証技術について	9
1.3 技術開発・実証の目標設定.....	16
1.4 事業実施主体、実施体制、役割分担	17
1.4.1 事業実施主体	17
1.4.2 実施体制	17
1.4.3 役割分担	19
1.5 事業スケジュール	19
2 実施状況	21
2.1 バイオガスの精製・貯蔵・充填に関する実証.....	21
2.1.1 実証施設の管理及びデータ取得について	21
2.1.2 バイオガスの精製実証	22
2.1.3 バイオガスの貯蔵実証	30
2.1.4 バイオガスの充填実証	31
2.1.5 生ごみ収集車（CNG 車）の走行実証	31
2.1.6 精製・貯蔵・充填及び車両走行実証のまとめ	34
2.1.7 施設・設備のメンテナンス及びトラブル対応について	34
2.2 車両利用に関する技術実証（製品ガスのエンジン性能試験）	39
2.2.1 試験用燃料ガス	40
2.2.2 試験用エンジン	40
2.2.3 試験内容	41
2.2.4 JE05 モード試験結果	41
2.2.5 全負荷試験結果	43
2.3 経済性評価及び二酸化炭素排出量削減効果	43
2.3.1 普及規模の設定条件、ケース分類と評価境界	44
2.3.2 コスト及び CO ₂ 排出量のケース別評価の試算結果.....	52
2.3.3 想定自治体規模とガス発生量試算	54
2.3.4 施設・設備規模及びコスト試算	57
2.3.5 CO ₂ 排出量試算.....	77
2.3.6 まとめ	89

2.4 検討会の開催	91
2.4.1 第一回検討会	91
2.4.2 第二回検討会	93
2.5 「審査等委員会」への出席.....	95
2.6 ヒアリング等への協力	95
2.7 業務委託先との打合せ	95
3 参考資料	96
3.1 車両走行記録	96
3.2 ケース図（数値入り）	97

1 業務概要

1.1 業務目的

1.1.1 事業の背景

真庭広域廃棄物リサイクル事業協同組合（以下、「当組合」という。）は、2011年の設立以来、真庭市の廃棄物処理を持続可能にするための活動や働きかけを継続している。2014年にはメタン発酵実証プラント（以下、「既存プラント」とする。）を環境省・農林水産省の委託事業により設置し、真庭市と連携・協働して市内約4,000世帯の生ごみや、し尿・浄化槽汚泥等を原料として液肥化とエネルギー利用を行っている。過去の実証期間中にはバイオガスの有効活用として、発電と電力の施設内利用にも取り組んだが、施設内負荷と発電量の連動調整が難しいことが明らかになった。全量売電であれば施設内需要への対応として負荷に応じて発電量を制限する必要はない。しかし、売電を前提としていない施設内利用のケースでは施設内需要以上の発電が生じる場合には逆潮流ができず発電機を止めることになり、制御が難しく発電効率の悪化にもつながる。他のメタン発酵処理施設でも、コストや敷地の制約からガス貯留量を4～5時間程度分しか設けていない施設が多く、ガス発生量が一時的に発電機での消費量を超える場合や、メンテナンス等でガスが余る場合は余剰ガスとして焼却処分される場合もある。将来的なメタン発酵処理施設の普及とバイオガスの有効活用には「エネルギーの貯留」や「売電に依存しないエネルギー利用方法」が必要であると感じたことが本事業の背景である。

1.1.2 事業の目的

(1) 現状の課題

現状の課題として、以下のような事項が挙げられる。

- ・ メタン発酵プラントでのバイオガス用途は発電利用が一般的だが、FIT 売電以外で経済的かつCO₂排出量削減につながるバイオガスの有効活用の方法が少ないこと。
- ・ プラントの敷地や初期費用の制約からバイオガスの貯蔵ができず、余剰ガスを焼却処分している施設もあり、メタン発酵とバイオガス利用を推進するためには用途と貯蔵の課題解決が必須であること。

これら課題の解決策として、当組合の既存プラントで生成するバイオガス（以下、当組合の既存プラントも含め、メタン発酵処理施設で生成され、精製やLPガス添加等が行われていないガスを「バイオガス」とする。）を利用し、精製・貯蔵・利用実証を行うこととした。精製後のメタンガス（以下、「精製バイオメタン」とする。）の用途として、天然ガス自動車（本実証で利用する天然ガス自動車はCNG車のため、以下「CNG車」とする。）の燃料として利用し、生ごみの収集運搬に車両を利用する。これら実証の目的は次項の通りである。

(2) 事業の目的

- ・ 地域循環共生圏の形成に資する、廃棄物を利用したエネルギーを地域内で循環させる事業モデルの実現可能性を示すこと。
- ・ PSA とガス分離膜を併用した「ハイブリッド精製」を含む事業モデルの CO₂ 排出量削減効果を明らかにすること。
- ・ 吸着貯蔵により高純度ガスを貯蔵することで、敷地面積に制約のある施設における利用可能性とメリットを確認すること。
- ・ 精製バイオメタンを都市ガス規格と同等な品質に調整し、CNG 車での利用可能性を確認することで、FIT 売電を前提としていない施設や、卒 FIT を迎えるメタン発酵処理施設で活用可能な、安定的・経済的バイオガス利用モデルを示すこと。
- ・ ハイブリッド精製・吸着貯蔵・車両でのガス利用それぞれの課題等を明確にし、類似施設での普及に資する情報を集約すること。

1.1.3 2021 年度（令和 3 年度）実施業務と成果

本事業は 2021 年度（令和 3 年度）から 4 年間の事業を計画している。1 年目は、本実証に必要となる各設備の設計等を実施し仕様を確定したほか、1 期工事として実証用地の基礎設計、基礎工事及び一部施設設備の設置工事を実施した。実証車両についても仕様を決定し、生ごみ収集での走行距離から必要なガス量を算出した。車両走行に必要なガス量は既存プラントのバイオガス量の 1/3 程度であったため、既存プラントの発電とガス精製を切り替える制御方式とした。

設計を行う上で、関係法令について確認を行った。メタン発酵によるバイオガスを精製し導管により供給する場合や、事業者自らが利用する場合には高圧ガス保安法ではなくガス事業法が適用（準用）されることから、実証設備のコスト削減策として、ガス事業法上のガス工作物として使用が認められている小型充填設備の設置を検討したが、バイオガス精製後の充填利用についてはガス事業法の準用はできないことが所轄官庁への確認で明らかになった。そのため本実証の充填設備としては、高圧ガス保安法及び関連する技術基準に則った設備を設計、設置する必要があることを確認し、設計仕様に反映させた。

また、実証で製造・利用する製品ガスの性状についての試算を行った。既存プラントのバイオガス組成と、付臭及び熱量調整の目的で混合する液化石油ガス（LP ガス）の組成を確認した上で、バイオガスの精製度（メタン濃度）と LP ガスの混合比率を組み合わせ、混合ガス（以下、「製品ガス」とする。）の品質予測を行った。製品ガスについてはいずれのケースでも 12A または 13A ガスの範疇に入ることを確認し、試算上では車両走行には問題がない品質であることを確認した。

1.1.4 2022 年度（令和 4 年度）実施業務と成果

2 年目となる 2022 年度（令和 4 年度）は 2 期工事として、精製設備、吸着貯蔵設備、充填設備の設置工事を完了させ、試運転調整を行った。精製・貯蔵・充填の各データは常時監視システムにより管理を行い、各種データの記録及び分析を実施した。

精製実証では、原料となるバイオガスのメタン濃度が 39.1～76.2%と変動が大きかったが、精製により安定的に 95%以上の精製バイオメタンを製造できることを確認した。製品ガスは精製バイオメタン：LP ガスの混合比率を体積比で 100：9（以下、「LP ガス添加率 9%」とする。）として、都市ガス 13A 相当の製品ガスとした¹。

貯蔵実証では、吸着貯蔵タンクの内部圧力監視を行い、0.1～0.6MPa の範囲で安定的に貯蔵ができることを確認した。

充填及び走行実証は、真庭市の生ごみ収集車両 2 台のうち、1 台を本実証用の CNG 車に置き換えて実施した。走行実証は通算で 80 回以上行う計画であり、2022 年度は 37 回の走行実証を行った。その結果、日常的な走行に問題はなく、バイオガスを原料とした製品ガスが CNG 車の燃料として利用できることを確認した。充填及び走行実証の結果から燃費についての推計を行った結果、ごみ収集作業を伴う走行では 2.458km/Nm³、通常走行では 3.193km/Nm³であった。

将来的な普及に向け、経済性評価や CO₂ 排出削減量比較のベースとなる普及機の能力等について、自治体規模を検討し、必要能力の試算と概算コストの確認を行った。CO₂ 排出量比較については、評価ケースを設定し、評価境界についての案を作成した。またメタン発酵消化液の肥料利用について、本州地域での事例について取りまとめを行った。

1.1.5 2023 年度（令和 5 年度）実施業務

2023 年度は、昨年度に続き、バイオガスの精製・貯蔵実証を実施した。LP ガス添加率 9%の製品ガスでの走行実証を 6～8 月に実施した。その後、11～12 月には精製バイオメタンに付臭及び熱量調整用に添加している LP ガスの量を減らし、混合比率を体積比で 100：2（以下、「LP ガス添加率 2%」とする。）とすることで CO₂ 排出量の少ない製品ガスの製造と走行実証を実施した。走行実証については今年度通算で 50 回実施している。

製造した製品ガスについては、いすゞ自動車の協力によりエンジン性能試験を実施した。エンジン性能試験の結果、LP ガス添加率 9%の製品ガスについては都市ガス 13A と同等の結果が得られた。

また、バイオガス精製設備について普及を前提とした規模のモデルを設定し、概算コストやエネルギー消費を踏まえた CO₂ 排出量についての試算を行った CO₂ の排出量の比較では、提案システムの内「LP ガス添加率 2%の製品ガスを車両燃料として利用、余剰ガスは外部供給し軽油代替燃料とする」ケースで最も排出量が低い結果が示された。

¹ 添加率は流量計で測定している精製バイオメタンの量に対しての添加率を示す。以下同じ。添加率 9%と記載している場合、精製バイオメタンと LP ガスの混合比率（体積比）が 100：9であることを示す。

1.2 事業の全体像

1.2.1 既存プラントの概要

既存プラントの概要は以下の通りである（図 1-1、表 1-1、図 1-2）。



図 1-1 既存プラント

表 1-1 既存プラントの概要

場所	岡山県真庭市西河内 真庭り協バイオガスプラント
既設プラントの概要	2015 年度(平成 27 年度)より稼働 平成 26～28 年度地域循環型バイオガスシステム構築モデル事業(環境省・農林水産省)で整備。同モデル事業の実証期間終了後も、真庭市より運転管理の委託を受け、対象地区での生ごみ、し尿等を原料として、当組合が運転管理を継続中。
発酵方式	中温・湿式
設備受入容量	5t/日 (家庭系生ごみ、し尿、浄化槽汚泥、事業系生ごみ等の一般廃棄物) 生ごみ収集対象世帯は約 4,000 世帯
既存発電設備	25kW コージェネレーションシステム×1 台
残渣処理	液肥として全量市内の農地に還元しており、排水処理は行っていない

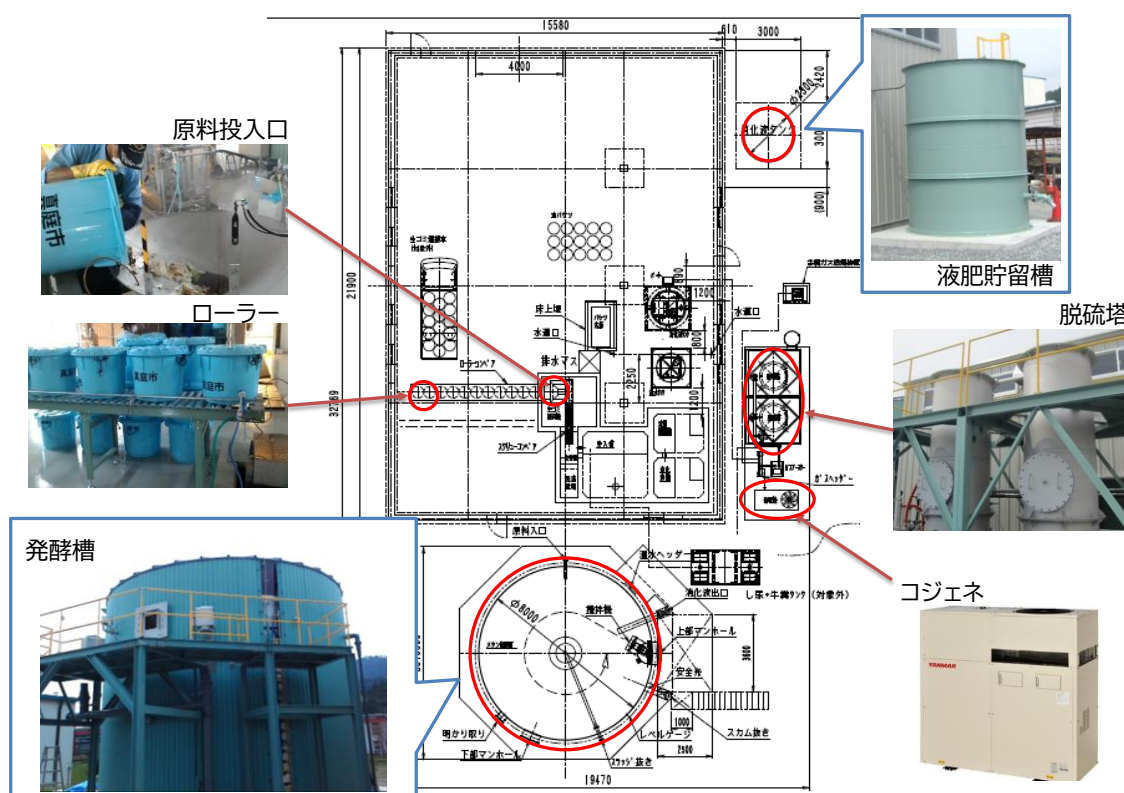


図 1-2 既存プラントの概要図

既存プラントで受け入れている原料は表 1-2、図 1-3 の通りである。生ごみは真庭市内の旧久世町エリアをモデル実証地区として一般家庭のごみを分別収集したものを受け入れている。し尿及び浄化槽汚泥についても同様に真庭市の一般廃棄物である。その他、市内レストランや事業所等からの生ごみや食品系工場由来の脱水ケーキ等を受け入れている。バ

イオガスはコージェネレーションで発電に利用しており、2017 年度より FIT 制度を利用して売電を行っている。また、発酵残渣については異物（発酵不適物）を除いた全量を液肥として農地に還元している（図 1-4）。

表 1-2 既存プラントの原料受け入れ量・売電量（2020 年度実績値）

	生ごみ	事業系 生ごみ	し尿	浄化槽 汚泥	脱水 ケーキ	廃食油	発酵 不適物	売電量
単位	kg							kWh
4 月	24,650	5,611	25,150	11,980	11,000	306	252	8,154
5 月	23,710	5,443	25,420	10,080	7,060	330	238	7,330
6 月	26,470	6,799	35,810	14,300	7,000	360	176	7,726
7 月	28,230	10,230	44,970	8,100	6,985	360	189	7,969
8 月	28,910	7,078	40,020	14,400	3,135	340	235	7,918
9 月	26,980	6,727	43,430	10,250	6,110	340	183	7,869
10 月	25,850	6,714	31,730	19,600	7,615	360	159	8,537
11 月	26,540	7,791	34,800	14,290	5,415	340	158	8,011
12 月	27,780	8,119	42,750	5,200	7,005	340	179	9,268
1 月	27,140	5,883	22,640	20,580	4,125	220	224	6,672
2 月	25,060	5,414	13,510	9,100	4,970	160	142	6,574
3 月	26,450	6,663	10,810	13,000	6,315	180	193	7,211
合計	317,770	82,472	371,040	150,880	76,735	3,636	2,328	93,239

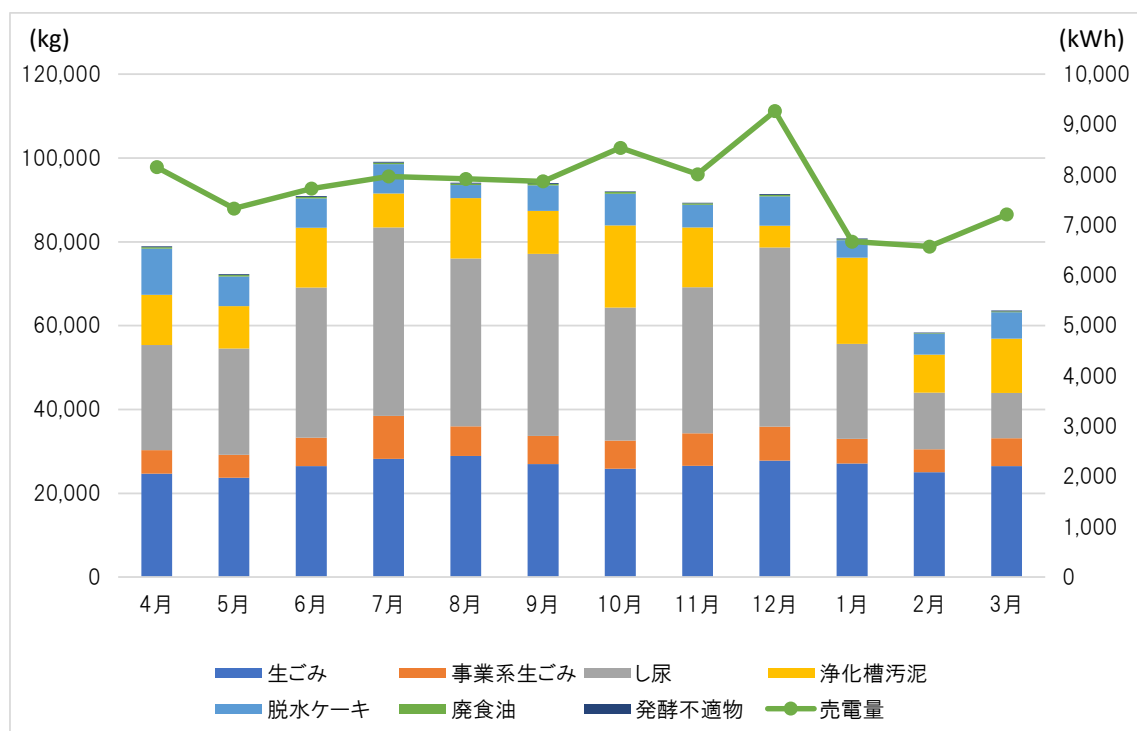


図 1-3 既存プラントの原料受け入れ量・売電量（2020 年度実績値）



図 1-4 既存プラントの概要フロー

1.2.2 実施事業の概要

本事業では、既存プラントからのバイオガスを利用し、バイオガスを精製・貯蔵し、生ごみ収集車両で燃料として利用するまでの実証を行う。既存プラントの隣地に実証設備を設置し、配管でバイオガスを供給する（図 1-5）。



図 1-5 既存プラントと本実証設備の配置

バイオガスの精製技術としては、圧カスイング吸着法（PSA）と CO_2 分離膜を併用した「ハイブリッド精製」を、貯蔵は吸着剤を充填した「吸着貯蔵」技術を利用する。車両は一般販売されている CNG 車を利用する。実証範囲の概要図を図 1-6 に示す。

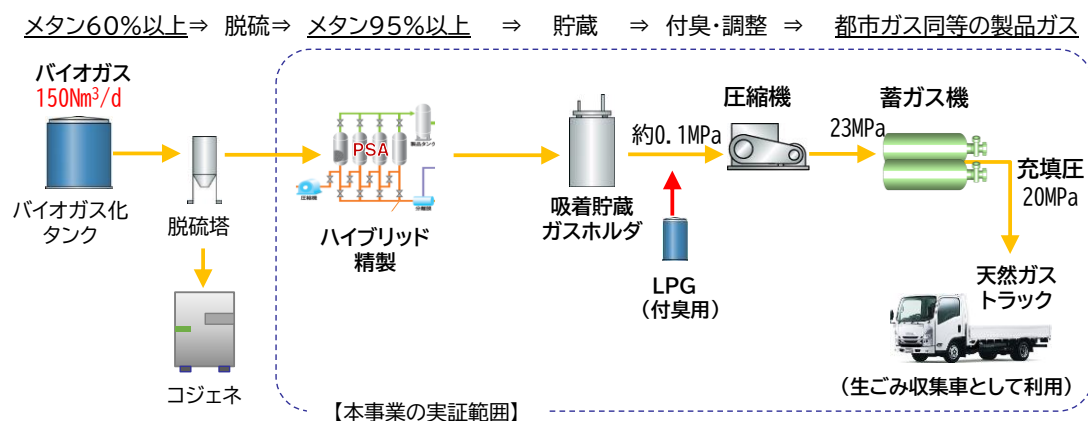


図 1-6 実証範囲（概要図）

1.2.3 実証技術について

(1) 精製技術

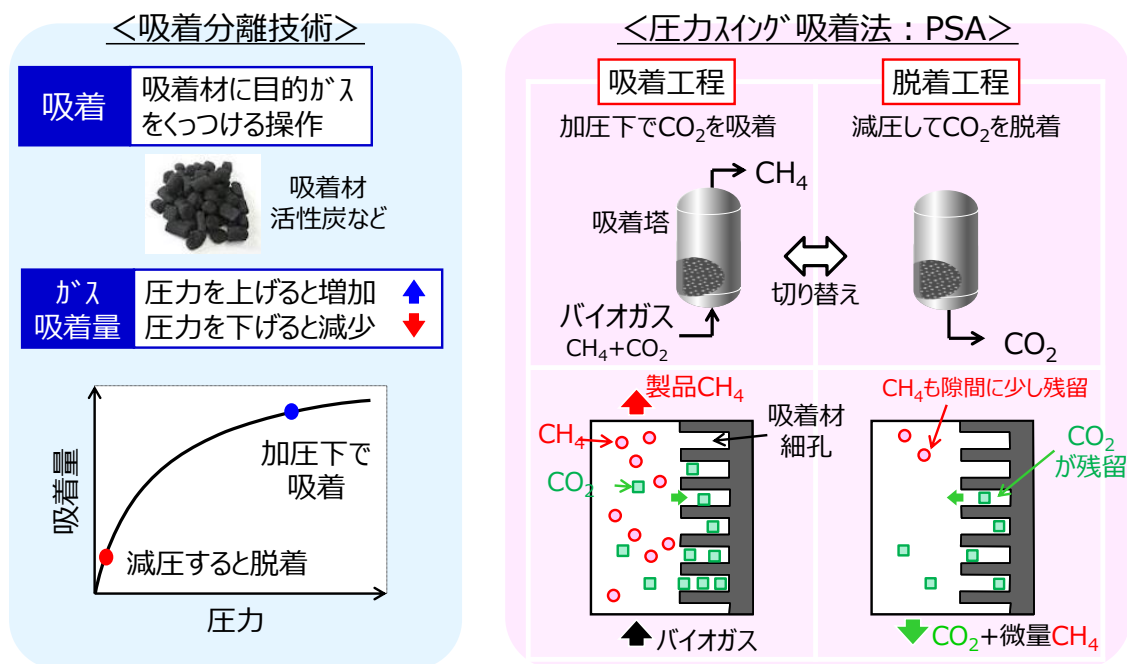
バイオガス精製技術についての概要を表 1-3 に記載する。ハイブリッド精製は、精製技術のうち、圧カスイング吸着法（PSA）と CO_2 分離膜を併用する方法であり、一般的な PSA と比較してメタンガス回収率を向上できる利点がある。バイオガス精製技術のうち、国内ですでに導入事例のある高圧水吸収法は大量の水を使用するため下水処理施設での適用に向

いているが、ハイブリッド精製は、処理水の発生が少ない一般廃棄物（生ごみ・し尿等）や畜産系のメタン発酵システムにも適用できる。バイオガス精製の手法としては、このほかにも、化学的な分離方法（アミンガス処理等）や極低温分離などの手法もあるが、国内ではバイオガス精製利用が一般的になっていないため、導入事例が少ない。

表 1-3 バイオガス精製技術の種類と概要

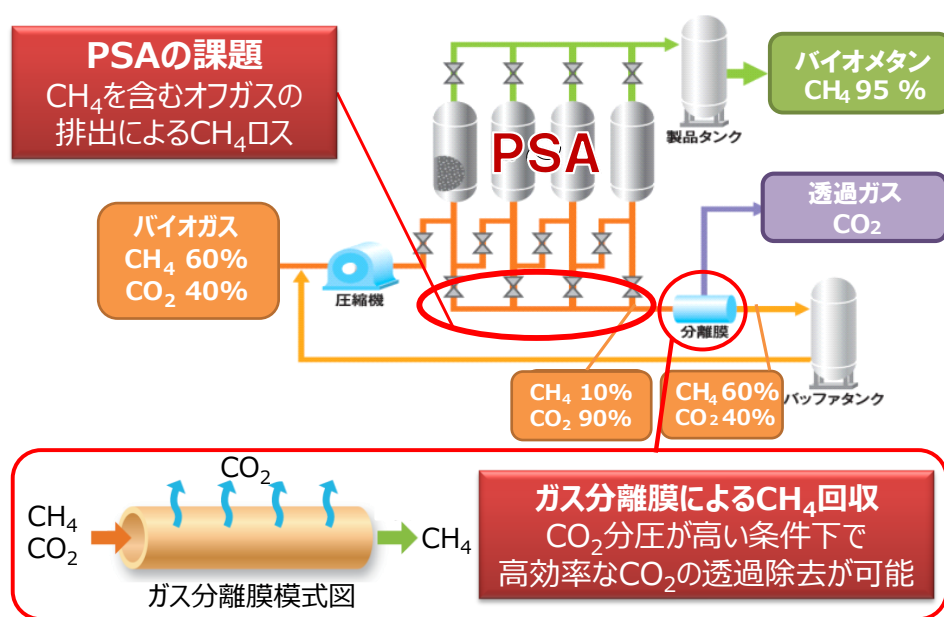
圧カスイング吸着法(PSA)	バイオガス中の CO₂ を吸着材に吸着させ除去する。ガスの分子サイズの違いによる脱着速度の差を利用して分離後、圧力差により脱着させる。 CH₄ を高純度まで精製可能であるが、10%程度の回収できないメタンガスはオフガスとして大気放出されてしまう。（温室効果ガスであり、エネルギーロスでもある。） メタン濃度 95%以上でメタン回収率 90%以上。
ハイブリッド精製 (PSA+CO₂分離膜) <u>今回の実証で採用する技術</u>	PSA と CO₂ 分離膜を併用することで、メタン回収率を向上。実証試験においてメタン濃度 98%以上、回収率 97～98%を確認している。 メタン回収率が高くなるため、エネルギー回収率も高くなる、オフガスとして大気放出されるメタンガスがほとんど発生しない、中規模以上でコスト・温室効果ガス削減効果ともに PSA を上回る、等のメリットがある。
膜分離法	原料ガスに含まれる対象ガスを膜浸透速度の差を利用して分離する方法。比較的新しい手法であるが実用化が進んでいる。
高圧水吸収法	精製に水を利用する方法。圧力上昇に伴い気体が水へ溶解する差を利用してガスを分離する。精製されたガスには水蒸気による水分を含み、排水には硫化水素、CO₂、アンモニアが含まれる。 大量の水が必要になるため下水処理施設等で再生水が利用できるメタン発酵プラントに向いている。こうべバイオガスはこの方式を採用している。 設備コストが高額であり、中小規模のメタン発酵プラントには不向き。

本実証のハイブリッド精製でも利用する圧カスイング吸着法（PSA）についての概要図を図 1-7 に示す。吸着塔内の圧力を操作しバイオガス中の CO₂ を選択的に吸着材に吸着させることで除去する技術であり、加圧・減圧を繰り返すことで高濃度のメタンガスを回収できる。減圧時には吸着材に吸着された CO₂ をオフガスとして大気放散させるが、このオフガス中には CH₄ も 10%程度含まれており、メタンガス回収率低下の要因となっている。

図 1-7 PSA（圧カスイング吸着法）の概要図²

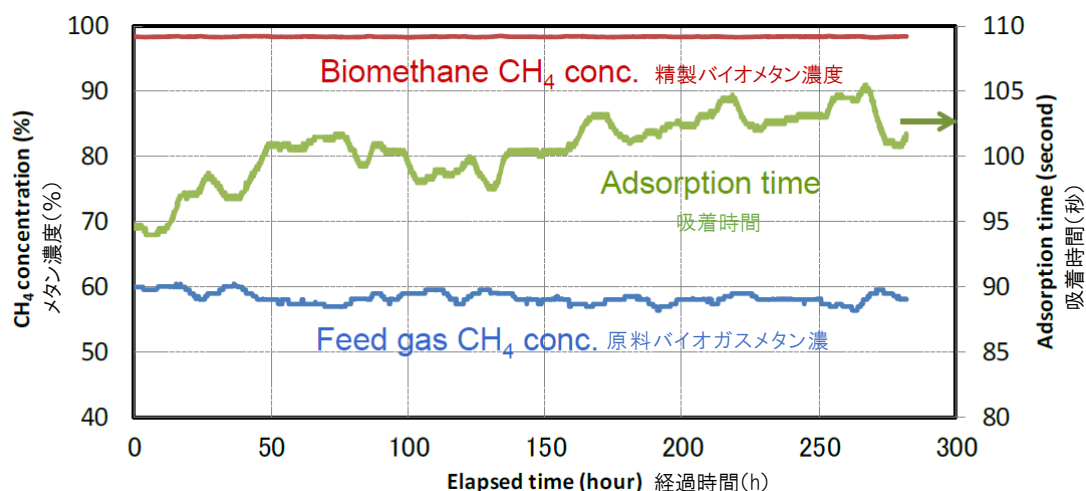
ハイブリッド精製の概要図を図 1-8 に示す。ハイブリッド精製については、Daigas グループがプロセス特許を保有しており、本実証ではその精製技術を採用する。ハイブリッド精製においては、PSA から排出されるオフガスを CO₂ 分離膜に通し、CH₄ 分を濃縮回収することでメタン回収率を向上させている。CO₂ はガス分離膜を透過することで大気放散されるが、この透過速度は CO₂ の分圧に依存する。PSA のオフガスは高い CO₂ 濃度、すなわち高い CO₂ 分圧を持つため、通常のバイオガスを CO₂ 分離膜で処理する場合に比べ高効率な透過分離を実現している。

² 大阪ガス(株)提供資料

図 1-8 ハイブリッド精製（イメージ図）³

バイオガスの特徴の一つとして、原料や投入量、管理状況によりバイオガス中のメタン濃度に変化することが挙げられるが、車両利用のためには安定的に規格を満たすガスを製造する必要がある。ハイブリッド精製では、原料となるバイオガスのメタン濃度に関わらず製品ガスの濃度を一定に維持するために、吸着時間の調整制御を行う。図 1-9 は、原料バイオガスのメタン濃度、吸着時間、精製バイオメタン濃度に関する過去の実証データである。この実証の際には精製バイオメタンのメタン濃度を 98.2～98.5%の範囲に維持できている。

³ 大阪ガス(株)提供資料

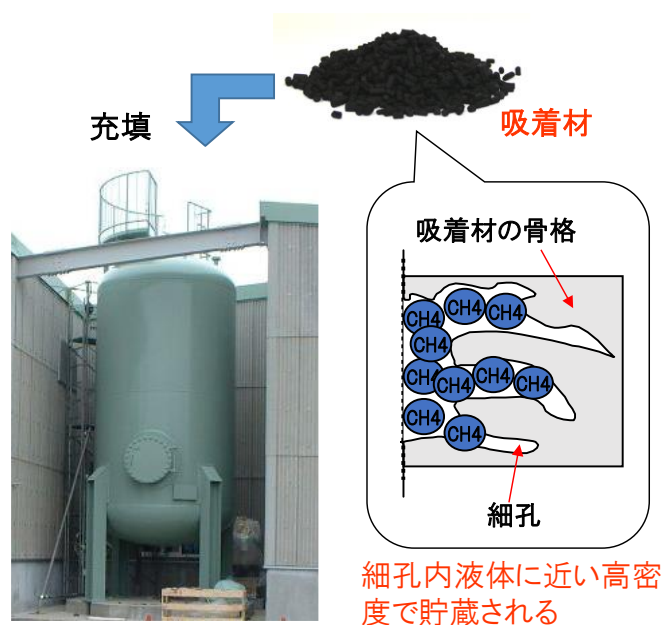
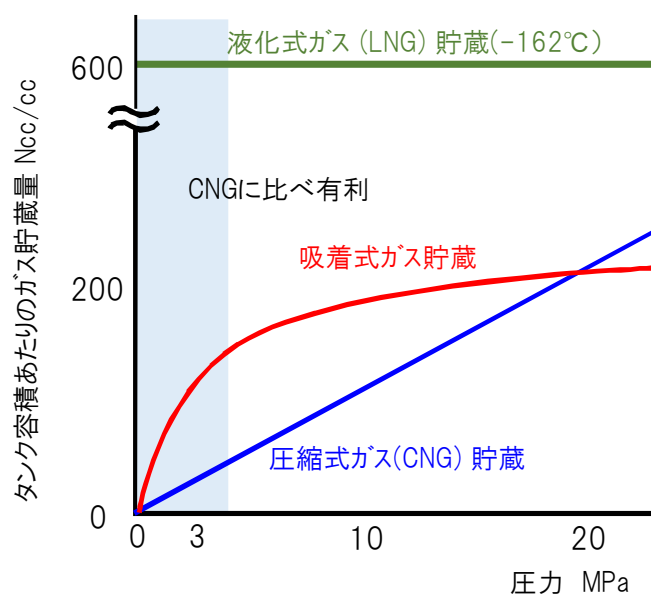
図 1-9 過去の実証結果⁴

(2) 貯蔵技術

貯蔵技術としては吸着剤を充填したタンクでの低圧貯蔵を利用する。プロパン（石油ガス）は常温でも圧力をかけること（約 0.8Mpa）で容易に液化し体積が気体の約 1/250 となるため圧力ボンベで大量貯蔵が可能である。一方でバイオガスの主成分であるメタンは圧力をかけただけでは圧縮はされるが液化はできない。メタンガスは常圧では -162°C に冷却することで液化し体積が気体の約 1/600 となるが、中小規模の施設でメタンガスの貯蔵のために -162°C の温度を保つのは現実的には難しく、冷却にエネルギーが必要な分、エネルギー収支も悪化する。また、メタンガスは圧縮性も高くないため圧縮により大量に貯蔵するためには高い圧力が必要である。しかし吸着式の貯蔵では活性炭を吸着材として利用することで比較的低压でも常圧時と比較して 20 倍程度のガス貯蔵が可能である（図 1-10）。前段でバイオガスを精製してから貯蔵することで、エネルギー密度としてはバイオガスの 30 倍程度の貯蔵が可能になる。

図 1-11 はメタンガスの貯蔵可能性を手法別に示したイメージ図である。比較的低压（3MPa 程度）では、吸着式のガス貯蔵は圧縮式と比較してかなり有利になる。この特性を利用して省エネルギーで比較的多くのガス貯蔵ができるのが吸着貯蔵の利点である。

⁴ 大阪ガス㈱提供資料

図 1-10 吸着貯蔵のイメージ⁵図 1-11 メタンガスの手法別貯蔵量（圧縮・液化・吸着）⁶

(3) 車両利用

本事業では、CNG 車への燃料利用を前提としてガスの精製を行う。車両に利用するガスは通常は都市ガスを燃料として想定しているため、熱量等の調整及び付臭のために LP ガス

⁵ Daigas ガスアンドパワーソリューション㈱提供資料

⁶ Daigas ガスアンドパワーソリューション㈱提供資料

を精製バイオメタンの体積に対し数%（1～9vol%）添加し、CNG 車の燃料とする。車両は市販されている CNG トラック（図 1-12）を使用し、真庭市の協力を得て既存プラントへの生ごみ収集運搬車として利用する。



図 1-12 CNG トラック⁷

国内のメタン発酵プラントでは売電を前提としていない施設もあり、また現状では売電をしているプラントでも卒 FIT 後には売電よりも有利なエネルギー利用方法を検討する必要がある。FIT 制度も今後は制度そのものが変わるため、経済的で環境負荷の低いバイオガスの利用方法が求められている。

バイオガス利用用途の選択肢を広げる意味で、車両へのガス利用は都市ガス管への投入と比較して自動車に与える影響だけを考慮すればよいと、品質の対応が比較的しやすくガス利用の有効な手段と言える。しかし CNG 車へのバイオガス利用は日本では進んでいないのが現状である。先行事例としてはこうべバイオガス（神戸市）が挙げられるが、規模が大きい下水処理施設（年間 2 億 m³ の下水を処理）での実証例であり、ガス精製の方法も水を多量に使用する方式（高圧水吸収法）のため、中小規模の一般廃棄物処理施設には展開しにくい課題がある。

本事業では、精製バイオメタンに付臭をし、成分調整をした上で車両への利用実証を実施しており、実証施設で製造した製品ガス（都市ガス 13A 相当）でのエンジン性能試験等もいすゞ自動車株式会社の協力を得て実施した。エンジン性能試験については排出ガス規制に抵触しないかどうかの重量車排出ガス試験（JE05 モード）を実施するほか、全負荷試験等を実施した。今後、LP ガスを添加しない精製バイオメタンでのエンジン性能試験も実施する計画である。

⁷ いすゞ自動車株式会社HP より（実際の車両は収集運搬用に改造を行う）

1.3 技術開発・実証の目標設定

技術開発・実証の目標設定は表 1-4 の通りである。バイオガスのハイブリッド精製・吸着貯蔵・車両への充填及び利用に関する実証を実施し、今年度の実証目標に関しては達成済みである。普及を想定したシステム規模のコスト評価、CO₂ 排出削減量の評価については 2.3 経済性評価及び二酸化炭素排出量削減効果 (p. 43～) に記載、普及戦略の検討については 2.3.6 (2) 普及戦略の検討及び普及に向けた留意点 (p. 90～) に記載した。

表 1-4 目標設定

	項 目	最終目標	2023 年度(令和 5 年度)の目標
0	全体目標	・ 車両利用実証の通年でのデータを取りまとめる。合計車両実走回数 80 回以上。 ・ ハイブリッド精製・貯蔵・利用までの実証を完了し、実証規模と普及を想定した規模の施設での CO₂ の排出削減量の評価を行う。 ・ CO₂ 削減単価が 3,000 円/t-CO₂ 以下となる事業規模の試算・検討を行う。 ・ 本モデル事業の普及に向け、関連法規や留意点等を取りまとめ、報告書に掲載する。	関係者との検討会を開催し、初回では実証の経過・概要計画の共有と確認、2 回目では実証の実施状況と課題について協議を行う。
1	ハイブリッド精製に関する検証	車両利用に必要な規格を満たすガスを安定的に精製できることを確認する。	車両利用に必要な規格を満たすガスを安定的に精製できることを確認する。バイオガスの精製に関しては、メタンガスを 40%以上含む原料バイオガスを、精製後に平均メタン濃度で 95%以上とする。
2	吸着貯蔵に関する検証	ハイブリッド精製と組み合わせたバイオガスの貯蔵を行う。	車両利用に必要な規格を満たすガスを安定的に貯蔵できることを確認する。
3	車両利用に関する技術検証	生ゴミ収集車両(CNG 車)で燃料として利用するための実証を行う。	精製ガスを利用し、CNG 車でのごみの収集運搬実証を 40 回以上実施する。
4	CO ₂ 排出量試算用データの収集・分析	CO ₂ 排出削減量の評価を行う。	CO ₂ 排出削減量の評価のためのデータ収集を行い、普及規模を想定した CO ₂ 排出削減量について評価を行う。
5	普及戦略の検討	提案システムを普及するための戦略を作る。	ハイブリッド精製について普及を想定したシステム規模を設定し、コスト評価を行う。設定したシステム規模での CO ₂ 排出量試算用データを収集し分析を行う。普及戦略の検討を行い、普及に向けた留意点についても取りまとめを行う。

1.4 事業実施主体、実施体制、役割分担

1.4.1 事業実施主体

本事業の実施主体は当組合（真庭広域廃棄物リサイクル事業協同組合）である。当組合は、2011 年に真庭市内の一般廃棄物の収集運搬を行う事業者 4 社で設立し、2014 年に協同組合として正式に法人化している。設立以来、一貫してごみの資源化・減量化を目指し、地域密着型・地域参加型の有機資源リサイクル事業を通じて地域社会と地域環境の保全に貢献することを目的として活動を継続している。2014 年にはメタン発酵の実証プラントを環境省・農林水産省の委託事業により設置し、真庭市と連携・協働して市内約 4,000 世帯の生ごみや、し尿・浄化槽汚泥等を原料として液肥化とエネルギー利用を行っている。本事業は 2021 年度から 4 年間の計画であり、当組合は事業実施主体として本事業を実施している。

1.4.2 実施体制

本事業の実施体制を図 1-13 に示す。当組合は、事業の中核となり実証事業を推進する。実証施設の運営や車両収集等の実務は当組合の構成企業からの支援を受ける。実証施設は大阪ガスリキッド株式会社が設置した。また、図には掲載していないが、Daigas グループにはガス精製・貯蔵・充填実証全般において運転管理や関連法規の確認等についての協力・支援を受ける。いすゞ自動車株式会社は精製バイオメタンによる製品ガスでのエンジン性能試験等の実証協力を行う。CO₂ 排出削減量のデータ分析やバイオガス精製の各プロセスにおいては専門家として岡山大学廃棄物マネジメント研究センターの藤原教授と株式会社バイオガスラボの三崎氏に助言をいただく。真庭市からは市が実施する生ごみの収集運搬業務において、本実証事業の車両利用に協力をいただく。株式会社 Fermento は事業実施にあたっての進捗管理や CO₂ 排出削減量評価などを行う。

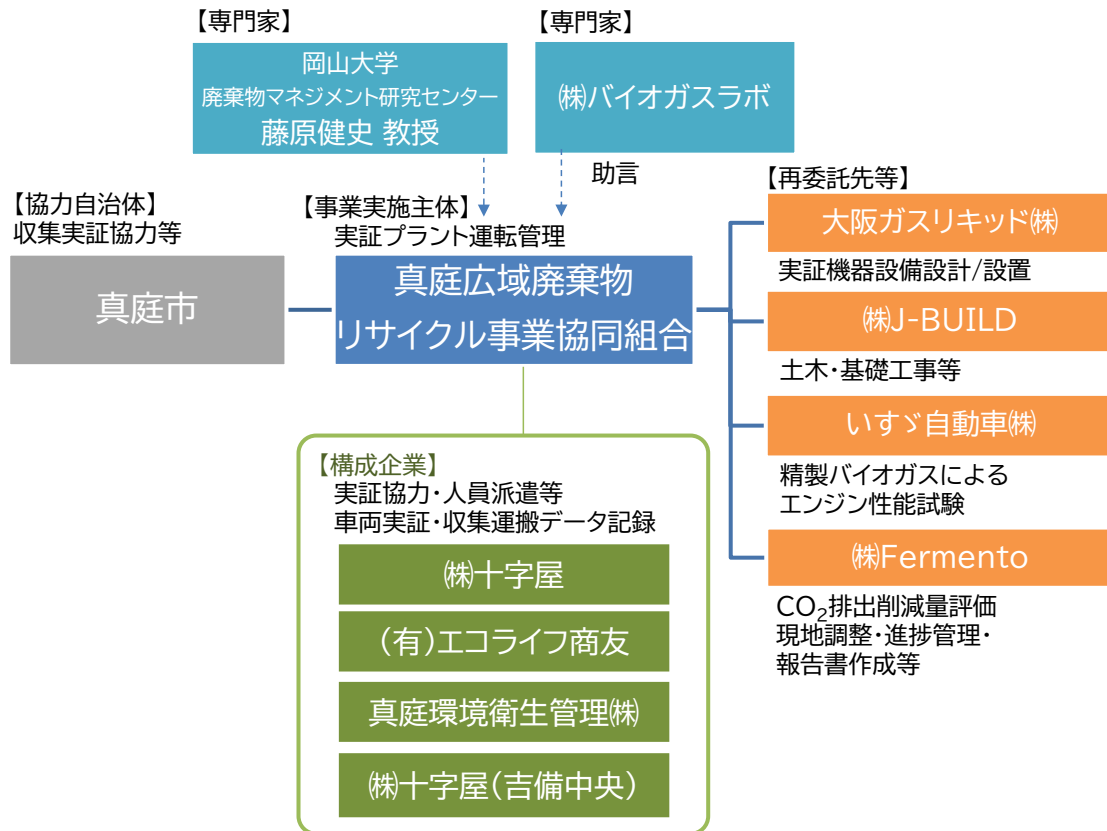


図 1-13 実施体制

1.4.3 役割分担

本事業における役割分担は表 1-5 の通りである。

表 1-5 役割分担

組織名・個人名	役割
真庭広域廃棄物リサイクル事業 協同組合 及び構成企業 ・株式会社十字屋 ・有限会社エコライフ商友 ・真庭環境衛生管理株式会社 ・株式会社十字屋(吉備中央)	事業責任者 全体管理 契約管理 実証プラント運転管理業務 車両実証 収集運搬データの記録 調整業務全般
大阪ガスリキッド株式会社	実証設備設計・施工 関連法規等対応支援
株式会社 J-BUILD	土木・基礎工事等
いすゞ自動車株式会社	車両実証への協力 精製バイオメタンによる製品ガスを利用したエンジン性能試験 の実施支援
真庭市生活環境部環境課	市内モデル地区で実証車両を利用した生ごみ収集への協力 ※市内モデル地区で実施している生ごみ収集(収集回数は週 4 回)において、収集車両 2 台の内、1 台を実証車両に変 更・利用
岡山大学廃棄物マネジメント研究 センター 教授 藤原健史氏	CO ₂ 排出削減量評価への助言
株式会社バイオガ斯拉ボ	技術面での助言
株式会社 Fermento	CO ₂ 排出削減量評価 資料作成 報告書作成支援等

1.5 事業スケジュール

事業スケジュールを図 1-14 に示す。

1.5 事業スケジュール

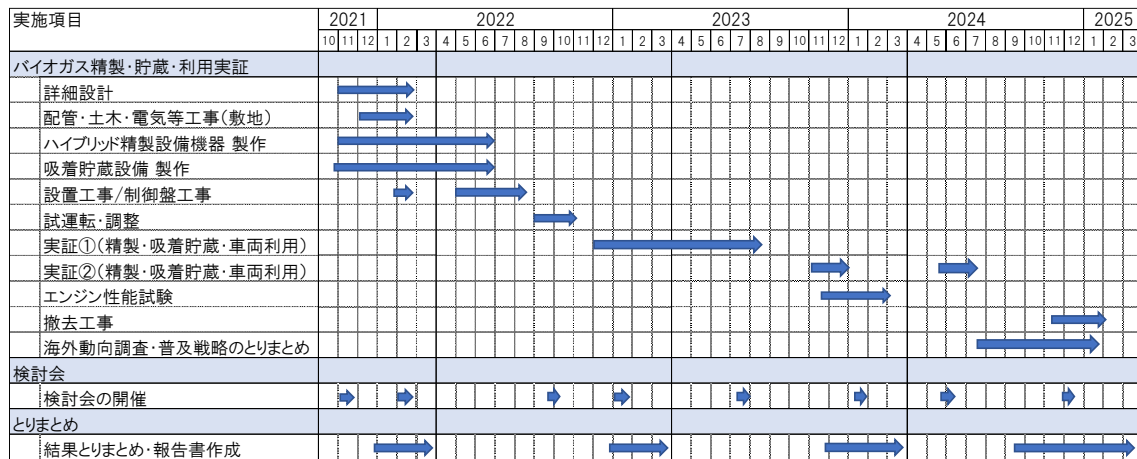


図 1-14 実証スケジュール

2 実施状況

2.1 バイオガスの精製・貯蔵・充填に関する実証

2.1.1 実証施設の管理及びデータ取得について

実証施設の管理は、日常点検等による管理と常時監視システムによる管理を行っている。日常点検は、起動前、稼働中、停止後の3回/日実施しており、点検項目のうち標準範囲を外れた値が認められた場合は随時メーカー担当者に連絡を取り確認と対応を行っている。

システムによる監視については、実証施設建屋内の制御盤と同様のリアルタイム監視が可能なように、当組合の事務所に専用パソコンを設置している。また、大阪ガスリキッド株式会社でもリアルタイム監視を行っており、警報が出た場合には担当者に即時メール等で連絡が入るシステムとなっている。

監視システムは、全体フロー、各ユニットのフロー（精製ユニット①②、ミキシングユニット、蓄ガス・充填ユニット、ユーティリティ）が確認できる画面から構成されており、実証施設の詳細な状態が常時確認できる。全体フロー画面を図 2-1 に掲載する。

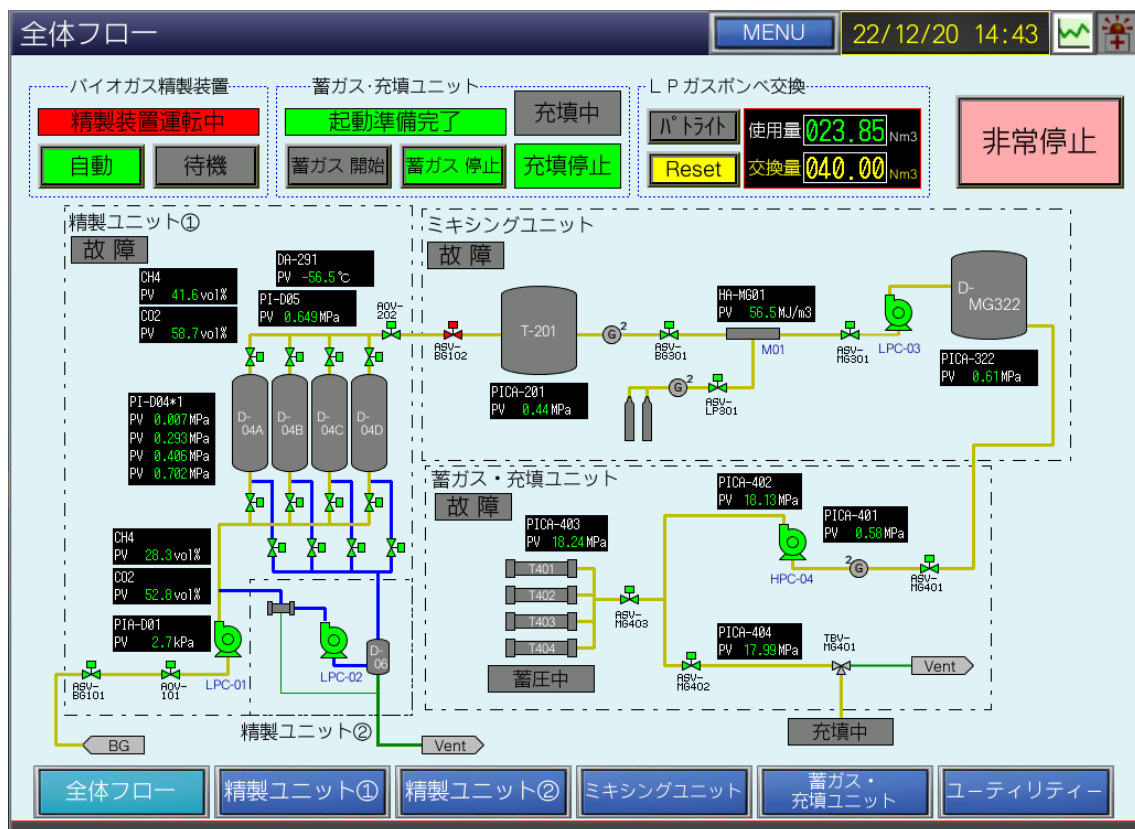


図 2-1 監視システム（全体フロー画面）

データの取得に関しては、監視システムによりリアルタイムで確認できるほか、日別の1分データと1時間データがcsvファイルとして自動保存されるように設定されている。

2.1.2 バイオガスの精製実証

表 2-1 にバイオガスの精製実証の実施期間を示す。バイオガスの精製に関しては、2023 年 6～8 月までの夏季走行実証用には LP ガス添加率 9%の製品ガス（都市ガス 13A 相当）を、11～12 月の冬季走行実証用には LP ガス添加率を 2%まで引き下げた製品ガス（同 12A 相当）を製造し、生ごみ収集車両の燃料として利用する走行実証を行った。また、走行実証を実施しない期間中には、エンジン性能試験用の製品ガスの製造・充填や各種のメンテナンス等を実施した。

表 2-1 バイオガス精製実証期間

期間	LP ガス添加率	備考
2022/12/5～2023/2/21	9%	(冬季実証)昨年度実施済み
2023/6/19～2023/8/11		(夏季実証)
2023/8/21～2023/8/25		エンジン性能試験用のガスを製造・充填
2023/11/6～2023/12/28	2%	(冬季実証)
2024/1/10～2024/1/31	0%	エンジン性能試験用のガスを製造・充填
2024/6 頃～(予定)	2%	(夏季実証)

精製実証の結果データについては（1）精製実証の結果データ（p.22～）に、実証で製造し LP ガスを添加した製品ガスの分析結果については（2）製品ガス（13A 相当）の成分について（p.26～）に記載した。

製品ガスを製造するに当たり、LP ガスの添加率は低い方が CO₂ 排出量は少なくなる。一方で、「都市ガス同等」のガスを車両燃料とする必要があり、どこまで LP ガス添加率を低減できるかについて製品ガスの品質及び臭気の観点から試算と確認を行い、LP ガスの添加率を 2%と設定した。LP ガス添加率を 2%まで引き下げるにあたっての検討経過については（3）LP ガス添加率の引き下げ検討（p.27～）にそれぞれ記載した。

その他、想定していなかったトラブルの対応も実施した。夏季実証までの検証運転で、精製バイオガスのメタン濃度が 95%以上になるまでに 6 時間以上を要する状況が確認され、原因究明と対策を行った。この対応については 2.1.7 施設・設備のメンテナンス及びトラブル対応について（p.34～）に記載した。

（1）精製実証の結果データ

今年度実施した精製実証の結果として、原料バイオガスと精製バイオメタンのメタン濃度を表 2-2、表 2-3 及び図 2-2～図 2-4 に示す。原料バイオガスについては、時間帯別で見ると午前中の稼働開始時にはメタン濃度が高く、時間の経過とともに濃度が下がる傾向がある。原料バイオガスのメタン濃度に関わらず精製バイオメタンは安定的に 95%以上に精製されており、精製バイオメタンのメタン濃度が変動することはなかった。

表 2-2 原料バイオガス メタン濃度

メタン濃度 実証期間	原料バイオガス メタン濃度(vol%)		
	最低	平均	最高
夏季実証	53.1	60.6	70.7
冬季実証	52.1	60.6	70.8

精製バイオメタンのメタン濃度については、夏季実証の最低値が 89.3vol%となっているが、これは稼働開始時の一時的な値であり、直後にメタン濃度が 95vol%まで回復していることを確認済みである。

表 2-3 精製バイオメタン メタン濃度

メタン濃度 実証期間	精製バイオメタン メタン濃度(vol%)		
	最低	平均	最高
夏季実証	89.3	96.9	100.0
冬季実証	96.9	99.9	100.0

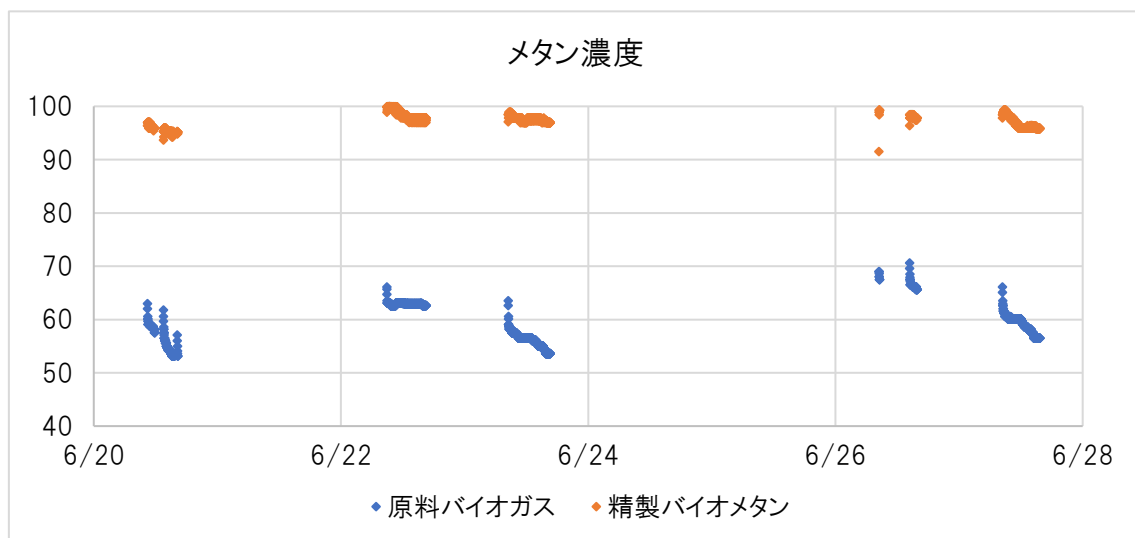


図 2-2 夏季実証でのメタン濃度（6月20日～27日）

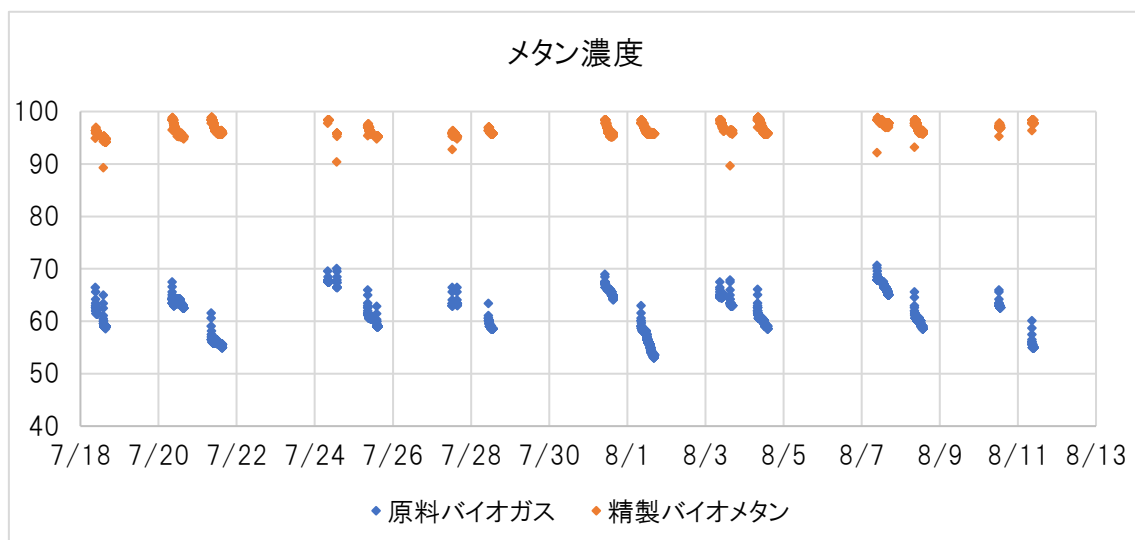


図 2-3 夏季実証でのメタン濃度（7月18日～8月11日）

夏季実証より冬季実証の方が平均の精製後メタン濃度が高くなっているが、これは季節的な要因（外気温等）によるものと考えられる。

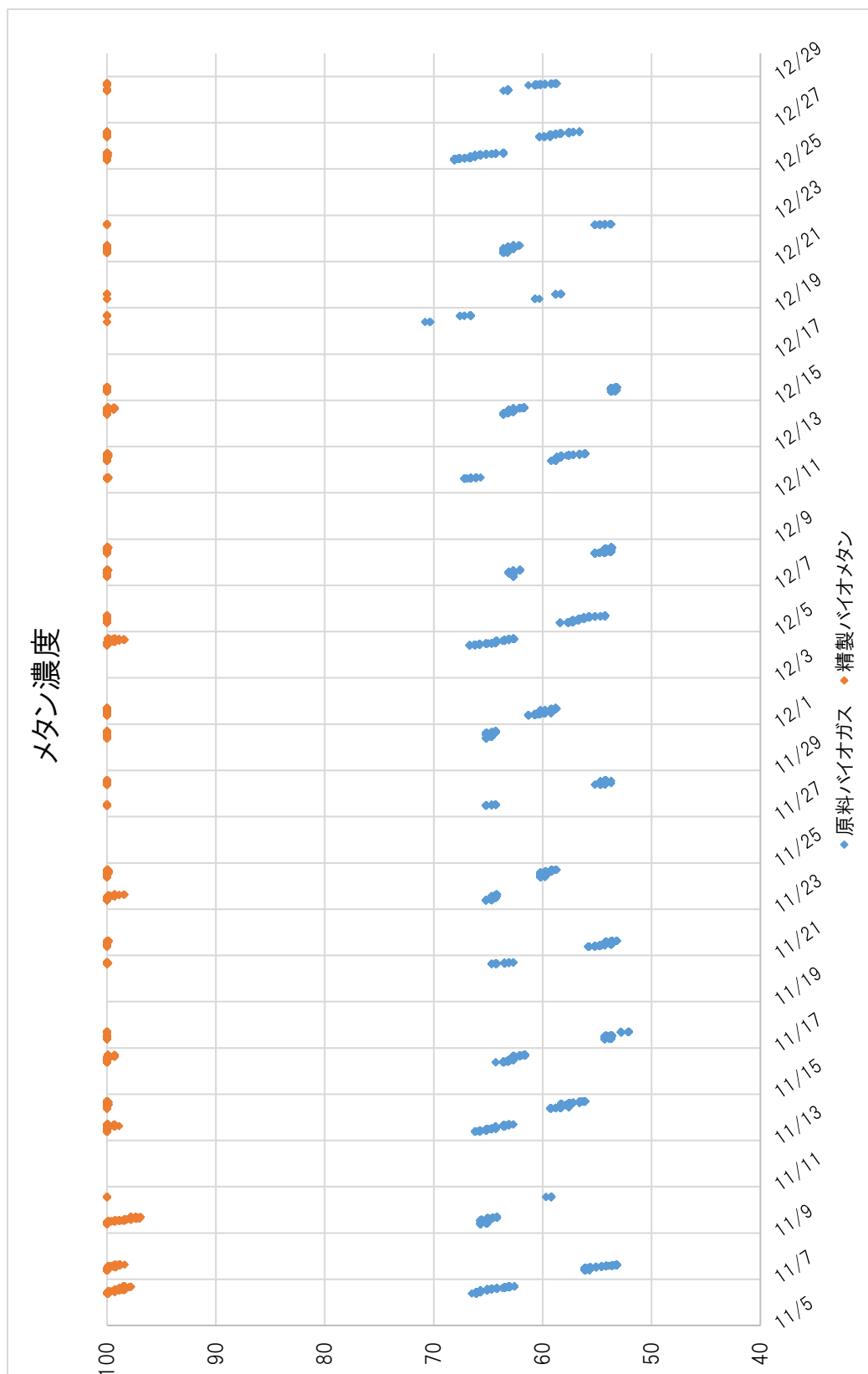


図 2-4 冬季実証でのメタン濃度（11月6日～12月28日）

(2) 製品ガス（13A 相当）の成分について

実証施設で製造した LP ガス添加率 9%の製品ガス（13A 相当）について、ガス組成や不純物を確認するために成分分析を行った。結果は表 2-4 の通りである。今後、LP ガスの添加率を引き下げた LP ガス添加率 2%の製品ガス（12A 相当）及び、LP ガスを添加しない精製バイオメタンについても成分分析を実施する計画であり、結果については次年度の報告に取りまとめる。

表 2-4 製品ガス分析結果⁸

分析項目	単位	濃度
メタン	vol%	90.24
プロパン	vol%	7.40
イソブタン	vol%	0.05
ブタン	vol%	0.01
エタン	vol%	0.20
窒素	vol%	0.31
酸素	vol%	0.03
二酸化炭素	vol%	1.76
水素	vol%	<0.01
水分	vol%	<0.1
硫化水素	ppm	<0.05
塩素	mg/Nm ³	<0.01
ホウ素	mg/Nm ³	<0.05
ケイ素	mg/Nm ³	<0.05
リン	mg/Nm ³	<0.05
硫黄	mg/Nm ³	<1
ヒ素	mg/Nm ³	<0.01
セレン	mg/Nm ³	<0.01
カドミウム	mg/Nm ³	<0.01
アンチモン	mg/Nm ³	<0.01
水銀	mg/Nm ³	<0.01

⁸ サンプリング日 2023 年 12 月 19 日

(3) LP ガス添加率の引き下げ検討

ガス品質について

2022 年度冬季と 2023 年度夏季の走行実証では、CNG 車の燃料として想定されている都市ガス 13A と同等品質の製品ガスを製造するために LP ガス添加率を 9% と設定していた。CO₂ の排出を抑制するためには化石燃料である LP ガスの添加量を引き下げる必要がある。一方で公道走行を行う実証であるため都市ガス規格に準じた燃料を使用する前提とし、LP ガス添加後の製品ガスが都市ガス 12A 相当になる条件についての検討を行った。都市ガス 12A と 13A の発熱量と定義は表 2-5 の通りである。

表 2-5 都市ガス 12A、13A の発熱量と定義⁹

種類	発熱量(MJ/m ³)	定義
12A	38～46	燃焼速度が 34 以上 47 以下であってウォッベ指数が 49.2 を超え 53.8 以下のガスを言う。
13A	42～63	燃焼速度が 35 以上 47 以下であってウォッベ指数が 52.7 を超え 57.8 以下のガスを言う。

2021 年度（令和 3 年度）に実施したバイオメタン濃度、バイオメタン以外のガス成分、プロパンガスの成分による複数の組み合わせでのシミュレーションをベースに、試算を行った結果を表 2-6 に示す。結果として、LP ガスと精製バイオメタンの混合比率が 100 : 0（添加なし）または 100 : 1 の時のみ都市ガス 12A の規格から外れることが分かった。このため、LP ガス添加率を 2% まで引き下げる前提で臭気の確認を行うこととした。

試算条件

- ・ 精製バイオメタンの CH₄ 濃度は 95%、97.5%、100% の 3 通り
- ・ 精製バイオメタンの CH₄ 以外の組成はすべて CO₂
- ・ 精製バイオメタンと LP ガスの混合比は 100 : 0～100 : 10
- ・ LP ガスの C3 ガス : C4 ガス比率は 8 : 2

⁹ ガス用品の技術上の基準等に関する省令（昭和四十六年通商産業省令第二十七号）より抜粋・編集
<https://elaws.e-gov.go.jp/document?lawid=346M50000400027>
<https://gas-kyuutouki.com/knowledge/gas.html>

表 2-6 LP ガス添加率と燃焼速度、ウォッベ指数の試算

メタン濃度	混合比	MCP(燃焼速度)	WI(ウォッベ指数)
CH ₄ 95%	100:0	33.75	48.83
	100:1	33.93	49.29
	100:2	34.09	49.74
	100:3	34.25	50.18
	100:4	34.40	50.61
	100:5	34.54	51.02
	100:5	34.68	51.42
	100:6	34.81	51.81
	100:7	34.93	52.20
	100:8	35.05	52.57
	100:9	35.16	52.93
	100:10	34.88	51.16
CH ₄ 97.5%	100:0	35.02	51.58
	100:1	35.17	51.99
	100:2	35.30	52.38
	100:3	35.43	52.77
	100:4	35.55	53.15
	100:5	35.66	53.51
	100:5	35.77	53.87
	100:6	35.88	54.22
	100:7	35.98	54.56
	100:8	36.07	54.89
	100:9	36.00	53.61
	100:10	36.12	53.98
CH ₄ 100%	100:0	36.24	54.34
	100:1	36.35	54.69
	100:2	36.46	55.04
	100:3	36.56	55.37
	100:4	36.65	55.70
	100:5	36.74	56.02
	100:5	36.82	56.33
	100:6	36.91	56.63
	100:7	36.98	56.93
	100:8	33.75	48.83
	100:9	33.93	49.29
	100:10	34.09	49.74

試算結果をグラフ化したのが図 2-5 である。12A、13A の範囲を枠で示している。赤の四角で示しているのは、LP ガス添加率 9%での製品ガスの分析結果値である。

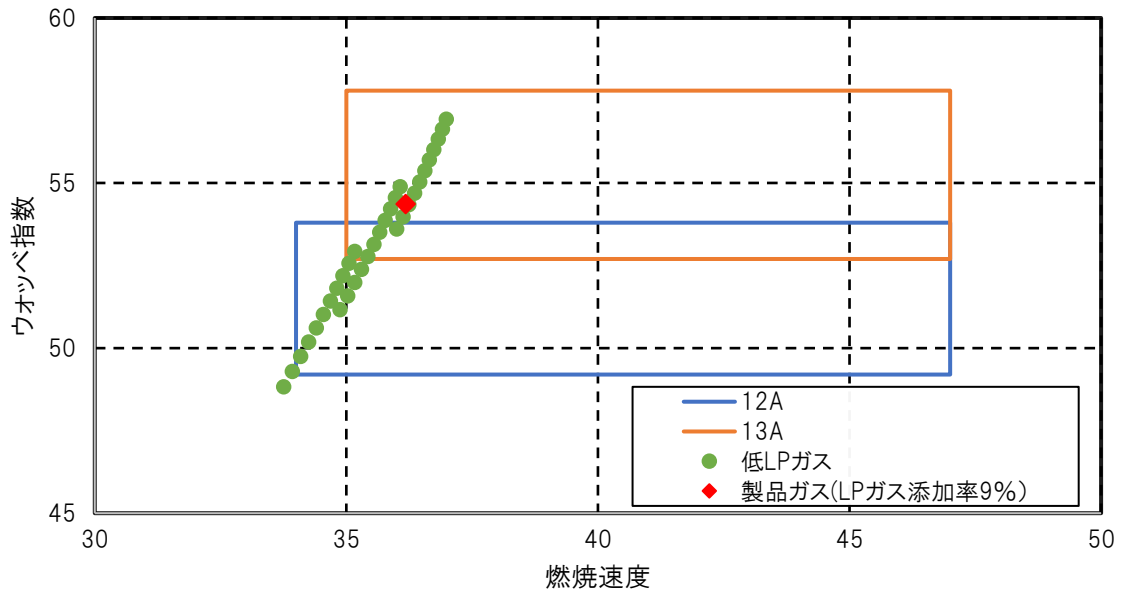


図 2-5 都市ガス 12A、13A の範囲と LP ガス添加率を変更した場合の製品ガスの想定値

臭気について

製品ガスには、保安上の目的から容易にガス漏れなどが感知できるよう臭気が必要である。具体的には「空気中の混入比率が容量で千分の一である場合において感知できる」ことが基準となる¹⁰。本実証では小規模の実証のため付臭剤の添加ではなく、LP ガスの添加で付臭を行っている。メタンは無臭の気体であり、悪臭物質である硫化水素も精製までのプロセスで除去されているため、製品ガスの臭気は LP ガスの添加による臭気である。LP ガス添加率を 2%とした場合の臭気への影響を確認するため、過去の臭気分析の結果から臭気指

¹⁰ 一般高圧ガス保安規則（昭和四十一年通商産業省令第五十三号）（圧縮天然ガスタンドに係る技術上の基準）

第七条 3 製造設備が圧縮天然ガスタンドである製造施設における法第八条第二号の経済産業省令で定める技術上の基準は、次の各号に掲げるものとする。

- 一 第六条第二項第一号、第二号イ、ハ、ヌ及びル並びに第四号から第六号までの基準に適合すること。
- 二 圧縮天然ガスの充填は、次に掲げる基準によることにより、充填した後に圧縮天然ガスが漏えいし、又は爆発しないような措置を講じてすること。
- イ 燃料装置用容器とディスペンサーとの接続部分を外してから車両を発車させること。
- ロ 空気中の混入比率が容量で千分の一である場合において感知できるようにおいがするものを充填すること。
- 三 燃料装置用容器に圧縮天然ガスを充填するときは、当該燃料装置用容器に有害となる量の水分及び硫化物を含まないものとする。

数を確認した。2022 年に実施した LP ガス添加率 9%の製品ガスの臭気分析結果を表 2-7 に示す。

表 2-7 製品ガス（LP ガス 9%添加）の臭気測定結果

試料採取日	2022 年 10 月 17 日	
測定日	2022 年 10 月 18 日	
採取場所	岡山県真庭市西河内 696-43	
分析法	臭気濃度、臭気指数 環境庁告示第 63 号 三点比較式臭袋法	
結果	臭気濃度	臭気指数
	10,000	40

臭気指数とは、人間の嗅覚によってにおいの程度を数値化したもので、においのついた空気や水をにおいが感じられなくなるまで無臭空気（無臭水）で薄めたときの希釈倍数（臭気濃度）を求め、その常用対数を 10 倍した数値で表している。

$$\text{臭気指数} = 10 \times \text{Log} (\text{臭気濃度})$$

LP ガス添加率 9%の場合の製品ガスの臭気濃度が 10,000 であるため、添加率 2%の場合の臭気濃度はおよそ 2,400 になる。これにより「空気中の混入比率が容量で千分の一である場合において感知できる」要件は満たすため LP ガス添加率を 2%としても臭気の観点から問題はないと判断した。

2.1.3 バイオガスの貯蔵実証

バイオガスの貯蔵実証については、吸着貯蔵タンクの内部圧力について記録を行った。吸着貯蔵に関しては 0.1～0.6MPa の範囲で管理しており、圧力が 0.1MPa を下回った場合（貯留しているガスが極端に少ない場合）は、後工程にガスを送らない設定としている。また、貯蔵タンク内が 0.6MPa 以上にならないように精製ユニットの運転も制御されている。外気温などの影響により圧力が 0.6MPa を上回る可能性はあるが、この場合でも、安全性や実証施設の運転管理に影響はないため、ガスの消費により圧力が 0.6MPa 以下に下がってから再度精製ユニットが動く制御となっている。今年度の実証期間中には 0.61MPa が最大値として、安定的に貯蔵ができた（表 2-8）。

最終年度に貯留量実績の評価として 0.1MPa の状態から 0.6MPa までの範囲でどの程度の精製バイオメタンが貯留できているかについて実証を行う計画である。

表 2-8 吸着貯蔵タンクの圧力（実績値）（MPa）

最低	0.17
最大	0.61

2.1.4 バイオガスの充填実証

バイオガスの充填については、実証開始後これまでに数回充填速度の調整を実施した。充填については特に大きな問題は生じていないが、調整により充填速度を遅くする¹¹ことで燃料タンク内の急激な温度・圧力の上昇を抑えなるべく多くの燃料を充填できるようにしている。充填前後の圧力等に関しては次項の図 2-6 冬季走行実証と夏季走行実証の記録にグラフとして掲載している。

2.1.5 生ごみ収集車（CNG 車）の走行実証

(1) 走行実証の実施状況

走行実証の計画及び実施状況は表 2-9 の通りである。LP ガスの添加率をまずは 9%として、都市ガス 13A 相当の製品ガスで冬季及び夏季の走行実証を実施し、走行に問題がないことを確認した。そののちに LP ガスの添加率を 2%に引き下げ、さらに CO₂ 排出の少ない燃料としての冬季実証を実施した。来年度には LP ガス添加率 2%の製品ガスで夏季の走行実証を実施予定である。

表 2-9 走行実証の計画及び実施状況

期間	LP ガス添加率	備考
2022/12/5～2023/2/21	9%	(冬季実証)昨年度実施済み
2023/6/19～2023/8/11		(夏季実証)
2023/11/6～2023/12/28	2%	(冬季実証)
2024/6～		(夏季実証)次年度実施予定

(2) LP ガス添加率 9%の製品ガスでの走行実証

昨年度の冬季走行実証でも燃料タンクの圧力表示が製品ガス充填後から翌朝までに減ることが確認されており、CNG 車の特徴としてタンク内温度や外気温が燃料計の表示に大きな影響があることが分かっている。昨年度実施の冬季実証と今年度実施の夏季実証での比較でも、気温等の影響により圧力計の表示等に大きな差が出ている。冬季実証と夏季実証の結果を抜粋してグラフ化したものが図 2-6 である。

昨年度の冬季実証と今年度の夏季実証は同じ都市ガス 13A 相当の製品ガス（LP ガス添加率 9%）を使用しており、1 日当たりの走行距離にも大きな差はない。それにも関わらず、

¹¹ 実証開始当初の充填所要時間は約 3 分であったが、現在の充填所要時間は約 6 分である。

収集作業後、充填前の圧力が夏季実証において顕著に低いのは温度の影響であると考えられる。つまり冬季に比べて夏季は同じゲージ圧まで充填をしても実際に充填できているガス量が少ないと言える。ただし、走行においては特に問題等は生じていない。圧力計の表示が温度の影響で増減することを CNG 車の特性として把握しておく必要がある。

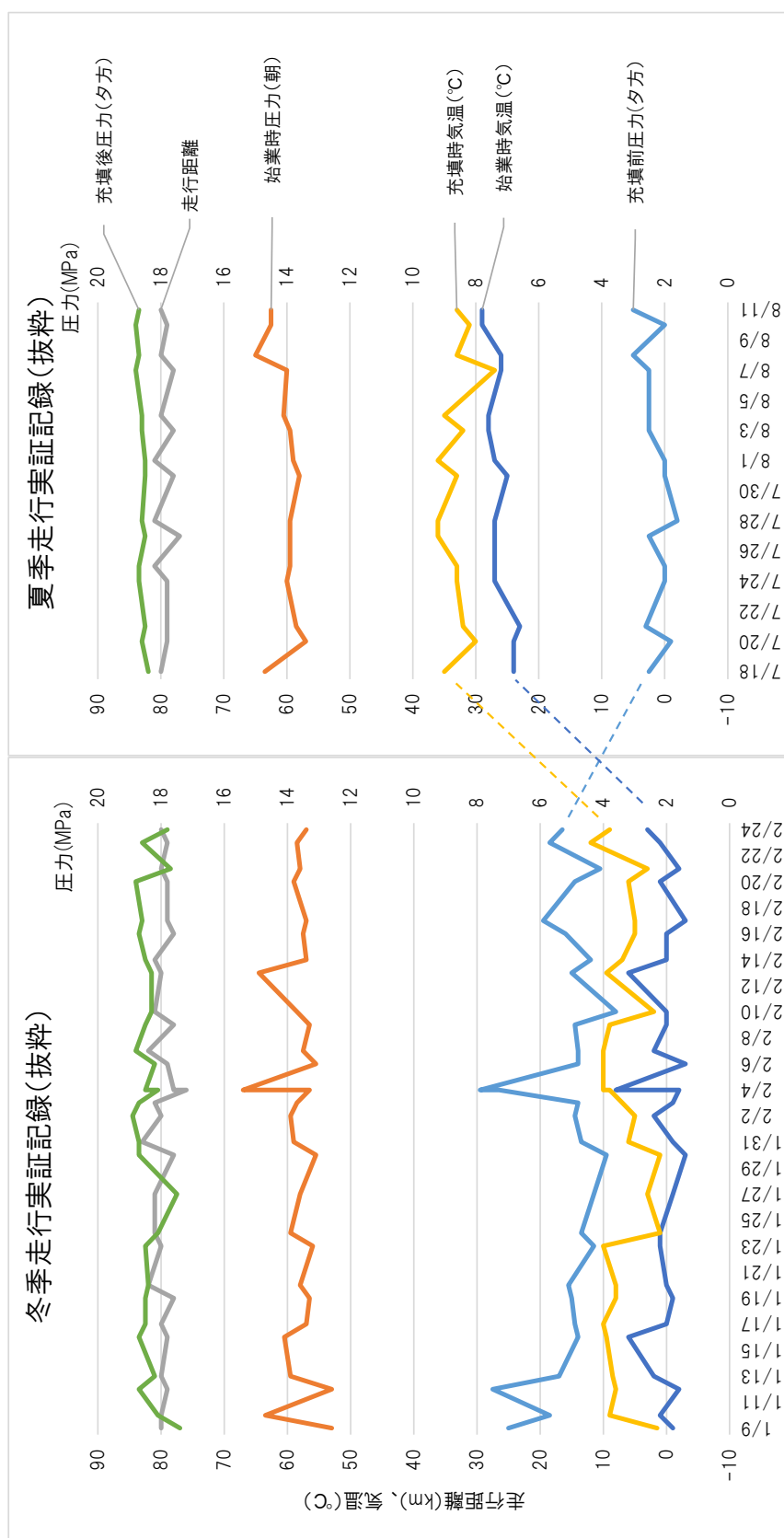


図 2-6 冬季走行実証と夏季走行実証の記録

(3) 生ごみ収集車の走行実証

走行記録については、巻末に参考資料として掲載した。走行実証については当初目標が通算で 80 回以上であったが、今年度の冬季実証で 80 回となった。ただし、LP ガス添加率を 2%に引き下げた都市ガス 12A 相当の製品ガスでの走行を今年度の冬季実証から行っており、次年度も引き続き夏季の走行実証を実施予定である。

2.1.6 精製・貯蔵・充填及び車両走行実証のまとめ

バイオガスの精製・貯蔵・充填及び車両走行において、今年度までの実証で達成した事項や明らかになった事項は以下の通りである。

- ・ 原料バイオガスのメタン濃度に関わらずハイブリッド精製により安定的に 95vol% 以上のメタン濃度の精製バイオメタンを製造可能であること。
- ・ 精製バイオメタンと LP ガスを体積比 100 : 9 の割合で混合した製品ガスは、都市ガス 13A と同等の品質であり、CNG 車の走行用燃料として利用できること。
- ・ 精製バイオメタンと LP ガスを体積比 100 : 2 とした製品ガスは都市ガス 12A 相当の製品ガスと同等の品質であり、CNG 車の走行用燃料として利用できること。

次年度は、LP ガスを体積比 100 : 2 とした製品ガスで、夏季の走行実証を実施するほか、LP ガスを添加しない精製バイオメタンでのエンジン性能試験の結果に基づき、より低炭素な燃料製造と利用の可能性について検証を行う計画である。

2.1.7 施設・設備のメンテナンス及びトラブル対応について

(1) バイオガス精製装置における精製バイオメタンのメタン濃度低下について

2023 年 3 月末、バイオガス精製装置にて、精製バイオメタンのメタン濃度が 95%以上にならない状況が確認された。

導入から 2 月までのデータでは、原料バイオガス濃度に応じた PSA のタイムサイクルを変化させる制御で精製バイオメタンのメタン濃度は 95%以上をキープしていたが、同年 4 月の検証運転では、95%以上になるまでの復帰時間が約 5~6 時間を要する状況であった。

同時期にドレン水中で油分が検出され、この成分は p-シメンとリモネンであり、これらの成分が、PSA 上流の活性炭を通過し、PSA 吸着剤に到達し、吸着剤の性能または分離膜の性能を低下させていると判断した（図 2-7）。

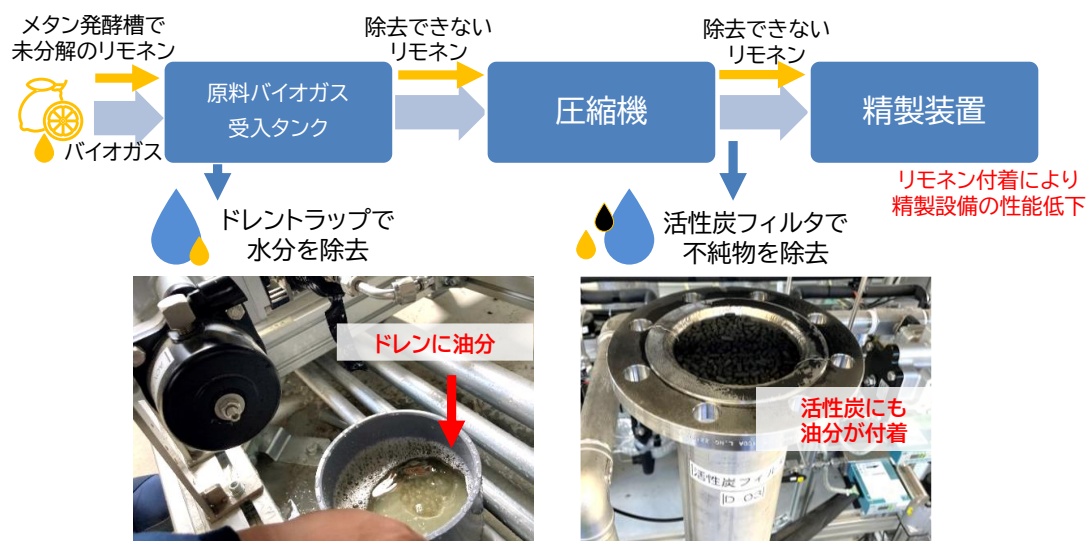


図 2-7 リモネンによる精製設備の性能低下（概要図）

上記の復旧のため、2023年5月22～24日で現場調整を実施し、活性炭の交換、タンク内で凝縮した油分の除去、運転条件調整を実施した。復旧対応後はメタン濃度95%以上をキープして運転できており、その後同様のトラブルは発生していない。

以下に、本件に関する対応状況と対策等について記載した。

ドレン水の分析

原料バイオガス受入タンクから抜き出したドレン水を回収したところ2層に分かれている様子が見られた（図 2-8）。



図 2-8 層に分かれたドレン水の写真

本ドレン水を回収し、上層の液体を分析したところ、p-シメン及びリモネンが主な成分であり、濃度としてはp-シメンが80 w/v%、リモネンが20 w/v%程度となった。両成分とも

モノテルペン類であり植物由来の成分と思われる。このことから、原料バイオガスに p-シメン及びリモネンが含まれており、それがタンク内で凝縮しドレン水として排水されたことが考えられる。

リモネン及び p-シメンについて、文献¹²では、シメン/リモネンが生ごみの嫌気性発酵過程において分解されず大量に残る試験結果が示されている。また、生ごみの加水分解の過程で果物等由来リモネン/モノテルペンから転移反応・脱水素反応により p-シメンが生成したものと想定されている。

また、文献¹³においては、リモネンは抗菌作用を持つためメタン発酵を阻害するとされており、抗菌作用などが原因でシメン/リモネンが生ごみの嫌気性発酵過程において分解されないことが考えられる。

p-シメン及びリモネンが原料バイオガスに含まれている理由として、バイオガス化槽にリモネンを多く含むもの（柑橘類等）が多く投入されている状況は確認できなかった。原因究明を行ったところ、生ごみ回収において、生ごみ収集用バケツに臭い発生予防用ハッカ水を散布しており、この成分がリモネンであることが判明した。

PSA 吸着剤の汚染

これまで大阪ガス株式会社では日本国外の別サイトにおいて、本実証施設と同様のバイオガス精製装置を納入・運転した実績があり、その中で油分等が PSA 吸着剤に吸着し、吸着性能が低下したことが分かっている。今回の実証においてもドレン水に含まれている p-シメン及びリモネンといった油分が PSA 吸着剤に吸着し、吸着性能が低下したことが考えられる。

現場調整

検証及び装置復旧のため、5月22～24日で下記①～③の内容の現場調整を実施した。

- ① 活性炭の交換及びサンプリング（上段、中段、下段）
- ② D-01 タンクへの上下部バルブ設置（ドレン水の手動抜出、補充のため）
- ③ 装置運転条件変更による調整

①について、PSA 吸着塔の前段に設置している不純物除去用活性炭フィルタの活性炭を一定高さごとに抜き出しサンプリングを行った（図 2-9）。その後新しい活性炭を充填した。サンプリングした活性炭について、吸着した物質の分析を実施した結果を表 2-10 にま

¹² (PDF) Hydrocarbons in Biogas from Household Solid Waste (<https://www.researchgate.net/>)

¹³ リモネンの浸出によるオレンジピール廃棄物からのバイオガス産生の改良 J-GLOBAL 科学技術総合リンクセンター 文献情報
<https://jglobal.jst.go.jp/>

とめた。p-シメン、リモネンの吸着量の合計が、活性炭フィルタの設計吸着量 10 wt%を超えていることから、活性炭が破過していると考えられた。

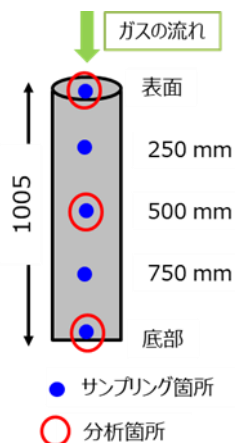


図 2-9 活性炭フィルタのサンプリング箇所

表 2-10 活性炭への吸着物質

	p-シメン(wt%)	リモネン(wt%)
表面	13	5.7
500 mm	17	9.9
底部	20	5.1

また、交換後の活性炭フィルタの入口と出口のガスについて、ガス検知管を用いた分析を実施し、油分が活性炭フィルタで取り除かれているか確認した。使用したガス検知管としては、芳香族を検知できるもの¹⁴と C6～10 の高級炭化水素を検知できるもの¹⁵であり、それぞれ p-シメン及びリモネンを検知することが可能である。ただし p-シメン及びリモネン以外の成分も検知するため、検知管が示す数値がそのまま p-シメン及びリモネンの濃度になる訳ではないことには注意が必要である。例として図 2-10 に芳香族を検知する検知管で分析を行った際の写真を示す。活性炭フィルタの入口で測定したところ、濃度として約 20ppm を示した。活性炭フィルタ出口で分析したところ色の変化は見られなかった。そのため、活性炭フィルタで芳香族化合物が除去されていると考えられる。

¹⁴ 芳香族炭化水素検知管 No.120 ガステック
<https://www.gastec.co.jp/>

¹⁵ 高級炭化水素検知管 No.105 ガステック
<https://www.gastec.co.jp/>



図 2-10 芳香族を検知する検知管（活性炭フィルタ入口分析時）

②について、図 2-8 に示したように油分を含むドレン水は上層が油分、下層が水溶液といったように 2 層に分かれるため、タンク内においてもドレン水表面は油分で覆われていることが考えられる。その状態で装置運転を継続すると油分が継続的に蒸発し、後段に設置している不純物除去用活性炭フィルタに付着し続けることとなり、活性炭の交換頻度が早まることが考えられる。そこで、図 2-11 に示すように定期的に手動で油分を含むドレン水を抜き出すことができるようにバルブ等を設置した。



図 2-11 手動でのドレン水抜き出し口設置部分の写真

③について、原料流量を引き下げて運転を実施し、精製バイオメタン濃度が 95%以上となるように運転条件を調整した。

再発予防対策及び経過

再発予防対策として、p-シメンやリモネンが発生しないようにバイオガス化槽に投入する物質を選別することまたは、p-シメンやリモネンが発生することを前提にそれを除去するという方法が考えられる。投入物の分別については、別途手作業で原料を選別することが必要であり現実的ではない。また、今回のケースでは臭気予防のためのハッカ水が主原因と考えられるため、これを変更することも検討したが効果的な代替品がない状況であった。除去対策については、不純物を除去する活性炭フィルタを増設するまたは、交換頻度を多くするといった対応も考えられるが、活性炭フィルタを増設するには別途費用がかかることや工事のために設備を一定期間停止させる必要があり現実的に実施が難しい。これらの状況から活性炭フィルタの交換頻度を早める対応を取ることとした。運転実績から運転時間が 400 時間程度経過すると活性炭が破過すると考えられるため、それよりも短い運転時間 150 時間程度で活性炭フィルタを交換することとした。

現状では、バイオガス精製装置は問題なく稼働しており、精製後のバイオガス中のメタン濃度は 95%以上をキープしている。

今後、精製装置の新設・導入のための留意点として、原料バイオガスの成分分析項目に油分などについての分析を追加することで原料バイオガスに応じた設備設計が可能となり、同様のトラブルは回避できると考えられる。

2.2 車両利用に関する技術実証（製品ガスのエンジン性能試験）

本実証施設で製造した製品ガスは昨年度から生ごみ収集車両の走行実証において CNG 車の燃料として使用されており、燃料として実使用上の問題は出ていない。車両燃料としての品質を実証するため、CNG 車の燃料として想定されている都市ガス 13A と本実証で製造した製品ガス（13A 相当）についていすゞ自動車株式会社の協力を得て、エンジン性能試験を実施した。エンジン性能試験の実施に当たり、専用のカードルに製品ガスを充填し試験施設まで輸送した（図 2-12）。



図 2-12 充填中のカードル（左）とエンジン性能試験中の様子（右）

試験の結果、実証施設で製造した製品ガス（13A 相当）については、都市ガス 13A と同等であることが確認できた。以下に試験結果を示す。

2.2.1 試験用燃料ガス

試験で使用したガスは表 2-11 の 2 種類である。

表 2-11 試験用燃料ガス

製品ガス (13A 相当)	実証施設で製造した製品ガス。 メタン濃度 95vol%以上の精製バイオメタンに LP ガスを添加したもの。精製バイオメタンと LP ガスの体積比率は 100:9。
都市ガス 13A	CNG 車の燃料として想定されているガス。 成分及び濃度または濃度範囲 ¹⁶ <>内は代表組成 メタン 70～85wt% (<88.9>vol%) エタン 20wt%未満 (<6.8>vol%) プロパン 25wt%未満 (<3.1>vol%) ブタン 20wt%未満 (<1.2>vol%)

2.2.2 試験用エンジン

試験用エンジンは車両走行実証で使用されている CNG トラックに搭載されているものと同種の 4H1V-CNG エンジンを使用した（表 2-12）。

¹⁶ 大阪ガス 都市ガス 13A（導管による供給）安全データシート（SDS）

<https://www.osakagas.co.jp/company/business/service06/pdf/20220301-1.pdf>

表 2-12 エンジン諸元

エンジン型式	4HV1
最高出力	96kW / 3200rpm
最大トルク	353Nm / 1400rpm
総排気量	4570 cc
気筒数及び配置等	直列 4 気筒、4 サイクル
燃料の種類	圧縮天然ガス(CNG)

2.2.3 試験内容

試験の内容は、JE05 モード試験と全負荷試験の 2 種類の試験を実施した。それぞれの概要と目的は表 2-13 の通りである。

表 2-13 エンジン性能試験の概要

試験	概要	目的
JE05 モード試験	NGV の排出ガス規制適合を評価する試験	排出ガス成分への影響評価を主目的に実施
全負荷試験	アクセル開度全開での定常試験	エンジン出力への影響評価を主目的に実施

圧縮天然ガス自動車の排ガス技術指針（2008）による規制値は、表 2-14 の通りである。赤枠で囲んだ車両総重量（3.5t 超）が今回の実証車両に該当する。

表 2-14 圧縮天然ガス自動車排ガス技術指針（2008）¹⁷

自動車の種別		測定モード (単位)	平均排ガス値		
			CO	NMHC	NOx
乗用車※21（定員10人以下）		JC08 (g/km)	1.15	0.025	0.025
トラック・バス	軽貨物		4.02	0.025	0.025
	車両総重量（1.7t以下）		1.15	0.025	0.025
	車両総重量（1.7t超～3.5t以下）		2.55	0.025	0.035
	車両総重量（3.5t超）	JE05 (g/kWh)	16.0	0.17	0.5

2.2.4 JE05 モード試験結果

JE05 モード試験の結果、実証施設で製造した製品ガス（13A 相当）については、CO（一酸化炭素）、NMHC（非メタン炭化水素）、NOx（窒素酸化物）いずれも規制値内であり、製品ガス（13A 相当）と都市ガス 13A の試験結果に有意差は見られなかった（図 2-13、図

¹⁷ 天然ガス自動車の普及に向けて 一般社団法人日本ガス協会 2021 年 8 月
https://www.gas.or.jp/ngvj/pdf/ngvj_catalog_spread.pdf

2-14)。燃料成分を 13A 同等に調整してあるため、排出ガスでも同等程度の結果が得られたと考えられる。

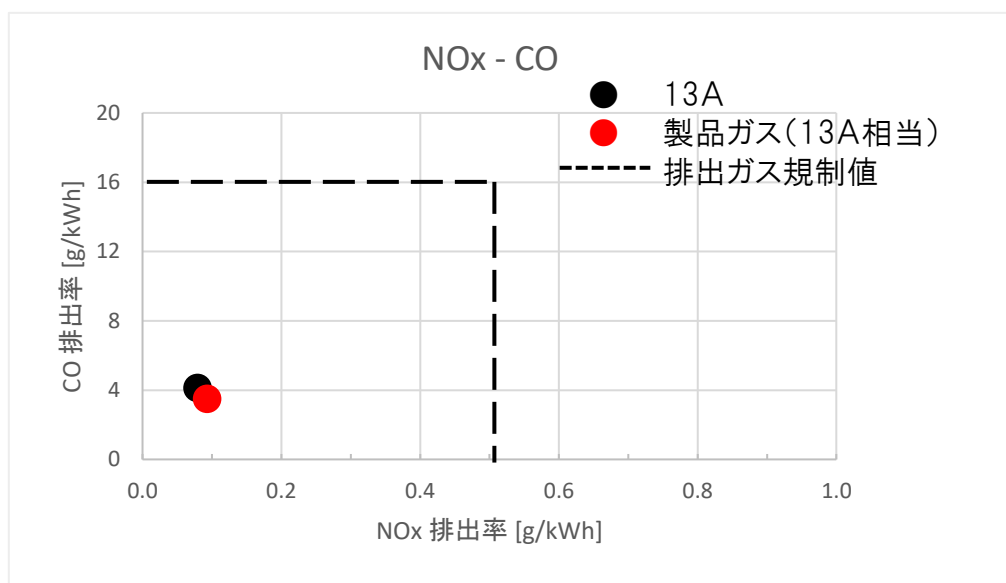


図 2-13 NOx-CO 排出率

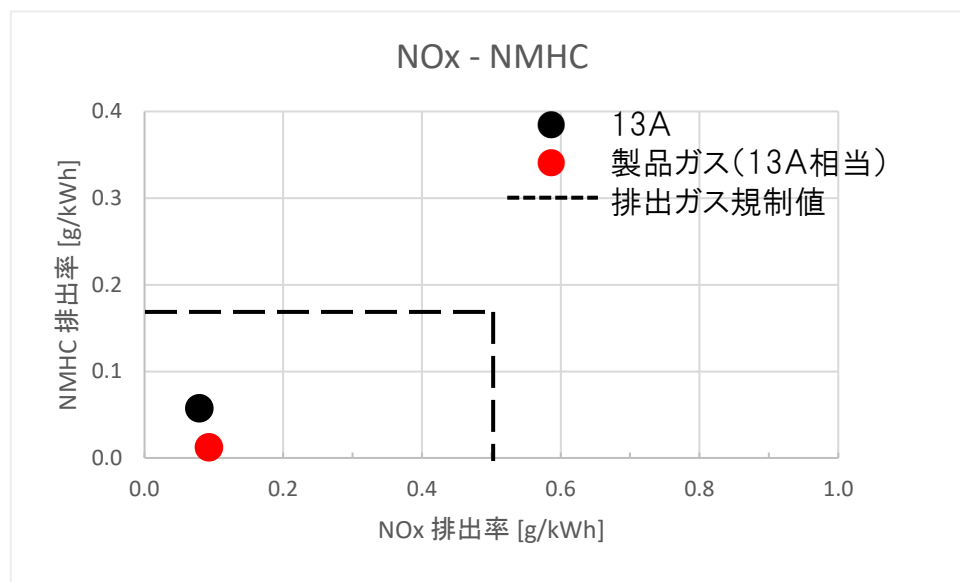


図 2-14 NOx-NMHC 排出率

2.2.5 全負荷試験結果

エンジンの出力への影響評価のために実施した全負荷試験でも、製品ガス（13A 相当）と都市ガス 13A に顕著な特異点は見られなかった（図 2-15）。これらの結果から、製品ガス（13A 相当）については車両燃料として問題なく使用できることが確認された。

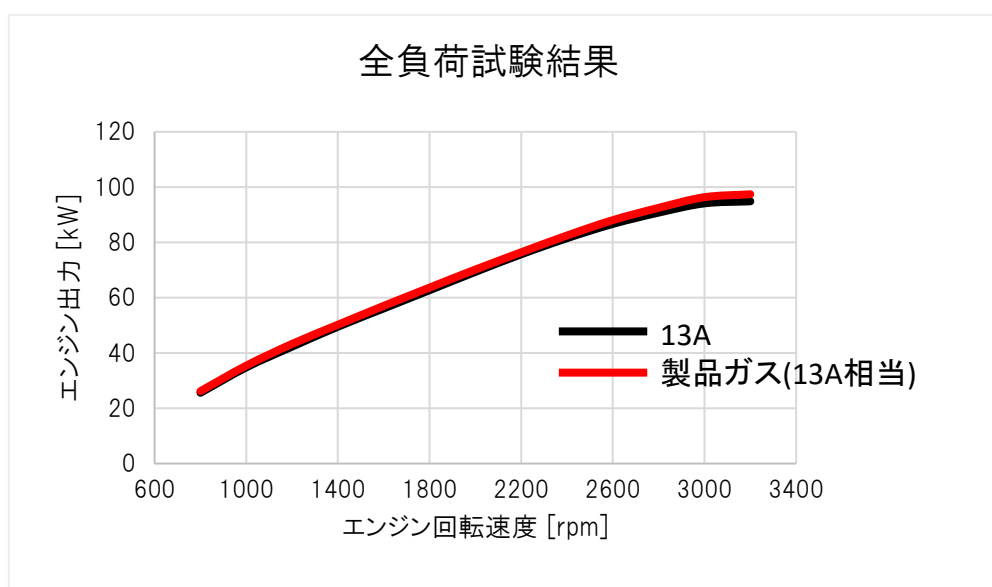


図 2-15 全負荷試験の結果

2.3 経済性評価及び二酸化炭素排出量削減効果

本事業では、メタンガスの精製及び精製バイオメタンの利用について、技術的な課題の有無や実用性の検証と、将来的な普及に向けての戦略作りを目指している。普及のためには、技術の確立や実用性だけでなく、温室効果ガス削減効果や経済性の評価が必要となる。昨年度は評価のための普及規模及び評価境界の条件設定を行ったが、今年度はこれを基に経済性評価と CO₂ 排出量削減効果について試算を行った。

本項目の段落構成は以下の通りである。

2.3.1 普及規模の設定条件、ケース分類と評価境界（p. 44～）では、試算に当たっての前提条件、試算を行う 8 ケースの想定及び評価範囲について記載した。

2.3.2 コスト及び CO₂ 排出量のケース別評価の試算結果（p. 52～）では、ケース別に試算結果をとりまとめた一覧表を記載した。具体的な試算条件や試算対象、試算プロセス等については、2.3.3 想定自治体規模とガス発生量試算（p. 54～）、2.3.4 施設・設備規模及びコスト試算（p. 57～）、2.3.5 CO₂ 排出量試算（p. 77～）に記載した。

2.3.6 まとめ（p. 89～）では、試算結果を含めた最終的なまとめとして、試算によって得られた考察も含め、今後の展望や精製バイオメタンのシステム外利用等について記載した。

2.3.1 普及規模の設定条件、ケース分類と評価境界

普及規模での経済性評価、CO₂排出量削減効果の試算を行うに当たり、前提条件について整理を行い、試算を行うケースの分類及び評価範囲等の設定を行った。

(1) 普及規模設定の前提条件

普及規模の設定に当たり、自治体が一般廃棄物のごみ処理施設を新たに建設するものとした場合を前提として、想定自治体の規模を設定した。

現状の一般廃棄物処理で広く行われているのは、焼却施設とし尿処理施設を有した処理システムである。環境省による環循適発第 1903293 号（2019 年 3 月 29 日発出）では、廃棄物の広域化・集約化の推進のため「ごみの焼却についてはエネルギー利活用の観点から、100t/日以上全連続燃焼式ごみ焼却施設を設置できるようにすること」とされていることから、まずは焼却施設規模 100t/日を最小普及規模として設定した。この焼却施設規模を基に想定自治体の人口規模の試算を行い、従来通り「可燃ごみはすべて焼却、し尿・浄化槽汚泥等は汚水処理した場合（本事業においては「従来处理」とされる）」と、「生ごみを分別し、し尿等とともにメタン発酵処理によりエネルギー化した場合」とで比較評価を行うこととした。さらにエネルギー化については、メタン発酵処理施設で発生したバイオガスでガス発電を行い電力利用する場合（「現状処理」）と、ガス精製を行いガス利用する場合（「提案システム」）で比較評価を行うこととした。

なお汚水処理においては、人口規模が小さい自治体ほど下水道普及率が低くなっている。総務省の資料によると 100 万人以上の人口規模では下水道普及率が 99.2%であるが、5～10 万人では 64.7%、5 万人未満では 50.2%とされている（表 2-15）¹⁸。小規模自治体ではし尿処理施設を廃止することもできず、下水処理施設とし尿処理施設を両方維持管理していることも多いと考えられる。

¹⁸ 下水道事業についての現状と課題 総務省 2018 年 2 月
https://www.soumu.go.jp/main_content/000536241.pdf

表 2-15 污水处理人口普及状況（人口規模別・污水处理施設別・2016 年度）¹⁹

人口規模	100 万人 以上	50～100 万人	30～50 万人	10～30 万人	5～10 万人	5 万人 未満
総人口(万人)	2,947	1,121	1,727	3,124	1,825	2,010
処理人口(万人)	2,935	1,053	1,609	2,813	1,547	1,574
市町村数	12	16	44	192	260	1,185
污水处理人口普及率	99.6%	94.0%	93.1%	90.0%	84.8%	78.3%
処理方法内訳						
下水道	99.2%	87.4%	84.4%	77.8%	64.7%	50.2%
浄化槽・集落排水・コミプラ	0.4%	6.6%	8.7%	12.2%	20.1%	28.1%
汲み取り・その他	0.4%	6.0%	6.9%	10.0%	15.2%	21.7%

メタン発酵のメリットは、含水率の高い生ごみやし尿を低エネルギーで処理できることであり、発酵残渣は農地還元することで肥料として活用が可能である。また施設の設置費用や維持管理費についても焼却施設やし尿処理施設と比較して安価であるとされている。

(2) 評価ケースの設定

比較評価を行うケースの設定に当たり、想定自治体の一般廃棄物処理システムとエネルギー利用条件について分類を行い、その組み合わせによりケース設定を行った。

表 2-16 に各分類項目の説明を、表 2-17 に設定した評価ケースを示す。

分類項目は本事業に即して「処理システム」「車両燃料種別」「LP ガス添加率」の 3 項目を設定し、評価ケースはその組み合わせにより 8 ケースを設定した。

以降、生ごみを分別していない可燃ごみを「未分別可燃ごみ」、生ごみを分別し残った可燃ごみを「分別後可燃ごみ」と記載する。

¹⁹ 下水道事業についての現状と課題 総務省 2018 年 2 月

P4 の資料を基に作成。総人口から污水处理人口普及率を差し引いた値を「汲み取り・その他」として算出した。

https://www.soumu.go.jp/main_content/000536241.pdf

表 2-16 各分類項目の説明

分類項目	説 明
処理システム	一般廃棄物の処理方式により設定(4 分類) ・<u>従来处理</u> (〔①従来处理〕と表記) 未分別可燃ごみを焼却施設で焼却 浄化槽汚泥・し尿をし尿処理施設で処分 ・<u>現状処理</u> (〔②メタン・発電〕と表記) 分別後可燃ごみを焼却施設で焼却 生ごみ・浄化槽汚泥・し尿をメタン発酵処理施設でバイオガス化 バイオガス発電により電力利用 ・<u>提案システム</u> (〔③メタン・ガス精製〕と表記) 分別後可燃ごみを焼却施設で焼却 生ごみ・浄化槽汚泥・し尿をメタン発酵処理施設でバイオガス化 精製・充填設備の電力需要相当分をバイオガスで発電、残ったガスは精製後にガス利用 ・<u>提案システム'</u> (〔③'一部発電なし〕と表記) 上記③においてバイオガス発電を行わず、発生ガスを全量精製しガス利用 (③のうち最も CO₂ 排出量の少ない最良 1 ケースのみで試算)
車両燃料種別	処理システム内で使用する以下の車両の燃料種別により設定 ○可燃ごみ収集用パッカー車(3 分類) ・<u>軽油をディーゼル車で利用</u> (D と表記) ・<u>発電電力を EV 車で利用</u> (EV と表記) ・<u>精製バイオメタンを CNG 車で利用</u> (CNG と表記) ○生ごみ収集用トラック(2 分類) ・<u>発電電力を EV 車で利用</u> (EV と表記) ・<u>精製バイオメタンを CNG 車で利用</u> (CNG と表記) ※パッカー車・トラックの車両燃料種別組み合わせの表記は下記の通り パッカー車燃料種別/トラック燃料種別
LP ガス添加率	精製バイオメタン 100 に対する添加 LP ガスの体積比率により設定(2 分類) ・<u>精製バイオメタン:LP ガス=100:9 (LP ガス添加率 9%と表記)</u> ・<u>精製バイオメタン:LP ガス=100:2 (LP ガス添加率 2%と表記)</u>

表 2-17 評価ケース

分類項目		評価ケース（想定8ケース）							
処理システム		①従来 処理	②メタン・ 発電	②メタン・ 発電	③メタン・ ガス精製	③メタン・ ガス精製	③メタン・ ガス精製	③メタン・ ガス精製	③'一部 発電なし
車両燃料 種別	可燃ごみ 収集用 パッカー車	D (軽油)	D (軽油)	EV (発電電力)	D (軽油)	D (軽油)	CNG (精製バイオ メタン)	CNG (精製バイオ メタン)	D (軽油)
	生ごみ 収集用 トラック	-	EV (発電電力)	EV (発電電力)	CNG (精製バイオ メタン)	CNG (精製バイオ メタン)	CNG (精製バイオ メタン)	CNG (精製バイオ メタン)	CNG (精製バイオ メタン)
LPガス添加率		-	-	-	9%	2%	9%	2%	2%

「処理システム」については4分類を想定した。〔③メタン・ガス精製〕は、精製・車両充填設備に必要な電力をバイオガスで発電する想定²⁰としたが、〔③メタン・ガス精製〕のうち最もCO₂排出量の少ない最良1ケースについて、〔③'一部発電なし〕としてバイオガス発電を行わない場合でも試算を行った。

「車両燃料種別」については、システム内で利用する車両として、可燃ごみ収集用パッカー車で3分類、生ごみ収集用トラックで2分類を設定した。生ごみ収集用トラックはディーゼル車を使用しないものとした。なお〔①従来処理〕では生ごみを分別収集しないため、生ごみ収集用トラックを使用しないものとした。

「LPガス添加率」（精製バイオメタン100に対する添加LPガスの体積比率）については2分類を設定した。なお〔①従来処理〕〔②メタン・発電〕ではガス精製を行わないため設定しないものとした。LPガス添加率は9%で都市ガス13A相当、2%で都市ガス12A相当となる。本実証では車両の想定燃料である都市ガス13A相当の製品ガスの製造・利用実証を行った後、さらにCO₂排出の少ない燃料ガスとしてLPガス添加率を2%まで引き下げて実証を実施している。添加率の引き下げ検討については2.1.2 (3) LPガス添加率の引き下げ検討(p. 27～)に記載した通りである。

(3) 評価ケースの表記

各評価ケースは表 2-16 の表記方法を用い、処理システム、車両燃料種別、LPガス添加率の併記により示すものとする。

ただし示すケースが明らかな場合は、簡略化のため省略して記載する場合がある。またLPガス添加率は〔③メタン・ガス精製〕〔③'一部発電なし〕の場合に限り記載を行うものとし、%のみで記載を行う場合がある。

²⁰ 設備の電力需要相当分の発電を想定。ブラックアウト時の給電等については想定していない。

(4) 評価境界の設定

処理システムごとに各ケースのフロー図と評価境界を示す（図 2-16～図 2-21）。各処理施設（焼却施設、メタン発酵処理施設、し尿処理施設、発電設備、ガス精製設備等）は試算上同一敷地内にあるものとし、施設間輸送については考慮しないものとした。なお今年度の評価に際し、処理フローと評価境界について昨年度報告書より一部見直しを行った。

[①従来処理]

[①従来処理] の処理方法は以下の通りである。

- ・ 未分別可燃ごみは焼却施設で焼却する
- ・ 浄化槽汚泥・し尿はし尿処理施設で処理する
- ・ 評価範囲の利用車両は可燃ごみ収集用パッカー車（ディーゼル車）とする

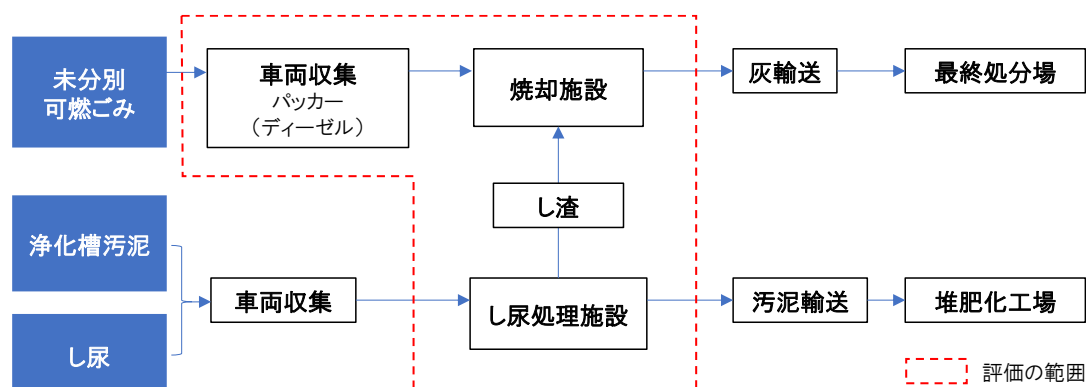


図 2-16 ①従来処理 (D/-)

なお浄化槽汚泥及びし尿の収集車両（バキュームカー）については、運搬する浄化槽汚泥・し尿がすべてのケースで同じ量となることから、同じ設定になるものとして評価範囲に含めず試算を行った。

[②メタン・発電]

[②メタン・発電] の処理方法は以下の通りである。

- ・ 可燃ごみから生ごみを分別する
- ・ 分別後可燃ごみは焼却施設で焼却する
- ・ 生ごみ・浄化槽汚泥・し尿はメタン発酵処理施設でバイオガス化しガス発電を行う
- ・ 発電電力は評価範囲の車両（可燃ごみ収集用パッカー車・生ごみ収集用トラック）で利用する
- ・ パッカー車はディーゼル車または EV 車とし、トラックは EV 車のみとする（車両燃料種別 D/EV または EV/EV）
- ・ 車両利用分以外の電力はシステム外に供給する

〔②メタン・発電〕については、車両燃料種別により2ケースを想定した。なおシステム外供給については、電力供給によるCO₂削減可能量のみを評価の対象とした。供給に必要な施設設備等に係るコスト及びCO₂排出量は、供給エネルギーの利用用途や供給方法により異なるため考慮しないものとした。

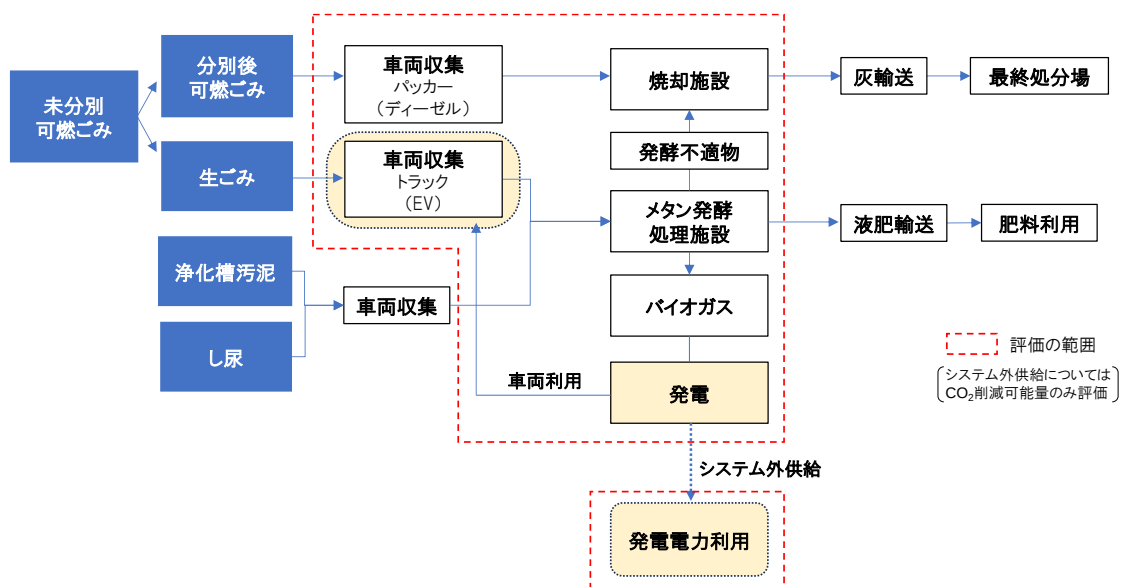


図 2-17 ②メタン・発電 (D/EV)

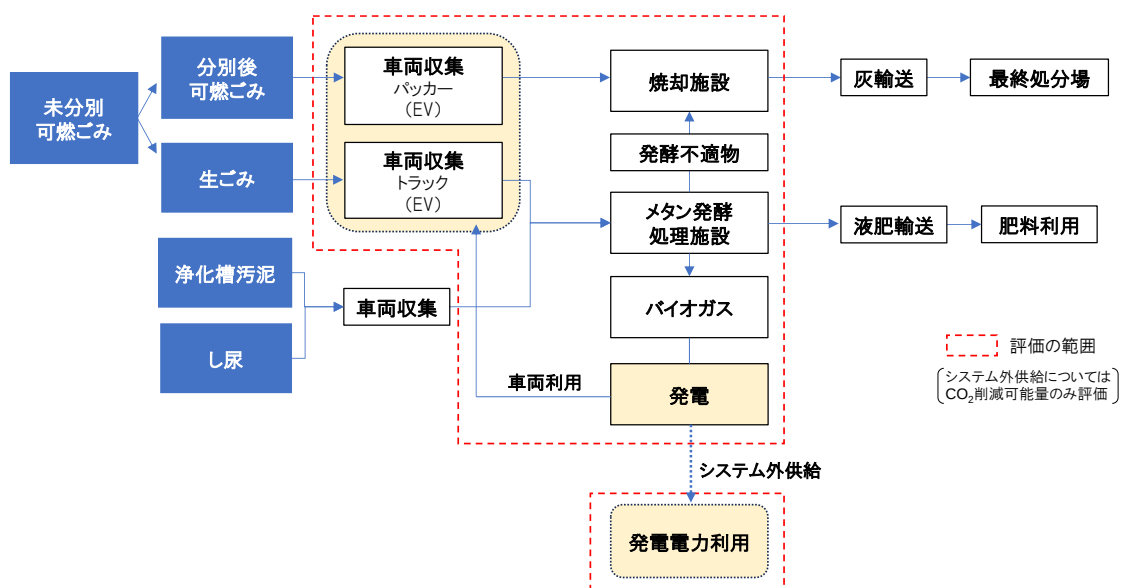


図 2-18 ②メタン・発電 (EV/EV)

〔③メタン・ガス精製〕

〔③メタン・ガス精製〕の処理方法は以下の通りである。

- ・ 可燃ごみから生ごみを分別する
- ・ 分別後可燃ごみは焼却施設で焼却する
- ・ 生ごみ・浄化槽汚泥・し尿はメタン発酵処理施設でバイオガス化を行う
- ・ 精製・充填設備の電力需要相当分をバイオガスで発電、残ったガスは精製する
- ・ 精製バイオメタンは CNG 車の燃料として評価範囲の車両(可燃ごみ収集用パッカー車・生ごみ収集用トラック)で利用する
- ・ パッカー車はディーゼル車または CNG 車とし、トラックは CNG 車のみとする(車両燃料種別 D/CNG または CNG/CNG)
- ・ 精製バイオメタンへの LP ガスの添加についてはシステム内の車両に必要な分のみとし、LP ガス添加率は 9%または 2%とする
- ・ 車両利用分以外の精製バイオメタンはシステム外に供給する

〔③メタン・ガス精製〕については、車両燃料種別及び LP ガス添加率の組み合わせにより 4 ケースを想定した。なおシステム外供給については、精製バイオメタンの供給による CO₂ 削減可能量のみを評価の対象とした。供給に必要な施設設備等に係るコスト及び CO₂ 排出量は、供給エネルギーの利用用途や供給方法により異なるため考慮しないものとした。

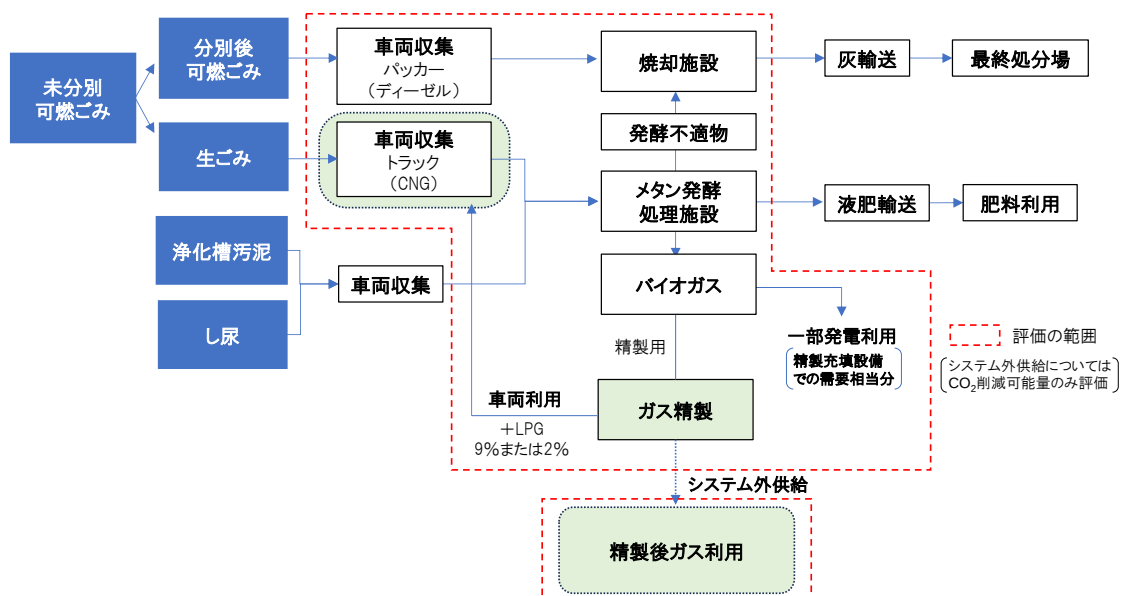


図 2-19 ③メタン・ガス精製 (D/CNG、LP ガス添加率 9%または 2%)

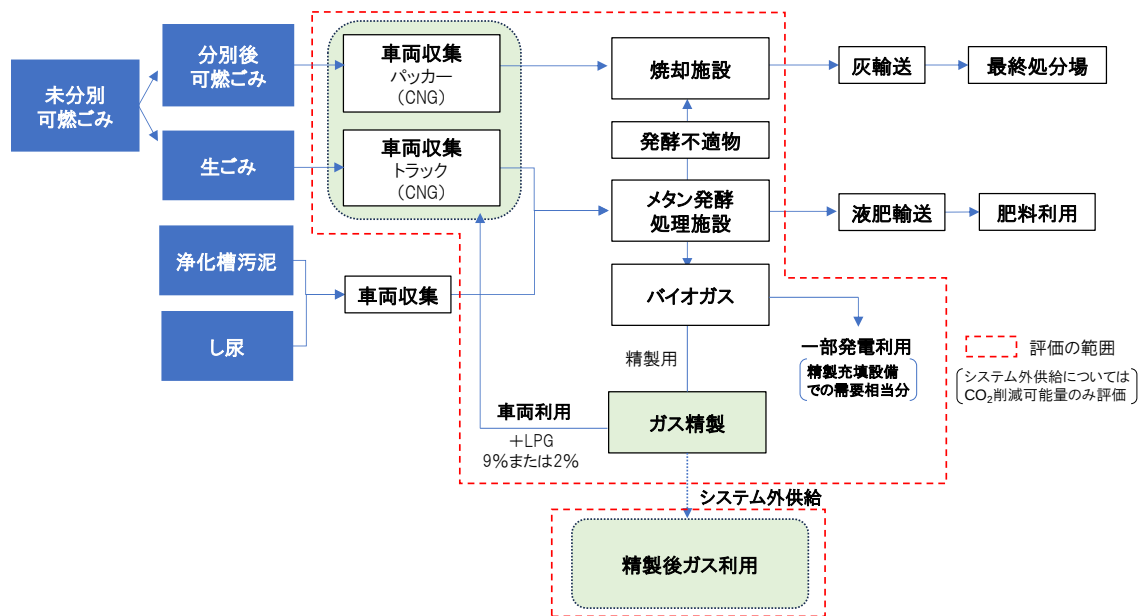


図 2-20 ③メタン・ガス精製（CNG/CNG、LP ガス添加率 9%または 2%）

〔③'一部発電なし〕

〔③'一部発電なし〕については、〔③メタン・ガス精製〕の 4 ケースのうち最も総 CO₂ 排出量が少ない結果となった車両燃料種別 D/CNG、LP ガス添加率 2%のケース（以下〔③'一部発電なし〕との比較時においては〔③最良ケース〕と記載する。）で試算を行った。処理方法は以下の通りである。

- ・ 可燃ごみから生ごみを分別する
- ・ 分別後可燃ごみは焼却施設で焼却する
- ・ 生ごみ・浄化槽汚泥・し尿はメタン発酵処理施設でバイオガス化し全量精製を行う（バイオガス発電は行わない）
- ・ 精製バイオメタンは CNG 車の燃料として評価範囲の車両で利用する
- ・ 可燃ごみ収集用パッカー車はディーゼル車とし、生ごみ収集用トラックは CNG 車のみとする（車両燃料種別 D/CNG）
- ・ 精製バイオメタンへの LP ガスの添加についてはシステム内の車両に必要な分のみとし、LP ガス添加率は 2%とする
- ・ 車両利用分以外の精製バイオメタンはシステム外に供給する

システム外供給については、〔③メタン・ガス精製〕と同様に、精製バイオメタンの供給による CO₂ 削減可能量のみを評価の対象とし、供給に必要な施設設備等に係るコスト及び CO₂ 排出量は考慮しないものとした。

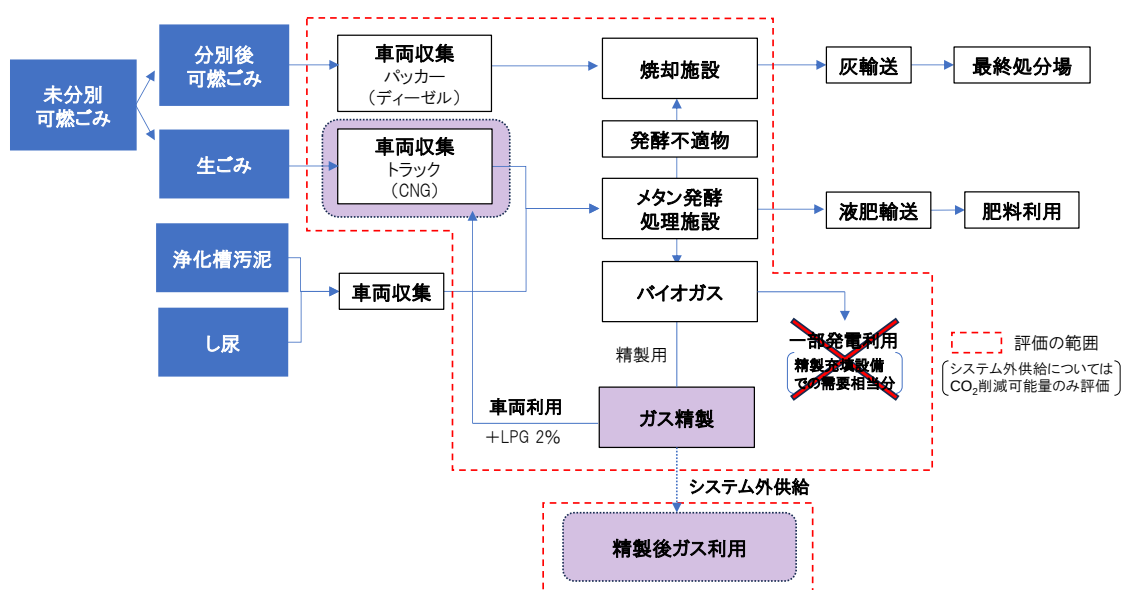


図 2-21 ③'一部発電なし (D/CNG、LP ガス添加率 2%)

なお参考までに、[②メタン・発電] [③メタン・ガス精製] のうち CO₂ 排出量の低いケース、及び [③'一部発電なし] について、原料量や処理量、生成量等を記載したフロー図を 3.2 ケース図 (数値入り) (p. 96～) に掲載した。

2.3.2 コスト及び CO₂ 排出量のケース別評価の試算結果

設定した 8 ケースのケース別コスト及び CO₂ 排出量について、試算結果をとりまとめた一覧表を示す (表 2-18)。

表 2-18 ケース別コスト・CO₂ 排出量まとめ

処理システム			①従来 処理	②メタン・発電		③メタン・ガス精製				③'一部 発電なし
可燃ごみ収集用パッカー車 燃料種別			D	D	EV	D	D	CNG	CNG	D
生ごみ収集用トラック 燃料種別			-	EV	EV	CNG	CNG	CNG	CNG	CNG
LPガス添加率			-	-	-	9%	2%	9%	2%	2%
コスト	初期費用	百万円	15,334	9,086	9,256	8,802	8,802	8,849	8,849	8,677
	運転維持費	百万円/年	709	642	629	660	658	651	646	688
システム外 供給量	電力量	MWh/年	-	3,501	3,375	-	-	-	-	-
	精製バイオメタン (熱量)	GJ/年	-	-	-	25,952	25,734	21,901	21,404	35,663
CO ₂ 排出量	システム外供給 なし	tCO ₂ /年	13,063	-	-	-	-	-	-	-
	システム外供給時 (電力)	tCO ₂ /年	-	7,461	7,286	-	-	-	-	-
	(精製バイオメタン・ 都市ガス代替)	tCO ₂ /年	-	-	-	7,694	7,665	7,734	7,667	7,671
	(精製バイオメタン・ 軽油代替)	tCO ₂ /年	-	-	-	7,209	7,183	7,325	7,267	7,004

初期費用については、[③'一部発電なし] で最も安価となり 8,677 百万円であった。CO₂ 排出量についても同様に最も低くなり、年間 7,004tCO₂ となった。運転維持費については、[②メタン・発電] (EV/EV) が最も安価で年間 629 百万円となった(表内の青枠)。

[①従来处理] では、初期費用、運転維持費、CO₂ 排出量いずれも全ケースで最大となった(表内の赤枠)。

自治体でごみ処理施設を新規整備する場合、従来行われてきた焼却施設・し尿処理施設による一般廃棄物処理(①)と比較して、メタン発酵処理施設を有し、生ごみやし尿・浄化槽汚泥等のバイオマス資源のエネルギー化を行う処理システム(②・③・③')のほうが、コスト(初期費用及び運転維持費)、CO₂ 排出量ともに抑えられる結果となった。

エネルギー利用方法としてバイオガス発電利用とガス精製利用を比較した場合は、ケースによるが、より排出係数の高い燃料の代替としてガスのまま利用したほうが有利となるケースがあった。

ただし、今回の試算では長期的なコスト試算は行っておらず、システム外利用時の追加設備等にかかるコストや CO₂ 排出量等については試算に含めていない。またごみ処理施設整備時に係る補助金・交付金等や、エネルギーをシステム外利用した場合の売却益等についても考慮していない。実際の自治体等で処理システムの検討を行う際は、個別の条件や想定に合わせたより具体的な評価を行う必要がある。

次項からは試算の具体的な内容と結果を記載する。

2.3.3 想定自治体規模とガス発生量試算

日量 100t の焼却施設を持つ想定自治体の人口規模の試算を行い、ごみ種別排出量、浄化槽汚泥・し尿量、メタン発酵処理施設での発生バイオガス量の試算を行った。

(1) 想定自治体の人口規模

日量 100t の焼却施設を持つ想定自治体について、ごみ量の試算条件を表 2-19 の通り設定し、1 人 1 日当たりの直接焼却ごみ（未分別可燃ごみ）排出量から表 2-20 の通り人口規模を算出した。

表 2-19 ごみ量試算条件²¹

総人口	千人	126,740
ごみ総排出量	千 t/年	41,669
計画収集量	千 t/年	36,160
直接搬入量	千 t/年	3,866
集団回収量	千 t/年	1,643
(排出形態)		
生活系ごみ排出量	千 t/年	30,016
うち家庭排出ごみ	千 t/年	24,040
事業系ごみ排出量	千 t/年	11,653
(処理状況)		
うち直接焼却量	千 t/年	31,872
直接焼却率		76.5%
一般廃棄物中の生活系生ごみ割合		23.7%
一般廃棄物中の事業系生ごみ割合		10.5%
生活系生ごみ量	千 t/年	9,876
事業系生ごみ量	千 t/年	4,375
一般廃棄物中の生ごみ量合計	千 t/年	14,251
1 人 1 日当たりの総ごみ排出量	kg/人・日	0.901
1 人 1 日当たりの直接焼却ごみ排出量	kg/人・日	0.689
1 人 1 日当たりの生ごみ排出量(生活系+事業系)	kg/人・日	0.308

²¹ 日本の廃棄物処理（令和 2 年度版） 環境省 2022 年 3 月

https://www.env.go.jp/recycle/waste_tech/ippan/r2/data/disposal.pdf

第 1 回「生ごみ等 3R・処理に関する検討会」配布資料「生ごみの分類と発生・処理状況」 環境省 2005 年 9 月 29 日 https://www.env.go.jp/recycle/waste/conf_raw_g/01/mat03.pdf

表 2-20 焼却施設 100t/日の自治体人口規模

焼却施設規模	t/日	100
実稼働率		0.77
調整稼働率		0.96
余裕率		10%
想定焼却ごみ日量	t/日	66.9
人口規模	人	97,172

これより想定自治体の人口規模を 97,000 人と設定した。

(2) 発生バイオガス量の試算

想定自治体におけるごみ種別排出量、浄化槽汚泥・し尿量を試算し、生ごみ及び浄化槽汚泥・し尿量から発生バイオガス量を算出した（表 2-21）。

表 2-21 発生バイオガス量²²

項目	単位	値	
想定人口	人	97,000	
焼却ごみ(未分別可燃ごみ)量	t/日	66.8	
うち分別後可燃ごみ排出量	t/日	36.9	
うち生ごみ排出量	t/日	29.9	
【生ごみ】			
ガス発生量単位 ²³	Nm ³ /t	150	
発生バイオガス量	Nm ³ /日	4,482	
【浄化槽汚泥・し尿】 (浄化槽汚泥) (し尿)			
処理人口普及率 ²⁴	%	20.1%	15.2%
処理人口	人	19,497	14,744
1 人 1 日 当 たり 排 出 量 ²⁵	L/人・日	1.66	2.71
浄化槽汚泥・し尿排出量	kL/日	32.4	40.0
浄化槽汚泥・し尿合計量	kL/日	72.3	
比重		1.00	1.02
浄化槽汚泥・し尿排出量	t/日	32.4	40.8
浄化槽汚泥・し尿合計量	t/日	73.1	
ガス発生量単位 ²³	Nm ³ /t	14	
発生バイオガス量	Nm ³ /日	1,024	
【合計】			
発生バイオガス量合計(日量)	Nm ³ /日	5,506	
発生バイオガス量合計(年間)	Nm ³ /年	2,009,665	

発生バイオガス量は、収集した生ごみ及び浄化槽汚泥・し尿を全量メタン発酵処理した場合で日量 5,506Nm³、年間 2,009,665Nm³と試算される。なお本試算では生ごみの分別協力

²² 2.3 経済性評価及び二酸化炭素排出量削減効果 の各試算においては、端数処理の関係で内訳と合計等が一致しない場合がある。

²³ 廃棄物系バイオマス利活用導入マニュアル（メタンガス化施設導入に向けた検討簡易マニュアル） 環境省 2017年3月

https://www.env.go.jp/recycle/waste/biomass/data/manual_r_kan-i.pdf

なおガス発生量単位は原料となる生ごみ等の含水率やごみ組成によることから、実際は各自治体の原料による検証が必要である。

²⁴ 表 2-15 参照。浄化槽汚泥は「浄化槽・集落排水・コミプラ」、し尿は「汲み取り・その他」と想定した。

²⁵ 日本の廃棄物処理（令和2年度版） 環境省 2022年3月

https://www.env.go.jp/recycle/waste_tech/ippan/r2/data/disposal.pdf

率は設定していないが、実際のケースでは各自治体の実状を踏まえ協力率の設定を検討する必要がある。

2.3.4 施設・設備規模及びコスト試算

施設・設備のコスト試算に当たり、対象としたのは「焼却施設」「し尿処理施設」「メタン発酵処理施設」「バイオガス発電・充電設備（〔②メタン・発電〕で設置）」「ガス精製・貯蔵・充填設備（〔③メタン・ガス精製〕及び〔③'一部発電なし〕で設置）」「車両」の6種である。「システム外へのエネルギー供給」にかかるコストについては本試算では対象としていない。

「車両」は車両燃料種別及びLPガス添加率も考慮した8ケースで分類し、その他は処理システムで分類して試算を行った。また〔③'一部発電なし〕は、「ガス精製・貯蔵・充填設備」以外は〔③最良ケース〕と同じ想定となるため、その結果を適用するものとした。

なお施設設備の初期費用・運転維持費は、基本的には「施設規模（設備数）」×「想定単価」により算出を行った。想定単価は公開・公表資料を参考に算出し設定した。消費税については、想定単価算出の参考資料において税額が分かる場合は税抜で試算を行ったが、不明の場合は記載の額で試算を行った。交付金等や、システム外供給の場合のエネルギー売却益等は考慮しないものとした。

(1) 試算の結果

まずは試算結果についてとりまとめた一覧表を示す。施設・設備規模の試算結果を表2-22に、ケース別コストの試算結果を表2-23にまとめる。

表 2-22 施設・設備規模及び処理量

処理システム		①従来 処理	②メタン ・発電	③メタン ・ガス精製 (③適用)	備考
【施設規模】					
焼却施設	t/日	100.0		56.0	①は発電・施設内利用、それ以外は発電なし 実稼働率0.77、調整稼働率0.96、余裕率10%
し尿処理施設	kL/日	83.2		-	膜分離高負荷脱窒素処理方式 計画月最大変動係数1.15
メタン発酵処理施設	t/日	-		123.1	中温湿式・液肥利用 年間350日稼働、調整稼働率0.96、余裕率10%
【処理量】					
焼却施設	t/日	66.8		36.9	可燃ごみ ①は生ごみ分別なし、②③は分別
し尿処理施設	kL/日	72.3		-	浄化槽等汚泥・し尿
メタン発酵処理施設	t/日	-		103.0	生ごみ・浄化槽等汚泥・し尿
【車両台数】					
可燃ごみ収集用パッカー車(2t)	台	24		14	可燃ごみ収集用 週5日×2往復(総90km/日)×年間51週
生ごみ収集用トラック(2t)	台	-		11	生ごみ収集用 週5日×2往復(総90km/日)×年間51週

表 2-23 ケース別コストまとめ

処理システム		①従来 処理	②メタン・発電	③メタン・ガス精製	③一部 発電なし
可燃ごみ収集用パッカー車 燃料種別		D	D EV	D D CNG CNG	D
生ごみ収集用トラック 燃料種別		-	EV EV	CNG CNG CNG CNG	CNG
LPガス添加率		-	- -	9% 2% 9% 2%	2%
【初期費用】					
焼却施設 建設費	百万円	12,231	6,368	同左 6,368	同左 6,368
し尿処理施設 建設費	百万円	2,936	-	-	-
メタン発酵処理施設 建設費	百万円	-	1,850	1,449	1,449
ケース②設備 発電設備 設備+工事費	百万円	-	565	-	-
充電設備 設備+工事費	百万円	-	34	-	-
ケース③設備 精製・貯蔵・充填設備 建設費	百万円	-	-	814	689
発電設備 設備+工事費	百万円	-	-	上記に含む	なし
車両 可燃ごみ収集用パッカー車(ディーゼル) 購入費	百万円	167	97	268 97	144 97
生ごみ収集用トラック(EV/CNG) 購入費	百万円	-	172	172 75	75 75
合計	百万円	15,334	9,086	9,256 8,802	8,849 8,677
初期費用単価	百万円/処理t	110	65	66 63	63 62
【運転維持費】					
焼却施設 運転維持費(人件費・点検補修費・用役費等)	百万円/年	295	212	同左 212	同左 212
し尿処理施設 運転維持費(人件費・中間処理費等)	百万円/年	97	-	-	-
メタン発酵処理施設 運転維持費(費目詳細不明)	百万円/年	-	90	87	87
ケース②設備 発電設備 運転維持費(メンテ・電力購入費)	百万円/年	-	20	-	-
充電設備 運転維持費(維持管理費)	百万円/年	-	2	-	-
ケース③設備 精製・貯蔵・充填設備 運転維持費(メンテ・用役費)	百万円/年	-	-	34	70
発電設備 運転維持費(メンテ・電力購入費)	百万円/年	-	-	6	なし
車両 維持管理費(修繕費・保険料・車検代等)	百万円/年	12	11	11	11
人件費	百万円/年	282	294	294	294
燃料費(軽油)	百万円/年	23	13	- 13	- 13
燃料費(添加LPガス)	百万円/年	-	-	- 3.4 0.8	- 7.7 1.8
合計	百万円/年	709	642	629 660 658	651 646 688
運転維持費単価	百万円/処理t	5.1	4.6	4.5 4.7 4.7	4.7 4.6 4.9

試算を行った 8 ケースのうち、初期費用が最も安価になるのは〔③'一部発電なし〕の 8,677 百万円であるが、年間の運転維持費が最も安価になるのは〔②メタン・発電〕（EV/EV）の 629 百万円であった（表内の青枠）。〔①従来处理〕では初期費用・運転維持費ともに最も高額となった（表内の赤枠）。

長期的なコストについては今回試算を行っていないが、施設設置から 25 年間のトータルコストを単純に初期費用＋運転維持費×25 年とすると、〔②メタン・発電〕（EV/EV）が優位となる。ただし長期の評価では、設備ごとの耐用年数による設備更新コストや期間ごとのメンテナンスコストなどの要素を考慮する必要があるため、これらの要素を加味したさらなる評価が必要である。

以下、試算プロセスの詳細について記載する。

（2）ごみ種別排出量及び各施設での処理量

まず、表 2-21 で試算を行ったごみ種別排出量を基に各施設の廃棄物の日処理量をまとめると表 2-24 の通りとなる。

表 2-24 各処理施設の日処理量²⁶

施設	単位	①従来处理	②メタン・発電	③メタン・ガス精製
焼却施設	t/日	66.8	36.9	
し尿処理施設	kL/日	72.3	-	
メタン発酵処理施設	t/日	-	103.0	

〔①従来处理〕では、焼却施設で未分別可燃ごみ日量 66.8t を全量焼却し、し尿処理施設で浄化槽汚泥・し尿 72.3kL の処理を行う。〔②メタン・発電〕及び〔③メタン・ガス精製〕では、焼却施設で分別後可燃ごみ 36.9t を焼却し、生ごみ 29.9t と浄化槽汚泥・し尿 73.1t²⁷ の合計 103.0t はメタン発酵処理施設で処理を行う想定である。

この処理量をもとに、処理システム別に各施設の必要規模、コスト（建設費、運転維持費）の試算を行った。

（3）焼却施設

表 2-24 の焼却ごみ量を基に、処理システム別の焼却施設規模について試算を行った（表 2-25）。〔②メタン・発電〕及び〔③メタン・ガス精製〕では処理量が同じであるため、想定施設規模も同じとなる。

²⁶ し尿処理施設からのし尿等の運搬量は考慮していない。

²⁷ 浄化槽汚泥の比重を 1.00、し尿の比重を 1.02 として算出

表 2-25 焼却施設の想定施設規模

項目	単位	①従来处理	②メタン・発電 ③メタン・ガス精製
想定人口	人	97,000	97,000
直接焼却量	t/日	66.8	36.9
実稼働率 ²⁸		0.77	0.77
調整稼働率 ²⁸		0.96	0.96
余裕率		10%	10%
施設規模	t/日	100	56
想定発電有無		あり	なし

施設規模は、[①従来处理]では日量 100t、[②メタン・発電]及び[③メタン・ガス精製]では日量 56t となった。また、発電設備の有無についてはそれぞれ「あり」「なし」と設定した²⁹。

焼却施設の建設費・運転維持費については、公表資料より施設規模 t 当たりの想定単価を設定し、各ケースの施設規模を乗ずることで試算を行った。

焼却施設の建設費・運転維持費単価を表 2-26 に示す。なお発電設備の有無による費用の差を考慮し、異なる単価を設定した。

表 2-26 焼却施設の建設費・運転維持費単価

項目	単位	発電あり単価	発電なし単価
建設費単価	千円/施設 t	122,308	113,708
運転維持費単価	千円/施設 t・年	2,949	3,794

焼却施設の施設 t 当たりの建設費単価は、[①従来处理]では発電設備を入れることから他と比較して高い設定となったが、運転維持費単価は発電電力の場内利用による買電コストの低減により他のケースより低い設定となった。

²⁸ 環整 12 号 廃棄物処理施設整備費国庫補助金交付要領の取扱いについて 環境省 1979 年 2 月 14 日
<https://www.env.go.jp/hourei/11/000379.html>

²⁹ 日本の廃棄物処理（令和 3 年度版 環境省）では、全国の焼却施設の現状として、エネルギーの利活用として発電利用を行っているのは処理能力が日量 50t 以上 100t 未満の施設で 15.6%に留まり、100t 以上 300t 未満では 50.9%となっている。また高効率ごみ発電施設整備マニュアル（環境省 2018 年 3 月改定）では、「現状技術では 70t/日程度未満の小規模施設においては、高効率発電は言うまでもなく発電設備そのものを設置することが困難な場合が多い」との記載があることから、近年では 70t/日程度が発電設備導入可否の境目となることが想定される。

この単価を基に各システムの焼却施設の建設費・運転維持費を試算した結果を表 2-27 に示す。

表 2-27 焼却施設の建設費・運転維持費

項目	単位	①従来处理 (発電あり)	②メタン・発電 ③メタン・ガス精製 (発電なし)
建設費	百万円	12,231	6,368
運転維持費	百万円/年	295	212

(4) し尿処理施設

し尿処理施設は、し尿及び浄化槽汚泥等の処理のため〔①従来处理〕のみで建設を想定している施設である。表 2-24 の日処理量を基に、施設規模の試算を行った（表 2-28）。

表 2-28 し尿処理施設の想定施設規模

項目	単位	①従来处理
処理量	kL/日	72.3
計画月最大変動係数 ³⁰		1.15
施設規模	kL/日	83.2

し尿処理施設の建設費・運転維持費についても、公表資料より施設規模 t 当たりの想定単価を設定し、この施設規模を乗ずることで試算を行った。

建設費・運転維持費の設定単価を表 2-29 に示す。

表 2-29 し尿処理施設の建設費・運転維持費単価

項目	単位	単価
建設費単価	千円/施設 t	35,304
運転維持費単価	千円/施設 t・年	1,165

この単価を基に、し尿処理施設の建設費・運転維持費を試算した結果を表 2-30 に示す。

³⁰ 環整 108 号 廃棄物処理施設整備国庫補助事業に係る施設の構造に関する基準について 環境省 1979 年 9 月 1 日公布
<https://www.env.go.jp/hourei/11/000373.html>

表 2-30 し尿処理施設の建設費・運転維持費

項目	単位	①従来处理
建設費	百万円	2,936
運転維持費	百万円/年	97

(5) メタン発酵処理施設

メタン発酵処理施設は、生ごみ及びし尿・浄化槽汚泥等をメタン発酵によりバイオガス化し、エネルギーとして利用するための施設であり、〔②メタン・発電〕及び〔③メタン・ガス精製〕で建設を想定している。

表 2-24 の日処理量を基に施設規模の試算を行った（表 2-31）。処理量は同じであるため、想定施設規模も同じとなる。

表 2-31 メタン発酵処理施設の想定施設規模

項目	単位	②メタン・発電 ③メタン・ガス精製
処理量	t/日	103.0
実稼働率 ³¹		0.96
調整稼働率 ³¹		0.96
余裕率		10%
想定施設規模	t/日	123.1

メタン発酵処理施設の建設費・運転維持費についても、公表資料より施設規模 t 当たりの想定単価を設定し、施設規模を乗ずることで試算を行った。

建設費・運転維持費の設定単価を表 2-32 に示す。なお参考とした公表資料の単価には、メタン発酵処理施設の一部として発電設備及びガスホルダにかかる費用が含まれると思われる。〔②メタン・発電〕と〔③メタン・ガス精製〕では発電設備の想定規模が異なることから、ここでは発電設備を除いた単価を設定し、別途試算を行うこととした。また〔③メタン・ガス精製〕ではガスホルダ（吸着貯蔵設備）を別途設置することから、ガスホルダに係る費用を減算した単価とした。

³¹ 年間 350 日稼働、調整稼働率は焼却施設を参照とする。

表 2-32 メタン発酵処理施設の建設費・運転維持費単価

項目	単位	②メタン・発電 (発電設備除く)	③メタン・ガス精製 (発電設備・ ガスホルダ除く)
建設費単価	千円/施設 t	15,033	11,772
運転維持費単価	千円/施設 t・年	731	707

この単価を基に、メタン発酵処理施設の建設費・運転維持費を試算した結果を表 2-33 に示す。なお発電設備、ガスホルダ、及び発電利用・ガス利用のための施設設備にかかる費用については別途試算を行う。

表 2-33 メタン発酵処理施設の建設費・運転維持費

項目	単位	②メタン・発電 (発電設備除く)	③メタン・ガス精製 (発電設備・ ガスホルダ除く)
建設費	百万円	1,850	1,449
運転維持費	百万円/年	90	87

(6) バイオガス発電・充電設備 (②メタン・発電)

バイオガス発電・充電設備は、[②メタン・発電] で設置を想定している設備である。メタン発酵により発生したバイオガス全量をガス発電に利用し、発電電力をシステム内の EV 車に充電し利用する想定である。

バイオガス発電設備

バイオガス発電設備についても、公表資料より単価を設定し、必要台数を乗ずることで算出した。運転維持費については、メンテナンス費・電力購入費を算定の対象とした。コスト単価及び必要台数は 25kW 級発電設備に換算し試算を行った³²。

バイオガス発電設備の設定単価を表 2-34 に示す。

³² 発電設備は試算上単価設定のしやすい 25kW 級としたが、実際の導入に当たってはコストや運用等も含め設置する発電設備の能力と台数の検討が必要である。

表 2-34 バイオガス発電設備の設置費・メンテナンス費及び電力購入費単価

項目	単位	単価
設備・工事費単価(25kW 級)	千円/台	31,404
メンテナンス費単価(25kW 級)	千円/台・年	1,000
電力購入費単価 ³³	円/kWh	26.14

バイオマス発電設備の想定出力、必要台数、消費電力量を算出し、設定単価より設備・工事費、メンテナンス費、電力購入費³⁴を算出した（表 2-35）。バイオガス発電設備は年間 8,000 時間稼働するものとした。

表 2-35 バイオガス発電設備の想定出力及び設置費・メンテナンス費

項目	単位	②メタン・発電
発生バイオガス量(日)	Nm ³ /日	5,506
発生バイオガス量(時)	Nm ³ /時	229
メタン濃度	%	60%
発電効率 ³⁵	%	32%
想定出力	kW	438
発電設備台数(25kW 級)	台	18
定格消費電力 ³⁵	kW	0.62
稼働時間(年)	h/年	8,000
消費電力量	kWh/年	89,280
設備・工事費	百万円	565
メンテナンス費	百万円/年	18
電力購入費	百万円/年	2

メタン発酵処理施設から発生するバイオガス全量を発電利用する場合、必要となる発電設備の想定出力は 438kW、25kW 級設備換算では 18 台分となる。

なお、バイオガス発電機 18 台の年間発電量は 3,600MWh となる。このうちシステム内の EV 車で利用する電力量を差し引いた発電量がシステム外へ供給されることとなる。

充電設備

発電した電力を車両利用するための充電器の設備費及び維持管理費の試算を行った。

³³ 中国電力 高圧電力 B の電力量単価 12 か月平均（2023 年 4 月 1 日時点、税抜）

³⁴ 電力購入費については、表 2-32 のメタン発酵処理施設の運転維持費単価に含まれている可能性があるが、公開情報では費用詳細が不明のため、系統電力の購入による追加コストとして試算を行った。

³⁵ メーカー仕様書参照

充電器は出力 50kW の急速充電器を導入するものとした³⁶。公表資料より 1 台当たりの設備導入単価（設備費、工事費）及び維持管理費単価を設定し、必要台数を乗じることで試算を行った。なお、設備本体以外の付帯設備等に係る費用は考慮しないものとした。

設定単価を表 2-36 に示す。

表 2-36 急速充電器の設置費・維持管理費単価

項目	単位	単価
急速充電器設備費	千円/台	3,300
設置工事費 1 台目	千円/台	4,000
設置工事費 2 台目以降	千円/台	2,000
維持管理費単価	千円/台・年	350

この設定単価を基に、急速充電器の設備費、維持管理費を算出した（表 2-37）。後述するが³⁷、〔②メタン・発電〕において日量 29.9t の生ごみを 2t トラックで収集する場合、11 台のトラックが必要となる。生ごみ収集用トラック 11 台をバッテリー容量 40kWh の EV 車とし、収集開始前の 2 時間で充電するものとして急速充電器の必要台数を算出した。

表 2-37 急速充電設備の設置費・維持管理費

項目	単位	②メタン・発電
EVトラックバッテリー容量 ³⁸	kWh	40
急速充電器出力	kW	50
急速充電器稼働時間	時間/日	2
充電器 1 台 1 時間当たりの充電可能車両数	車両/台数・時	1
車両必要台数(生ごみ収集用 2tトラック)	台	11
急速充電器必要台数	台	6
設備・工事費	百万円	34
維持管理費	百万円/年	2

なお可燃ごみ収集用パッカー車も EV 車とする場合は、さらに 14 台へ充電を行う必要が生じ、急速充電器 6 台では約 2.5 時間の充電時間追加となる。今回の試算では充電時間の調整により対応可能と判断し、充電器追加の検討は行わないものとする。

³⁶ 導入する充電器の能力や台数は各自治体の規模や実運用に応じ検討を行う必要がある。

³⁷ 表 2-47 参照

³⁸ いすゞ自動車(株)HP ELF EV 平ボディ 2t の公開情報を参考に設定
https://www.isuzu.co.jp/product/elf/ev/pdf/ev_bodysoubi.pdf

(7) ガス精製・貯蔵・充填設備（③メタン・ガス精製、③'一部発電なし）

精製・貯蔵・充填設備は、〔③メタン・ガス精製〕及び〔③'一部発電なし〕で設置を想定している設備である。

〔③メタン・ガス精製〕では、メタン発酵により発生したバイオガスのうち、一部は未精製のまま発電に利用し、残ったガスは精製設備で精製する。発電設備では精製・充填設備の電力需要相当分を発電するが、発電設備の稼働に必要な電力は購入する。精製バイオメタンはシステム内の車両利用で必要な量のみ LP ガス添加により熱量調整・付臭を行い、CNG 車に充填して利用する。残った精製バイオメタンはシステム外に供給を行う想定である。

〔③'一部発電なし〕では、〔③メタン・ガス精製〕においてバイオガス発電を行わず、精製・充填設備で使用する電力も購入を想定している。発生バイオガスは全量精製を行い、システム内での車両利用で必要な量のみ LP ガスを添加し利用した後、余剰分はシステム外に供給を行う想定である。

〔③メタン・ガス精製〕

試算に当たって、メタン発酵処理施設からの発生バイオガス量を基に各設備の仕様検討を行い、決定した想定仕様を基に設備費及び運転維持費を試算した（表 2-38、表 2-39）。精製設備の設備費は為替の変動に大きく影響を受けるとのことで、US ドルでの試算となっている。運転維持費のうち精製設備、充填設備（圧縮機）で使用する電力相当分はバイオガス発電により発電するため、いずれも電力購入費はかからない想定である。

なおバイオガス発電に精製バイオメタンを使用するとガス消費量が大きくなるため、精製前のバイオガスを使用するものとした。また、発電設備の稼働に必要な電力は系統より購入するものとした。

表 2-38 各設備の設備費及び想定仕様

設備項目	単位	設備費	想定仕様
精製設備	USD	2,100,000	処理能力 250m ³ /時 消費電力 110kW 稼働時間 年間 5,800 時間
(参考)	千円	273,000	(130 円/USD として算出)
吸着貯蔵設備	千円	150,000	貯蔵容量 2,000m ³ 充填時間が 1 日 10 時間以下となるように貯蔵
発電設備	千円	125,000	25kW×5 台 消費電力 0.62kW/台 総消費電力量を年間 8,000 時間の稼働で発電
付臭設備	千円	30,000	規模に関わらずほぼ同じ想定
充填設備	千円	70,000	充填能力 250m ³ /時 消費電力 75kW/台 稼働時間 1 日 10 時間、年間 350 日 (1 日 82 台に充填可能)
工事費	千円	166,000	-
合計(参考)	千円	814,000	-

表 2-39 運転維持費

項目名	費目	単位	費用	備考
高圧ガス責任者、運転員	人件費	千円/年	8,800	他市での例
バイオガス精製システム	メンテナンス費	千円/年	16,390	点検費、部品交換費
圧縮機	メンテナンス費	千円/年	8,610	10 円/m ³
発電設備	メンテナンス費	千円/年	5,000	100 万円/台
保安検査(法定、自主)	点検	千円/年	500	他市での例
バイオガス精製システムに 使用する電気	光熱費	千円/年	0	バイオガス発電
バイオガス精製システムに 使用する冷却水	光熱費	千円/年	58	100 円/m ³ 、0.1m ³ /時
圧縮機で使用する電気	光熱費	千円/年	0	バイオガス発電
発電設備に使用する電気 ³³	光熱費	千円/年	648	26.14 円/kWh
合計		千円/年	40,006	

〔③'一部発電なし〕

〔③'一部発電なし〕では、発生バイオガスの全量精製を行う。精製量は〔③メタン・ガス精製〕と比較し増大するが、設備は同条件のものを使用し、設備稼働時間の増加で対応するものとして試算を行った。

〔③'一部発電なし〕の想定仕様と設備費の試算結果を表 2-40 に、運転維持費の試算結果を表 2-41 に示す。なお〔③メタン・ガス精製〕の試算からの変更箇所を下線で示す。

表 2-40 〔③'一部発電なし〕各設備の設備費及び想定仕様

設備項目	単位	設備費	③'一部発電なし 想定仕様
精製設備	USD	2,100,000	処理能力 250m ³ /時 消費電力 110kW 稼働時間 <u>年間 7,708 時間</u>
(参考)	千円	273,000	(130 円/USD として算出)
吸着貯蔵設備	千円	150,000	貯蔵容量 <u>3,000m³</u> 充填時間が <u>1 日 13 時間以下</u> となるように貯蔵
発電設備	千円	<u>0</u>	<u>設置しない</u>
付臭設備	千円	30,000	規模に関わらずほぼ同じ想定
充填設備	千円	70,000	充填能力 250m ³ /時 消費電力 75kW/台 稼働時間 1 日 <u>13 時間</u> 、年間 350 日 (1 日 <u>108 台</u> に充填可能)
工事費	千円	166,000	-
合計(参考)	千円	<u>689,000</u>	-

表 2-41 「③」一部発電なし」運転維持費

項目名	費目	単位	費用	備考
高圧ガス責任者、運転員	人件費	千円/年	8,800	他市での例
バイオガス精製システム	メンテナンス費	千円/年	<u>18,254</u>	点検費、部品交換費
圧縮機	メンテナンス費	千円/年	<u>11,562</u>	10 円/m ³
発電設備	メンテナンス費	千円/年	<u>0</u>	<u>設置しない</u>
保安検査(法定、自主)	点検	千円/年	500	他市での例
バイオガス精製システムに使用する電気 ³³	光熱費	千円/年	<u>22,164</u>	<u>系統電力の購入</u> <u>26.14 円/kWh</u>
バイオガス精製システムに使用する冷却水	光熱費	千円/年	<u>77</u>	100 円/m ³ 、0.1m ³ /時
圧縮機で使用する電気 ³³	光熱費	千円/年	<u>9,067</u>	<u>系統電力の購入</u> <u>26.14 円/kWh</u>
発電設備に使用する電気	光熱費	千円/年	<u>0</u>	<u>発電機は設置しない</u>
合計		千円/年	<u>70,424</u>	

設備費については発電設備が不要となるため、「③メタン・ガス精製」より安価となった。運転維持費については、発電設備にかかる費用は不要となったが、稼働時間の増加による精製設備・圧縮機のメンテナンス費及び電力購入費が追加となり、「③メタン・ガス精製」より年間およそ 30 百万円高い結果となった。

発生バイオガスの分配量、精製バイオメタン量

発電設備・精製設備へのバイオガスの分配量と、精製バイオメタン量の試算を行った。発電設備で消費されるバイオガス量及び発電量を表 2-42 に、精製設備で精製されるバイオガス量及び精製バイオメタン量を表 2-43 に示す。

表 2-42 バイオガス発電設備のバイオガス使用量及び発電量

項目	単位	③メタン・ガス精製
精製・充填設備 消費電力量	kWh/年	891,946
発電機台数(25kW 級)	台	5
発電設備稼働時間(日)	h/日	24
発電設備稼働時間(年)	h/年	8,000
メタン濃度		60%
発電効率		32%
発電利用必要ガス量(時)	Nm ³ /時	58
発電利用必要ガス量(日)	Nm ³ /日	1,399
発電利用必要ガス量(年)	Nm ³ /年	466,471
発電量(日)	kWh/日	3,000
発電量(年)	kWh/年	1,000,000

表 2-43 精製設備向けバイオガス量と精製バイオメタン量

項目	単位	③メタン・ガス精製	③'一部発電なし
発生バイオガス量合計(日)	Nm ³ /日	5,506	5,506
発生バイオガス量合計(時)	Nm ³ /時	229	229
精製設備向けバイオガス量(時)	Nm ³ /時	171	229
精製設備向けバイオガス量(日)	Nm ³ /日	4,107	5,506
精製設備向けバイオガス量(年)	Nm ³ /年	1,437,281	1,927,076
メタン発酵処理施設稼働時間(日)	h/日	24	24
メタン発酵処理施設稼働日数(年)	日/年	350	350
精製バイオメタン量(日)	Nm ³ /日	2,464	3,304
精製バイオメタン量(年)	Nm ³ /年	862,369	1,156,245

〔③メタン・ガス精製〕について、発電利用に必要なガス量は、表 2-21 で試算した発生バイオガス日量 5,506Nm³ のうち約 25% に当たる 1,399Nm³ となり、発電量は年間で 1,000MWh となった。精製設備へ分配されるバイオガス量は残りの 4,107Nm³ (約 75%) となり、精製バイオメタン量は日量 2,464Nm³、年間 862,369Nm³ の結果となった。

〔③'一部発電なし〕については、発生バイオガス全量が精製設備へと送られ、精製バイオメタン量は日量 3,304Nm³、年間 1,156,245Nm³ となり、バイオガス発電を行う場合と比較して約 1.3 倍の結果となった。

精製バイオメタンはシステム内の CNG 車に必要な量利用されたのち、余剰分はシステム外へ供給される想定である。なお〔③メタン・ガス精製〕での発電電力は、精製・充填設備の需要電力量と全量相殺となるものとし、システム外への供給は行わないものとする。

(8) 車両

各ケースの評価範囲で利用する車両は、可燃ごみ収集用パッカー車及び生ごみ収集用トラックである。車両燃料種別は、

- ・ D（軽油を燃料とするディーゼル車）
- ・ EV（発電電力を利用するEV車）
- ・ CNG（精製バイオメタンを利用するCNG車）

の3種類から、「可燃ごみ収集用パッカー車/生ごみ収集用トラック」（それぞれの燃料種別の組み合わせ）によって表すものとし、ケースにより異なる想定としている。

〔①従来处理〕では、生ごみの分別収集を行わず、メタン発酵処理によるバイオガス化も行わない。また焼却施設では発電を行うが、発電電力の車両利用は想定していない。よって使用する車両は軽油を燃料とするディーゼルパッカー車のみ（車両燃料種別D/-）として試算を行った。

〔②メタン・発電〕では、可燃ごみと生ごみを分別しそれぞれ収集するため、可燃ごみ収集用パッカー車と生ごみ収集用トラックいずれも必要となる。分別後の生ごみ及び浄化槽汚泥・し尿は、メタン発酵処理によりバイオガス化・発電を行い、EV車での電力利用を想定している。ここで利用するEV車をトラックのみとするか（車両燃料種別D/EV）、パッカー車もEV車とするか（車両燃料種別EV/EV）により、ケースを分けて試算を行った。

〔③メタン・ガス精製〕でも、同様に生ごみの分別収集を行い、メタン発酵処理によるバイオガス化を行う。発生バイオガスのうち一部は発電に利用し、残りは精製設備で精製後にCNG車で利用する想定である。精製バイオメタンをトラックのみに利用するか（車両燃料種別D/CNG）、パッカー車にも利用するか（車両燃料種別CNG/CNG）、さらに車両利用に必要となるLPガス添加率が9%または2%いずれかに分かれ、その組み合わせによる4ケースで試算を行った。

〔③'一部発電なし〕では、〔③メタン・ガス精製〕の4ケースのうち総CO₂排出量が最も少ない結果となった〔③最良ケース〕（車両燃料種別D/CNG、LPガス添加率2%）において、発電を行わない場合を想定したケースである。発電設備でガスを消費しないため精製バイオメタン量は多くなるが、車両必要台数やガス消費量は〔③最良ケース〕と同じとなる。よって③'一部発電については、〔③最良ケース〕の結果を適用するものとする。

車両の試算に当たっては、公表資料より購入費・運転維持費単価及び燃費を設定した上で、想定必要台数と走行距離を求め、コストを算出した。

設定単価及び燃費について、可燃ごみ収集用パッカー車を表2-44、生ごみ収集用トラックを表2-45に示す。運転維持費は車両維持管理費、人件費、燃料費を試算の対象としたが、EV車・CNG車の車両維持管理費単価は情報がほとんど得られなかったため、ディーゼル車と同等の想定とした。

表 2-44 可燃ごみ収集用パッカー車の購入費・運転維持費単価

項目	単位	ディーゼル車	EV 車	CNG 車
車両購入費単価	千円/台	6,948	19,111	10,271
2 年目以降車両維持管理費単価	千円/台・年	514	514	514
人件費単価	千円/人・年	5,870	5,870	5,870
燃費 ³⁹	km/各単位	3.62L	2.83kWh	2.46Nm ³

表 2-45 生ごみ収集用トラックの購入費・運転維持費単価

項目	単位	ディーゼル車	EV 車	CNG 車
車両購入費単価	千円/台	-	15,623	6,782
2 年目以降車両維持管理費単価	千円/台・年	-	324	324
人件費単価	千円/人・年	-	5,870	5,870
燃費 ⁴⁰	km/各単位	-	2.83kWh	2.46Nm ³

表 2-44 で設定した可燃ごみ収集用パッカー車の単価を基に、購入費及び運転維持費（車両維持管理費、人件費、燃料費）を試算した結果を表 2-46 に示す。なおパッカー車はすべて積載量 2t、収集は週 5 日・年間 51 週（年末年始除く）とし、1 台当たり 2 名の収集作業員で 1 日 2 往復するものとした。走行距離については、生ごみ収集と同ルートを走行するものと仮定し、CNG 車の 1 充填の航続距離である 90km を 1 日 1 台当たりの移動距離とした。

³⁹ CNG 車は本実証における生ごみ収集用トラックの収集作業燃費実績と同等と想定

⁴⁰ CNG 車は本実証の収集作業燃費実績

表 2-46 可燃ごみ収集用パッカー車の車両購入費・運転維持費

項目	単位	①従来处理	②メタン・発電		③メタン・ガス精製		
車両燃料種別	-	D	D	EV	D	CNG	CNG
LP ガス添加率	%	-	-	-	-	9%	2%
積載量	t	2	2	2	2	2	2
運搬ごみ量(日)	t/日	66.8	36.9	36.9	36.9	36.9	36.9
運搬ごみ量(年)	t/年	24,393	13,486	13,486	13,486	13,486	13,486
週当たり収集日数	日/台・週	5	5	5	5	5	5
1 日当たり収集回数	往復/台・日	2	2	2	2	2	2
パッカー車必要台数	台/年	24	14	14	14	14	14
1 日の走行距離	km/台・日	90	90	90	90	90	90
総走行距離	km/年	550,800	321,300	321,300	321,300	321,300	321,300
燃料消費量(日) ⁴¹	/日	597 L	348 L	495 kWh	348 L	513 Nm ³	513 Nm ³
燃料消費量(年) ⁴¹	/年	152,155 L	88,757 L	126,181 kWh	88,757 L	130,716 Nm ³	130,716 Nm ³
LP ガス添加量(日)	Nm ³ /日	-	-	-	-	42	10
LP ガス添加量(年)	Nm ³ /年	-	-	-	-	10,793	2,563
必要精製バイオメタン量(日)	Nm ³ /日	-	-	-	-	470	503
必要精製バイオメタン量(年)	Nm ³ /年	-	-	-	-	119,923	128,153
車両購入費	千円	166,752	97,272	267,554	97,272	143,794	143,794
車両維持管理費	千円/年	12,343	7,200	7,200	7,200	7,200	7,200
人件費	千円/年	281,760	164,360	164,360	164,360	164,360	164,360
燃料費 ⁴²	千円/年	22,934	13,378	0	13,378	4,317	1,025

可燃ごみ収集用パッカー車の必要台数は、〔①従来处理〕で 24 台、その他で 14 台となった。

〔②メタン・発電〕では、車両購入費がディーゼル車の 97 百万円に対し、EV 車で約 2.8 倍の 268 百万円となった。一方で燃料費をみると、EV 車では発電電力を利用するため 0 となり、全ケースの車両維持管理費・人件費・燃料費の合計で最も低い結果となった。

〔③メタン・ガス精製〕では、車両購入費がディーゼル車の 97 百万円に対し、CNG 車で約 1.5 倍の 144 百万円となった。燃料費はディーゼル車より安価になるが、添加 LP ガス

⁴¹ EV 車については、急速充電器効率 90%とした場合の電力消費量

(株東光高岳 HP より HFR1-50B9 仕様)

<https://www.tktk.co.jp/product/ev/quickcharger/>

⁴² 軽油価格 150.7 円/L とする (資源エネルギー庁 石油製品価格調査より軽油小売税込価格の全国平均 165.8 円 (2023 年 9 月 6 日時点) を消費税率 10%で割り戻した額)。

LP ガス価格 400 円/m³ とする (本実証での購入価格実績・税抜)。

を購入する費用がかかるため、添加率 9%で年間 4.3 百万円、2%でおよそ 4 分の 1 の 1.0 百万円となった。

ディーゼルパッカー車を利用する場合は、現状では車両購入費が安価となるが、燃料となる軽油代が固定のランニングコストとして必要となり、軽油価格が高騰すればコスト負担は大きくなる。EV パッカー車は車両購入費単価がディーゼル車の約 3 倍、CNG 車の約 2 倍となることから初期費用が高額になるが、バイオガス発電の電力を融通するため燃料費は不要となる。CNG パッカー車では車両購入費は EV より安価となるが、燃料に自前の精製バイオメタンを利用しても添加 LP ガスの購入費がランニングコストとして必要となる。

次に、表 2-45 で設定した単価を基に、生ごみ収集用トラックの購入費及び運転維持費（車両維持管理費、人件費、燃料費）を試算した結果を表 2-47 に示す。生ごみの収集は、トラック（平ボディ）によるバケツ収集を想定した。パッカー車と同様にすべて積載量 2t、収集は週 5 日・年間 51 週（年末年始除く）とし、1 台当たり 2 名の収集作業員で 1 日 2 往復するものとした。走行距離については、CNG 車の 1 充填の航続距離である 90km を 1 日 1 台当たりの移動距離とした。

表 2-47 生ごみ収集用トラックの車両購入費・運転維持費

項目	単位	②メタン・発電	③メタン・ガス精製	
車両燃料種別	-	EV	CNG	CNG
LP ガス添加率	%	-	9%	2%
積載量	t	2	2	2
運搬生ごみ量(日)	t/日	29.9	29.9	29.9
運搬生ごみ量(年)	t/年	10,907	10,907	10,907
週当たり収集日数	日/台・週	5	5	5
1 日当たり収集回数	往復/台・日	2	2	2
トラック(2t)必要台数	台/年	11	11	11
1 日の走行距離	km/台・日	90	90	90
総走行距離	km/年	252,450	252,450	252,450
燃料消費量(日) ⁴¹	/日	389 kWh	403 Nm ³	403 Nm ³
燃料消費量(年) ⁴¹	/年	99,142 kWh	102,705 Nm ³	102,705 Nm ³
LP ガス添加量(日)	Nm ³ /日	-	33	8
LP ガス添加量(年)	Nm ³ /年	-	8,480	2,014
必要精製バイオメタン量(日)	Nm ³ /日	-	370	395
必要精製バイオメタン量(年)	Nm ³ /年	-	94,225	100,692
車両購入費	千円	171,853	74,602	74,602
車両維持管理費	千円/年	3,562	3,562	3,562
人件費	千円/年	129,140	129,140	129,140
燃料費 ⁴²	千円/年	0	3,392	806

生ごみ収集用トラックの必要台数は、いずれも 11 台となった。車両価格は [②メタン・発電] の EV 車で 172 百万円となり [③メタン・ガス精製] の約 2.3 倍となった。燃料費は、EV 車ではバイオガス発電の電力を融通するため不要となるが、CNG 車では添加 LP ガスの費用が添加率 9% で年間 3.4 百万円、3% でおよそ 4 分の 1 の 0.8 百万円かかる試算となった。

初期費用である車両購入費は、単価の違いから EV トラックが高額であるが、運転維持費では CNG トラックは添加用 LP ガスの購入費用がかかることとなる。

以上より、各ケース別の車両購入費及び運転維持費をまとめると表 2-48 の通りとなる。

表 2-48 ケース別車両コスト

項目	単位	①従来 処理	②メタン・発電		③メタン・ガス精製			
パッカー車燃料種別	-	D	D	EV	D	D	CNG	CNG
トラック燃料種別	-	-	EV	EV	CNG	CNG	CNG	CNG
LP ガス添加率	%	-	-	-	9%	2%	9%	2%
【車両必要台数】								
パッカー車	台	24	14	14	14	14	14	14
トラック	台	-	11	11	11	11	11	11
合計	台	24	25	25	25	25	25	25
【車両購入費】								
パッカー車	百万円	167	97	268	97	97	144	144
トラック	百万円	-	172	172	75	75	75	75
合計	百万円	167	269	439	172	172	218	218
【車両運転維持費】								
車両維持管理費	百万円/年	12	11	11	11	11	11	11
人件費	百万円/年	282	294	294	294	294	294	294
燃料費	百万円/年	23	13	0	17	14	8	2
合計	百万円/年	317	318	304	321	318	312	306

EV 車・CNG 車は初期費用である車両購入費は高額になるが、発電電力・精製バイオメタンを燃料に利用することからランニングコストは低い傾向にある。

EV 車と CNG 車を比較すると、車両購入費では EV 車が高額であるが、ランニングコストでは添加 LP ガスの購入が必要な DNG 車が高くなる。

EV・CNG パッカー車は実用例がほとんどないことから車両価格が高額な設定となったが、今後普及が広まれば車両費用を抑えられる可能性がある。また CNG 車では LP ガス添加率を低くすることができればコストを抑えることができ、LP ガスを添加しないバイオ燃料での車両走行が可能であれば LP ガスの購入費用分は不要になる。

(9) システム外へのエネルギー供給

[②メタン・発電]、[③メタン・ガス精製]、[③'一部発電なし] では、発電電力及び精製バイオメタンをシステム内車両に利用する想定であり、利用後の余剰分についてはシステム外への供給を想定している。システム外への供給はその用途や状況により施設設備等が必要になる場合があると考えられるが、今回の試算ではシステム外供給における評価対象はエネルギー供給による CO₂ 削減可能量のみとし、供給に必要な施設設備等に係るコスト及びエネルギー売却益等は考慮しないものとした。

2.3.5 CO₂排出量試算

2.3.4 施設・設備規模及びコストで設定した施設・設備規模を基に、想定自治体の各ケースにおける CO₂ 排出量の試算を行った。

試算に当たり、対象としたのは「焼却施設」「し尿処理施設」「メタン発酵処理施設」「バイオガス発電・充電設備（〔②メタン・発電〕で設置）」「ガス精製・貯蔵・充填設備（〔③メタン・ガス精製〕及び〔③'一部発電なし〕で設置）」「車両」「システム外へのエネルギー供給」の 7 種である。

「車両」及び「システム外へのエネルギー供給」については、車両燃料種別及び LP ガス添加率も考慮した 8 ケースで分類し、その他は処理システムで分類して試算を行った。また〔③'一部発電なし〕については、「ガス精製・貯蔵・充填設備」及び「システム外へのエネルギー供給」以外は〔③最良ケース〕と同じ想定となるため、その結果を適用するものとした。

(1) 試算の結果

まずは各ケースの評価項目及び CO₂ 排出量の試算結果を表 2-49 にまとめる。

表 2-49 ケース別 CO₂ 排出量まとめ

処理システム		①従来処理		②メタン・発電		③メタン・ガス精製				③'一部 発電なし
可燃ごみ収集用バッカー車 燃料種別		D	D	EV	D	D	CNG	CNG	D	
生ごみ収集用トラック 燃料種別		-	EV	EV	CNG	CNG	CNG	CNG	CNG	
LPガス添加率		-	-	-	9%	2%	9%	2%	2%	
焼却施設										
評価項目										
一般廃棄物の焼却	t/年	24,393	13,486	同左	同左	同左	同左	同左		
合成繊維の焼却	t/年	690	382							
プラスチックの焼却	t/年	3,532	1,953							
電気の使用	kWh/年	4,317,582	3,115,341							
助燃剤(灯油)の使用	kL/年	29.9	16.5							
CO ₂ 排出量										
一般廃棄物の焼却	tCO ₂ /年	413	228	同左	同左	同左	同左	同左		
合成繊維の焼却	tCO ₂ /年	1,581	874							
プラスチックの焼却	tCO ₂ /年	9,784	5,409							
電気の使用	tCO ₂ /年	0	1,336							
助燃剤(灯油)の使用	tCO ₂ /年	74	41							
合計	tCO ₂ /年	11,852	7,889	7,889	7,889	7,889	7,889	7,889		
し尿処理施設										
評価項目										
し尿・浄化槽汚泥の処理	kL/年	26,397	-	-	-	-	-	-		
電気の使用	kWh/年	1,821,411	-	-	-	-	-	-		
CO ₂ 排出量										
し尿・浄化槽汚泥の処理	tCO ₂ /年	37	-	-	-	-	-	-		
電気の使用	tCO ₂ /年	781	-	-	-	-	-	-		
合計	tCO ₂ /年	818	-	-	-	-	-	-		
メタン発酵処理施設(ガス発電設備・ガス精製等設備含む)										
評価項目										
電気の使用(施設)	kWh/年	-	1,879,787	同左	1,879,787		同左	1,879,787		
電気の使用(発電設備)	kWh/年	-	89,280		24,800			0		
電気の使用(精製・充填設備)	kWh/年	-	-		891,946			1,194,766		
CO ₂ 排出量										
電気の使用(施設)	tCO ₂ /年	-	806	同左	806		同左	806		
電気の使用(発電設備)	tCO ₂ /年	-	38		11			0		
電気の使用(精製・充填設備)	tCO ₂ /年	-	-		0			513		
合計	tCO ₂ /年	-	845	845	817		817	1,319		
車両										
評価項目										
燃料の使用(バッカー・軽油)	L/年	152,155	88,757	-	88,757	88,757	-	-	88,757	
燃料の使用(バッカー・電気)	kWh/年	-	-	126,181	-	-	-	-	-	
燃料の使用(バッカー・精製バイオメタン)	Nm ³ /年	-	-	-	-	-	130,716	130,716	-	
燃料の使用(バッカー・添加LPガス)	Nm ³ /年	-	-	-	-	-	10,793	2,563	-	
燃料の使用(トラック・電気)	kWh/年	-	99,142	99,142	-	-	-	-	-	
燃料の使用(トラック・精製バイオメタン)	Nm ³ /年	-	-	-	102,705	102,705	102,705	102,705	102,705	
燃料の使用(トラック・添加LPガス)	Nm ³ /年	-	-	-	8,480	2,014	8,480	2,014	2,014	
CO ₂ 排出量										
燃料の使用(バッカー・軽油)	tCO ₂ /年	393	229	-	229	229	-	-	229	
燃料の使用(バッカー・電気)	tCO ₂ /年	-	-	0	-	-	-	-	-	
燃料の使用(バッカー・精製バイオメタン)	tCO ₂ /年	-	-	-	-	-	0	0	-	
燃料の使用(バッカー・添加LPガス)	tCO ₂ /年	-	-	-	-	-	67	16	-	
燃料の使用(トラック・電気)	tCO ₂ /年	-	0	0	-	-	-	-	-	
燃料の使用(トラック・精製バイオメタン)	tCO ₂ /年	-	-	-	0	0	0	0	0	
燃料の使用(トラック・添加LPガス)	tCO ₂ /年	-	-	-	53	13	53	13	13	
合計	tCO ₂ /年	393	229	0	282	242	120	28	242	
システム内CO ₂ 排出量 総合計		tCO ₂ /年	13,063	8,963	8,734	8,988	8,948	8,826	8,735	9,450

表 2-49 ケース別 CO₂ 排出量まとめ (続き)

処理システム		①従来処理	②メタン・発電		③メタン・ガス精製				③'一部 発電なし
可燃ごみ収集用パッカー車 燃料種別		D	D	EV	D	D	CNG	CNG	D
生ごみ収集用トラック 燃料種別		-	EV	EV	CNG	CNG	CNG	CNG	CNG
LPガス添加率		-	-	-	9%	2%	9%	2%	2%
システム外供給によるCO ₂ 削減可能量(余った発電電力・精製バイオメタンをシステム外の施設設備に利用した場合)									
ガス発生量	Nm ³ /年	-	2,009,665	2,009,665	2,009,665		2,009,665		2,009,665
発電設備向け原料ガス量	Nm ³ /年	-	2,009,665	2,009,665	466,471		466,471		0
精製設備向け原料ガス量	Nm ³ /年	-	-	-	1,437,281		1,437,281		1,927,076
発電量	kWh/年	4,781,051	3,600,000	3,600,000	1,000,000		1,000,000		0
設備利用量	kWh/年	4,317,582	-	-	891,946		891,946		-
車両利用量	kWh/年	-	99,142	225,323	-		-		-
発電電力残分(システム外供給量)	kWh/年	(考慮しない)	3,500,858	3,374,677	(考慮しない)		(考慮しない)		-
CO ₂ 削減可能量(電力供給)	tCO ₂ /年	-	1,502	1,448					
精製バイオメタン量	Nm ³ /年	-	-	-	862,369		862,369		1,156,245
精製バイオメタン車両利用量	Nm ³ /年	-	-	-	94,225	100,692	214,148	228,845	100,692
精製バイオメタン残分(システム外供給量)	Nm ³ /年	-	-	-	768,143	761,677	648,220	633,524	1,055,554
CO ₂ 削減可能量(都市ガス代替の場合)	tCO ₂ /年	-	-	-	1,294	1,283	1,092	1,067	1,778
CO ₂ 削減可能量(軽油代替の場合)	tCO ₂ /年	-	-	-	1,779	1,764	1,502	1,468	2,445
システム外供給による削減可能量も含めた 総CO ₂ 排出量 (システム内排出量 ーシステム外供給による削減可能量)	tCO ₂ /年	13,063	7,461	7,286	(都市ガス代替の場合)				
					7,694	7,665	7,734	7,667	7,671
					(軽油代替の場合)				
					7,209	7,183	7,325	7,267	7,004

システム外供給による削減可能量も含めた総 CO₂ 排出量は、[③'一部発電なし] で最も低い年間 7,004tCO₂ となり (表内の青枠)、[①従来処理] で最大の 13,063tCO₂ となった (表内の赤枠)。

[③'一部発電なし] では [③最良ケース] と比較して、精製・充填設備で使用する電力を系統から購入するため、システム内の CO₂ 排出量は年間約 500tCO₂ 多かった。一方で精製バイオメタンのシステム外供給量は大きくなるため、削減効果は 681tCO₂ 高かった。最終的な総排出量は、年間 179tCO₂ (軽油代替の場合) 低い結果となった。

自治体でごみ処理施設を新規整備する場合、自治体内での CO₂ 排出量に限れば、従来通りの有機性廃棄物の分別を行わない焼却処理よりも、メタン発酵処理施設を有し、生ごみ等の有機性廃棄物のエネルギー化を行う処理システムのほうが、CO₂ 排出量を抑制することができる。エネルギー利用方法として、バイオガス発電利用とガス精製利用を比較した場合は、ケースによるが、より排出係数の高い燃料の代替としてガスのまま利用したほうが有利な場合がある。

以下、試算プロセスの詳細について記載する。

(2) 算定対象及び各種係数

本試算の算定対象となる活動及び使用する各種係数については、特に注記のない場合環境省温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度⁴³に従うものとする。

本試算で使用する地球温暖化係数を表 2-50 に示す。排出係数等は各施設設備の試算時に示すが、系統から購入する電気の排出係数については 2023 年度算定用代替値である 0.000429 tCO₂/kWh を使用し試算を行った。

表 2-50 地球温暖化係数

二酸化炭素	1
メタン	25
一酸化二窒素	298

(3) 焼却施設

焼却施設はすべてのケースで設置を想定している施設である。〔①従来处理〕の施設規模は日量 100t で発電設備を有し、発電電力は場内利用を行う想定である。〔②メタン・発電〕及び〔③メタン・ガス精製〕は日量 56t であり発電設備は有していない想定である。

焼却施設の CO₂ 排出量の試算で使用する各種係数を表 2-51～表 2-53 に示す。算定対象は、一般廃棄物の焼却（一般廃棄物中の合成繊維・廃プラスチックの焼却も含む）、電気の使用、燃料（助燃剤としての灯油）の使用とした。

表 2-51 排出係数

一般廃棄物の焼却(連続燃焼式)	tCH ₄ /t	0.00000095
	tN ₂ O/t	0.0000567
合成繊維の焼却	tCO ₂ /t	2.29
廃プラスチックの焼却	tCO ₂ /t	2.77
他人から供給された電気の使用	tCO ₂ /kWh	0.000429
燃料(灯油)の使用	tCO ₂ /kL	2.49

⁴³ 温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度 環境省

なお各種係数は 2023 年 12 月に一部更新されており、次年度の試算では係数の見直しを行う必要がある。
<https://ghg-santeikohyo.env.go.jp/calc>

表 2-52 一般廃棄物中の合成繊維の焼却量⁴⁴

一般廃棄物中の繊維くずの割合	6.65%
繊維くずの固形分割合	80%
繊維くず中の合成繊維の割合	53.20%

表 2-53 一般廃棄物中のプラスチックの焼却量⁴⁴

一般廃棄物中のプラスチックの割合	18.10%
プラスチックの固形分割合	80%

表 2-24 で算出した焼却施設の日処理量を基に、想定自治体の焼却施設における CO₂ 排出量の試算を行った（表 2-54）。

なお焼却施設における消費電力量・発電電力量及び燃料（助燃剤）使用量は公表資料より想定を行い、助燃剤は灯油を使用するものとした。

⁴⁴ 温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度 温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル（Ver4.9） 環境省 2023 年 4 月

化石燃料由来の廃油、廃ゴムタイヤ、ごみ固形燃料の焼却は 0 とする。

https://ghg-santeikohyo.env.go.jp/files/manual/chpt2_4-9_rev.pdf

表 2-54 一般廃棄物の焼却による CO₂ 排出量

項目	単位	①従来处理	②メタン・発電 ③メタン・ガス精製
施設規模	t/日	100	56
発電設備の有無		あり	なし
焼却ごみ日量	t/日	66.8	36.9
【一般廃棄物の焼却】 ⁴⁵			
焼却ごみ年間量	t/年	24,393	13,486
合成繊維の焼却量	t/年	690	382
プラスチックの焼却量	t/年	3,532	1,953
一般廃棄物の焼却	tCO ₂ e/年	413	228
合成繊維の焼却	tCO ₂ /年	1,581	874
プラスチックの焼却	tCO ₂ /年	9,784	5,409
CO ₂ 排出量	tCO ₂ /年	11,778	6,512
【電気の使用】			
消費電力量	kWh/年	4,317,582	3,115,341
発電電力量	kWh/年	4,781,051	0
買電電力量	kWh/年	0	3,115,341
CO ₂ 排出量	tCO ₂ /年	0	1,336
【燃料(助燃剤)の使用】			
燃料(灯油)使用量	kL/年	29.9	16.5
CO ₂ 排出量	tCO ₂ /年	74	41
CO ₂ 排出量合計	tCO ₂ /年	11,852	7,889

年間の焼却ごみ量は〔①従来处理〕で 24,393t、メタン・発電及び〔③メタン・ガス精製〕では生ごみを分別することから 13,486t となり、焼却による CO₂ 排出量はそれぞれ 11,778tCO₂、6,512tCO₂ となった。

電気の使用については、〔①従来处理〕では発電電力量が消費電力量を上回ることから買電は行わないものとし⁴⁶、CO₂ 排出量は 0 となった。〔②メタン・発電〕及び〔③メタン・ガス精製〕では消費電力量すべてを購入する必要があり、CO₂ 排出量は年間 1,336tCO₂ となった。

年間の CO₂ 排出量合計は、〔①従来处理〕で 11,852tCO₂、〔②メタン・発電〕及び〔③メタン・ガス精製〕で 7,889tCO₂ となった。

⁴⁵ 生ごみ分別による合成繊維及び廃プラスチックの含有割合の変化は考慮していない。

⁴⁶ 余った電力はシステム外への供給は考慮しない。

(4) し尿処理施設

し尿処理施設は浄化槽汚泥・し尿の処理を行う施設として、〔①従来处理〕でのみ設置を想定している施設である。〔②メタン・発電〕及び〔③メタン・ガス精製〕では、メタン発酵処理施設で処理を行うため、し尿処理施設は設置を行わない。

し尿処理施設の CO₂ 排出量の試算で使用する各種係数を表 2-55、収集浄化槽汚泥及びし尿の性状を表 2-56 に示す。算定対象は、浄化槽汚泥・し尿の処理、電気の使用とした。なお処理方式は膜分離高負荷脱窒素方式と想定した。

表 2-55 排出係数

浄化槽汚泥・し尿の処理 (膜分離高負荷脱窒素)	tCH ₄ /m ³	0.0000055
	tN ₂ O/tN	0.0024000
他人から供給された電気の使用	tCO ₂ /kWh	0.000429

表 2-56 収集浄化槽汚泥、収集し尿の性状⁴⁷

収集浄化槽汚泥中の全窒素	mg/L	580
収集し尿中の全窒素	mg/L	2,700

表 2-24 で算出したし尿処理施設の日処理量を基に、想定自治体のし尿処理施設における CO₂ 排出量の試算を行った（表 2-57）。なお電力はすべて購入するものとし、消費電力量は公表資料より想定した。

⁴⁷ 岡崎貴之ら し尿処理施設の精密機能検査にみる運転実績の現状について（第 4 報） 日本環境衛生センター所報 No.28 2001
<https://www.jesc.or.jp/Portals/0/center/library/shoho/H12shoho6.pdf>

表 2-57 浄化槽汚泥及びし尿の処理による CO₂ 排出量

項目	単位	①従来処理	
		浄化槽汚泥	し尿
処理量(日)	kL/日	32.4	40.0
処理量(年)	kL/年	11,813	14,584
処理量合計(年)	kL/年	26,397	
【浄化槽汚泥・し尿の処理】			
全窒素	tN/年	46.2	
CH ₄ 排出量	tCH ₄ /年	0.15	
N ₂ O 排出量	tN ₂ O/年	0.11	
CO ₂ 排出量合計	tCO ₂ e/年	37	
【電気の使用】			
消費電力量	kWh/年	1,821,411	
CO ₂ 排出量	tCO ₂ /年	781	
CO ₂ 排出量合計	tCO ₂ /年	818	

(5) メタン発酵処理施設

メタン発酵処理施設は〔②メタン・発電〕、〔③メタン・ガス精製〕で設置を想定している施設である。可燃ごみと生ごみを分別し、分別後の生ごみと浄化槽汚泥・し尿を搬入してメタン発酵処理によりバイオガス化を行う想定である。

メタン発酵処理施設の CO₂ 排出量の算定対象は電気の使用（排出係数 0.000429 tCO₂/kWh）とし、汚泥処理プロセスでの CH₄、N₂O は考慮しないものとした⁴⁸。また施設からのオフガスは考慮しないものとした。

表 2-24 で算出したメタン発酵処理施設での日処理量から CO₂ 排出量の試算を行った(表 2-58)。なお電力はすべて購入するものとし、消費電力量は公表資料より想定した。

表 2-58 電気の使用による CO₂ 排出量

項目	単位	②メタン・発電 ③メタン・ガス精製
処理量(日)	t/日	103.0
処理量(年)	t/年	37,596
消費電力量	kWh/年	1,879,787
CO ₂ 排出量	tCO ₂ /年	806

⁴⁸ 環境省資料より

https://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg-mrv/methodology/methodology_5B2_2019.pdf

(6) バイオガス発電・充電設備 (②メタン・発電)

バイオガス発電設備・充電設備は〔②メタン・発電〕で設置を想定している設備である。メタン発酵処理施設からの発生バイオガスで発電を行い、発電電力をシステム内の EV 車で利用後、余剰分をシステム外に供給する想定である。

バイオガス発電・充電設備の CO₂ 排出量の算定対象は、発電設備の稼働に必要な電気の使用（排出係数 0.000429 tCO₂/kWh）とした。充電設備で使用する電気についてはバイオガス発電による発電電力が消費されるものと想定し、算定対象外とした。

表 2-35 より、発電設備の年間消費電力量は 89,280kWh となる。すべて購入を想定しており、CO₂ 排出量を試算すると表 2-59 の通りとなる。

表 2-59 発電設備での電気の使用による CO₂ 排出量

項目	単位	②メタン・発電
消費電力量	kWh/年	89,280
CO ₂ 排出量	tCO ₂ /年	39

(7) ガス精製・貯蔵・充填設備 (③メタン・ガス精製)

ガス精製・貯蔵・充填設備は〔③メタン・ガス精製〕及び〔③'一部発電なし〕で設置を想定している設備である。

〔③メタン・ガス精製〕では、メタン発酵により発生したバイオガスのうち、一部は未精製のまま発電に利用し、残ったガスは精製設備で精製する。発電設備では精製・充填設備の電力需要相当分を発電するが、発電設備の稼働に必要な電力は購入する。精製バイオメタンはシステム内の車両利用に必要な量のみ LP ガス添加により熱量調整・付臭を行い、CNG 車に充填して利用する。残った精製バイオメタンはシステム外に供給を行う想定である。

〔③'一部発電なし〕では、〔③メタン・ガス精製〕においてバイオガス発電を行わず、精製・充填設備で使用する電力も購入を想定している。発生バイオガスは全量精製を行い、システム内での車両利用に必要な量のみ LP ガスを添加し利用した後、余剰分はシステム外に供給を行う想定である。

〔③メタン・ガス精製〕

〔③メタン・ガス精製〕の CO₂ 排出量の算定対象は、発電設備での購入電力の使用（排出係数 0.000429 tCO₂/kWh）とした。精製・充填設備はバイオガス発電により消費電力相当分を賄うことから、CO₂ 排出量は 0 とした。

コスト試算で想定を行った設備仕様（表 2-38）より、バイオガス発電設備は 25kW 級（定格消費電力 0.62kW）5 台を年間 8,000 時間稼働することから、CO₂ 排出量は表 2-60 の通りとなる。

表 2-60 バイオガス発電設備のバイオガス使用量及び発電量

項目	単位	③メタン・ガス精製
定格消費電力	kW	0.62
発電機台数	台	5
稼働時間	h/年	8,000
消費電力量	kWh/年	24,800
CO ₂ 排出量	tCO ₂ /年	11

〔③'一部発電なし〕

〔③'一部発電なし〕の CO₂ 排出量の算定対象は、精製・充填設備での購入電力の使用（排出係数 0.000429 tCO₂/kWh）とした。コスト試算で想定を行った設備仕様（表 2-40）より、精製・充填設備での消費電力量と CO₂ 排出量を表 2-61 に示す。

表 2-61 CO₂ 排出量

項目	単位	③'一部発電なし
精製・充填設備 消費電力量	kWh/年	1,194,766
排出係数	tCO ₂ /kWh	0.000429
CO ₂ 排出量	tCO ₂ /年	513

(8) 車両

各ケースの評価範囲で利用する車両は、可燃ごみ収集用パッカー車及び生ごみ収集用トラックである。車両燃料種別は、D（軽油を燃料とするディーゼル車）、EV（発電電力を利用する EV 車）、CNG（精製バイオメタンを利用する CNG 車）の 3 種類から、「可燃ごみ収集用パッカー車 / 生ごみ収集用トラック」の組み合わせによって表すものとし、ケースにより異なる想定としている。

〔①従来处理〕では D/-、〔②メタン・発電〕では D/EV または EV/EV、〔③メタン・ガス精製〕では D/CNG または CNG/CNG を想定しているが、〔③メタン・ガス精製〕では精製バイオメタンへの LP ガス添加率が 9%または 2%に分かれる想定である。〔③'一部発電なし〕は〔③最良ケース〕の結果と同じであることから別途試算は行わないものとする。

車両の CO₂ 排出量試算で使用する各種係数を表 2-62 に示す。発電電力と精製バイオメタンは CO₂ 排出がニュートラルとなることから、算定対象は軽油及び添加用 LP ガスの使用を対象とした。本実証で使用する LP ガスの添加率は、製造会社の閲覧用安全データシートよりプロパン 90%以上⁴⁹であることから、プロパン 90%、ブタン 10%と想定し、m³当たりの CO₂ 排出量を算出した。

⁴⁹ (株)ジャパンガスエナジー 安全データシート（閲覧用）

<https://www.j-gasenergy.co.jp/sds/dl/2022/SDS-01.pdf>

表 2-62 排出係数

軽油の使用	tCO ₂ /kl	2.58
液化石油ガス(LPG)の使用	tCO ₂ /t	3.00
	tCO ₂ /m ³	0.0062

表 2-46、表 2-47 で試算した各ケースにおける可燃ごみ収集用パッカー車、生ごみ収集用トラックの燃料消費量及び LP ガス添加量から CO₂ 排出量を算出すると、表 2-63 の通りとなる。

表 2-63 ケース別車両 CO₂ 排出量

項目	単位	①従来处理	②メタン・発電		③メタン・ガス精製			
パッカー車燃料種別	-	D	D	EV	D		CNG	
トラック燃料種別	-	-	EV	EV	CNG		CNG	
LP ガス添加率	%	-	-	-	9%	2%	9%	2%
【パッカー車】								
燃料消費量	/年	152,155 L	88,757 L	126,181 kWh	88,757 L	88,757 L	130,716 Nm ³	130,716 Nm ³
必要精製バイオメタン量	Nm ³ /年				-	-	119,923	128,153
LP ガス添加量	Nm ³ /年	-	-	-	-	-	10,793	2,563
CO ₂ 排出量	tCO ₂ /年	393	229	0	229	229	67	16
【トラック】								
燃料消費量	/年		99,142 kWh	99,142 kWh	102,705 Nm ³	102,705 Nm ³	102,705 Nm ³	102,705 Nm ³
必要精製バイオメタン量	Nm ³ /年				94,225	100,692	94,225	100,692
LP ガス添加量	Nm ³ /年		-	-	8,480	2,014	8,480	2,014
CO ₂ 排出量	tCO ₂ /年		0	0	53	13	53	13
CO ₂ 排出量合計	tCO ₂ /年	393	229	0	282	242	120	28

パッカー車をディーゼル車としたケースでは燃料に軽油を使用するため、バイオガスを使用する EV 車・CNG 車と比較して CO₂ 排出量が大きくなる。EV 車と CNG 車の比較では、CNG 車は添加する LP ガスが排出源となるため CO₂ 排出量が大きくなる。

(9) システム外へのエネルギー供給

〔②メタン・発電〕〔③メタン・ガス精製〕〔③'一部発電なし〕では、余剰エネルギーのシステム外への供給を想定している。システム外供給時の評価については、余剰の電力及び精製バイオメタンの供給による CO₂ 削減可能量を対象とした。

〔②メタン・発電〕では、発電電力がシステム内の EV 車で利用され、余剰電力はシステム外で電力として利用される。バイオガス発電による発電量は年間 3,600MWh であり、車両利用量は表 2-63 の通りである。CO₂削減可能量は系統からの購入電力を代替するものとして評価した。

〔③メタン・ガス精製〕及び〔③'一部発電なし〕では、精製バイオメタンがシステム内の CNG 車で利用され、余剰分はシステム外に供給される。精製バイオメタンの生成量は表 2-43 より〔③メタン・ガス精製〕で 862,369Nm³、〔③'一部発電なし〕で 1,156,245Nm³ であり、車両利用量は表 2-63 の通りである。供給後の精製バイオメタンは様々な用途での利用が想定されるが、本試算では削減可能量の試算のため、供給熱量を都市ガスまたは軽油相当に換算した場合として評価を行った。

使用する排出係数を表 2-64、ケース別の CO₂削減可能量を表 2-65 に示す。

表 2-64 排出係数

電気の使用	tCO ₂ /kWh	0.000429
燃料の使用(都市ガス)	tC/GJ	0.0136
燃料の使用(軽油)	tC/GJ	0.0187

表 2-65 システム外供給による CO₂ 削減可能量

項目	単位	②メタン・発電		③メタン・ガス精製				③'一部 発電なし
パッカー車燃料種別	-	D	EV	D	D	CNG	CNG	D
トラック燃料種別		EV	EV	CNG	CNG	CNG	CNG	CNG
LP ガス添加率	%	-	-	9%	2%	9%	2%	2%
発電量	MWh/年	3,600	3,600	-	-	-	-	-
車両利用量	MWh/年	99	225	-	-	-	-	-
システム外供給量	MWh/年	3,501	3,375	-	-	-	-	-
精製バイオメタン量	Nm ³ /年	-	-	862,369	862,369	862,369	862,369	1,156,245
車両利用量	Nm ³ /年	-	-	94,225	100,692	214,148	228,845	100,692
システム外供給量	Nm ³ /年	-	-	768,143	761,677	648,220	633,524	1,055,554
メタン濃度 ⁵⁰	%	-	-	94.4%	94.4%	94.4%	94.4%	94.4%
年間発熱量	GJ/年	-	-	25,952	25,734	21,901	21,404	35,663
【CO ₂ 削減可能量】								
電力	tCO ₂ /年	1,502	1,448					
精製バイオメタン (都市ガス代替)	tCO ₂ /年			1,294	1,283	1,092	1,067	1,778
精製バイオメタン (軽油代替)	tCO ₂ /年			1,779	1,764	1,502	1,468	2,445

システム外供給による CO₂ 削減可能量は、[③'一部発電なし] の軽油代替の場合で最大の 2,445tCO₂ となった。

CO₂ 削減可能量はシステム外供給量に比例することから、パッカー車をディーゼル車としシステム内での電力や精製バイオメタンの消費量を抑えたほうが CO₂ 削減可能量は大きくなる。

精製バイオメタンでは排出係数の違いから、都市ガス代替として利用するよりも車両等で軽油代替として利用するほうがより高い CO₂ 削減効果として評価される。また試算上は LP ガス添加率が高いほど精製バイオメタンの利用量が相対的に少なくなることから、結果として CO₂ 削減可能量は大きくなる。

2.3.6 まとめ

(1) ケース別コスト・CO₂排出量まとめ

自治体でごみ処理施設を新規整備する場合、従来行われてきた焼却施設・し尿処理施設による一般廃棄物処理と比較して、メタン発酵処理施設を有し、生ごみや浄化槽汚泥・し尿等

⁵⁰ 2022 年度実証結果における最低濃度（本実証の精製設備において、車両利用のために後工程に送るメタン濃度閾値は 94%設定）

のバイオマス資源のエネルギー化を行う処理システムのほうが、コスト（初期費用及び運転維持費）、CO₂排出量ともに抑えられる試算結果となった。またエネルギー利用方法としてバイオガス発電利用とガス精製利用を比較した場合は、ケースによるが、より排出係数の高い燃料の代替としてガスのまま利用したほうが有利な場合がある。

ただし、今回の試算においては長期的なコスト試算は行っておらず、システム外利用時の追加設備等にかかるコストや CO₂ 排出量等については試算に含めていない。またごみ処理施設整備時に係る補助金・交付金等やエネルギーをシステム外利用した場合の売却益等についても考慮していない。長期的なコストについては、今後施設設備の耐用年数や長期使用時のメンテナンス費用等も考慮した試算を行う必要がある。

また現状の試算においては、バイオガス精製等設備や EV・CNG パッカー車は国内導入事例が少ないことから、高額な設定となっている。今後の事例の蓄積や普及状況によっては、イニシャルコストが低減できる可能性がある。精製バイオメタンの車両利用についても、LP ガスを添加せず利用できる場合、LP ガス購入費用や CO₂ 排出量をさらに抑えられる可能性が高い。

地域バイオマス資源から得られたメタンガスは確実な地産エネルギーであることから、メタンガスの利用拡大・普及の手段としてのガス精製は、自立した地域エネルギーシステムの構築に大きく寄与するものと考えられる。

(2) 普及戦略の検討及び普及に向けた留意点

バイオガスの精製利用は、一般廃棄物に限らず、畜産系・事業系などのメタン発酵処理施設にも適用可能である。FIT 制度でのメタン発酵発電による電気の買い取り価格は引き下げ傾向にあり、また制度開始から 10 年以上が経過している。非 FIT・卒 FIT に向けて発電以外のバイオガスの用途拡大が求められる中、車両燃料としての利用は極めて実用性が高く経済的な選択肢になりうる。

今年度は自治体の一般廃棄物処理を対象として人口約 10 万人規模での試算を実施したが、次年度はさらに小規模な自治体（人口約 5 万人規模）への適用可能性について検討を行う予定である。また、実証の結果を反映し、LP ガスを添加しない精製バイオメタンの利用可能性についても検討を行う。

メタン発酵のメリットは、含水率の高い生ごみやし尿を低エネルギーで処理できることであり、発酵残渣は農地還元することで肥料として活用が可能である。施設の設置費用や維持管理費についても焼却施設やし尿処理施設と比較して安価であるとされている。少子高齢化に伴いさらなる人口減少が予想される自治体にとって、処理費用の削減や CO₂ の排出量削減の効果的な選択肢となり得るかを検討する。

さらに、バイオガスの精製について、先進的な取り組みや普及を進めている海外の事例などについても調査を行い、日本での普及に向けての課題検討・戦略検討を行う予定である。特にヨーロッパの各国ではバイオガスの製造・利用が進んでおり、発電だけでなく、精製ガ

スの車両利用や都市ガス網への接続もされている。車両利用についてはすでに EU 加盟国の多くの国で車両燃料として精製バイオメタンが CNG 車、LNG 車に利用されている。都市ガスへの接続については、DSO（エンドユーザーへの配ガス用ガス網）への接続だけでなく、TSO（付臭や調整をしていないガスを広域流通させるための大口径高圧のガス網）への受入も始まっている。また、バイオガスの精製技術についても PSA だけでなく、膜分離、化学的処理、高圧水吸収、極低温分離など多様な手法が実用化され利用されている。

ヨーロッパでは、各国でガスの規格なども異なる環境にありながら、バイオガスや精製バイオメタンの利用に向けてどのような普及施策をとったのか、精製利用についてそれぞれの手法や課題、法規制や規格への対応状況、コスト面の課題対応などについて現地への訪問調査も次年度実施する計画である。

本事業の検討会の委員各位にはガス事業者、車両メーカー、廃棄物及び資源循環の専門家である大学教授、バイオガスに関する専門家なども含まれており、必要な専門家を伴い調査を実施することで多方面（バイオガス利用における技術分野、社会インフラと法整備、脱炭素に資する効果検証等）にわたる網羅的かつ専門的な知見が得られる効果がある。

普及戦略については、実証の結果も踏まえ、実用化に向けての留意点などを含めて取りまとめを行う方針である。

2.4 検討会の開催

今年度の事業では 2 回の検討会を開催した。検討会の概要は以下の通りである。

2.4.1 第一回検討会

第一回検討会は落合総合センターで開催し、実証計画について説明後に意見交換を行った。実証計画については、LP ガスの添加率をどこまで引き下げるかについて、協議をしたほか車両走行実証の経過、CO₂ 排出量の試算方法についても協議を行った。また、閉会後には、実証施設の視察を行った。

日 時 2023 年 10 月 4 日（水）14：00～

場 所 落合総合センター 2 階 第 5 会議室

参加者 （順不同・敬称略）

環境省 環境再生・資源循環局 廃棄物適正処理推進課	課長補佐 日垣 淳(Web 参加) 係長 北垣 芳彦 環境専門員 後藤 勇喜(Web 参加) 環境専門員 則竹 愛弘
真庭広域廃棄物リサイクル事業協同組合	事務局長 田村 啓二 事務局次長 山口 浩
真庭市生活環境部環境課	資源循環対策室長 山崎 学 主査 松尾 高行

岡山大学 廃棄物マネジメント研究センター	教授 藤原 健史(Web 参加)
株式会社バイオガ斯拉ボ	代表取締役 三崎 岳郎(Web 参加)
Daigas エナジー株式会社 ビジネス開発部	シニアエキスパート 大隅 省二郎
大阪ガスリキッド株式会社 産業ガス営業部	マネジャー 杉田 雅紀
大阪ガス株式会社 ガス製造・発電・エンジニアリング事業部	副課長 田中 啓(Web 参加)
いすゞ自動車株式会社 サステナビリティ推進部	シニアエキスパート 小林 寛
有限会社エコライフ商友	環境管理部 大倉 繁
株式会社 Fermento	代表取締役 道閑 房恵 業務部 大石 すみれ

議事次第

1. 開会
2. 今年度の実証スケジュール
3. 事業進捗報告
 - ・ 実証進捗報告
 - ・ エンジン性能試験について
 - ・ 普及機のコスト及び CO₂ 排出削減量の評価について（進捗報告）
 - ・ 今後の計画
4. 質疑応答・意見交換
5. 閉会
 - ※閉会後に現地視察を実施

資料：

- 資料① 実証スケジュール
- 資料② CNG 車走行実証記録（抜粋）
- 資料③ 普及機のコスト及び CO₂ 排出削減量の評価について

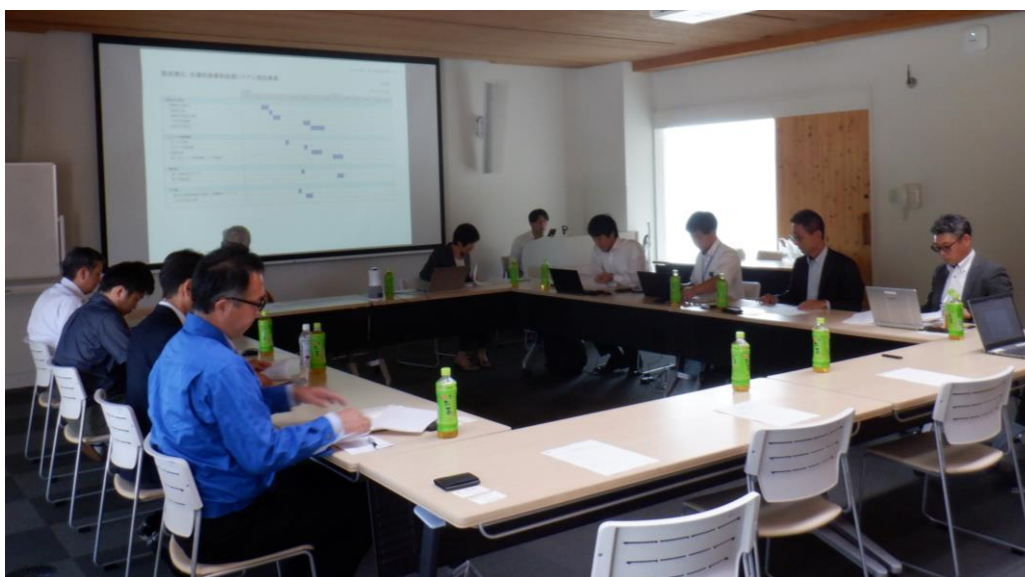


図 2-22 第一回検討会の様子

2.4.2 第二回検討会

第二回検討会は、2024年1月26日に開催した。第二回の検討会では、LPガスの添加率を2%にした製品ガスでの車両走行実証についての経過報告、リモニンの混入による精製設備のトラブルと普及についての報告、コスト及びCO₂排出削減量の評価についての進捗報告と質疑応答・意見交換を実施した。

日 時 2024年1月26日（金）14：00～

場 所 落合総合センター2階第3会議室

参加者 （順不同・敬称略）

環境省環境再生・資源循環局 廃棄物適正処理推進課	課長補佐 日垣 淳(Web 参加) 係長 北垣 芳彦(Web 参加) 環境専門員 後藤 勇喜(Web 参加) 環境専門員 則竹 愛弘(Web 参加)
真庭広域廃棄物リサイクル事業協同組合	事務局長 田村 啓二 事務局次長 山口 浩
真庭市生活環境部環境課	資源循環対策室長 山崎 学 主査 松尾 高行
岡山大学 廃棄物マネジメント研究センター	教授 藤原 健史(Web 参加)
Daigas エナジー株式会社 ビジネス開発部	シニアエキスパート 大隅 省二郎

大阪ガスリキッド株式会社 産業ガス営業部 企画チーム	マネジャー 杉田 雅紀
いすゞ自動車株式会社 サステナビリティ推進部	シニアエキスパート 小林 寛
有限会社エコライフ商友	環境管理部 大倉 繁
株式会社 Fermento	代表取締役 道閑 房恵 業務部 大石 すみれ

議事次第

1. 開会
2. 事業進捗報告
 - ・ 実証進捗報告
 - ・ エンジン性能試験について
 - ・ 審査会への報告事項について
 - ・ 普及機のコスト及び CO₂ 排出削減量の評価について（進捗報告）
3. 質疑応答・意見交換
4. 閉会

資料：

資料① 令和 5 年度バイオガス燃料、エンジン性能試験結果

資料② 審査会報告事項



図 2-23 第二回検討会の様子

2.5 「審査等委員会」への出席

2024 年 1 月 31 日にオンラインで開催された脱炭素化・先導的廃棄物処理システム実証事業審査等委員会に参加し、実証事業の経過報告を行った。

2.6 ヒアリング等への協力

令和 5 年度廃棄物処理システムにおける脱炭素・省 CO₂ 対策普及促進方策検討委託業務に関しては、次年度のとりまとめの際にヒアリング等への協力を行うこととなった。

2.7 業務委託先との打合せ

本業務の実施に当たり、各業務委託先とは必要に応じ打合せを行った。随時オンライン、現地立ち合いでの打合せ等を実施しており、トラブル対応、エンジン性能試験の項目についての協議、製品ガスの LP ガス添加率の引き下げ検討、実証スケジュールの調整・管理、実証状況の共有などを適宜実施し、円滑に実証を実施できている。

3 参考資料

3.1 車両走行記録

作業日	系統名	始業時刻	始業時 気温(℃)	始業時 圧力(MPa)	走行距離	充填時刻	充填時 気温(℃)	充填前 圧力	充填後 圧力	特記事項
2023/6/19	月・木Aコース	8:30	22	13.2	78	13:50	27	1.1	18.5	
2023/6/20	火・金Aコース	8:30	22	13	82	13:40	29	2.2	18.5	
2023/6/22	月・木Aコース	8:30	18	13	79	10:45	19	6.2	15.7	追加充填あり
2023/6/23	火・金Aコース	8:30	21	14.4	80	11:45	24	4.5	18.8	
2023/6/26	月・木Aコース	8:30	21	14.2	79	13:40	23	2.2	18.8	
2023/6/27	火・金Aコース	8:30	23	14.8	78	13:40	30	3	18.8	
2023/7/18	火・金Aコース	8:30	24	14.7	80	13:50	35	2.5	18.4	充填時間:約5分
2023/7/20	月・木Aコース	8:30	24	13.4	79	13:35	30	1.8	18.6	充填時間:約7分(手動ストップ)
2023/7/21	火・金Aコース	8:30	23	13.7	79	13:35	32	2.6	18.5	充填時間:約5分
2023/7/24	月・木Aコース	8:30	27	14	79	13:30	33	2	18.7	充填時間:約5分
2023/7/25	火・金Aコース	8:30	27	13.9	81	13:30	33	2	18.7	充填時間:約5分
2023/7/27	月・木Aコース	8:30	27	13.9	77	13:35	36	2.5	18.5	充填時間:約5分
2023/7/28	火・金Aコース	8:30	27	13.9	81	13:30	36	1.6	18.6	充填時間:約6分
2023/7/31	月・木Aコース	8:30	25	13.6	78	13:35	33	2	18.5	充填時間:約7分
2023/8/1	火・金Aコース	8:30	27	13.8	81	13:40	36	2	18.5	充填時間:約5分
2023/8/3	月・木Aコース	8:30	28	13.9	78	13:30	32	2.5	18.6	充填時間:約5分
2023/8/4	火・金Aコース	8:30	28	14.1	80	13:30	35	2.5	18.6	充填時間:約4.5分
2023/8/7	月・木Aコース	8:30	26	14	78	13:30	27	2.5	18.8	充填時間:約5分
2023/8/8	火・金Aコース	8:30	26	15	80	13:30	33	3	18.7	充填時間:約4.5分
2023/8/10	月・木Aコース	8:30	29	14.5	79	13:30	31	2	18.8	充填時間:約5.5分
2023/8/11	火・金Aコース	8:30	29	14.5	80	13:30	33	3	18.7	充填時間:約5分
2023/11/6	月・木Aコース	8:30	19	14.8	80	13:30	22	3.6	18.6	
2023/11/7	火・金Aコース	8:30	12	14	81	13:40	20	3.6	18.6	
2023/11/9	月・木Aコース	8:30	8	13.7	79	13:30	22	4.5	18.6	
2023/11/10	火・金Aコース	8:30	13	14.1	83	13:30	15	3.6	18.8	
2023/11/13	月・木Aコース	8:30	5	14.1	80	14:10	10	3.8	18.6	
2023/11/14	火・金Aコース	8:30	3	14.1	80	13:30	13	4.8	18.6	
2023/11/16	月・木Aコース	8:30	3	13.9	80	13:30	13	4.5	18.6	
2023/11/17	火・金Aコース	8:30	3	14.5	81	13:30	13	4.3	18.5	
2023/11/20	月・木Aコース	8:30	6	14.1	71	13:30	15	4	18.5	注入口の不具合のため修理へ
2023/11/23	月・木Aコース	8:30	8	14.5	80	13:30	17	5	18.6	
2023/11/24	火・金Aコース	8:30	10	14.2	80	13:30	12	4	18.7	
2023/11/27	月・木Aコース	8:30	5	13.9	70	13:30	11	4.3	18.6	
2023/11/30	月・木Aコース	8:30	4	15.9	79	13:30	8	6.3	18.7	
2023/12/1	火・金Aコース	8:30	0	14.1	80	13:30	8	4.7	18.6	
2023/12/4	月・木Aコース	8:30	0	14.6	80	13:30	13	4.7	18.2	
2023/12/5	火・金Aコース	8:30	0	14.6	83	13:30	5	3.8	18.6	
2023/12/7	月・木Aコース	8:30	8	15.6	80	13:30	11	5	18.5	
2023/12/8	火・金Aコース	8:30	-1	14	80	13:30	13	4.3	18.6	
2023/12/11	月・木Aコース	8:30	10	14.6	80	13:30	15	4	18.7	
2023/12/12	火・金Aコース	8:30	11	14.6	80	13:30	14	4	18.6	
2023/12/14	月・木Aコース	8:30	3	13.9	80	13:30	12	4	18.6	
2023/12/15	火・金Aコース	8:30	9	14.8	70	11:50	10	4.5	18.7	
2023/12/18	月・木Aコース	8:30	-1	13.7	77	13:30	6	3.7	18.7	
2023/12/19	火・金Aコース	8:30	0	14.3	82	13:30	4	4.3	18.8	
2023/12/21	月・木Aコース	8:30	0	14.7	79	13:30	1	4.5	18.8	
2023/12/22	火・金Aコース	8:30	-4	14.5	80	13:30	3	4.5	18.8	
2023/12/25	月・木Aコース	8:30	0	15	79	13:35	7	4.8	18.8	
2023/12/26	火・金Aコース	8:30	-3	13.9	80	13:30	6	4	18.6	
2023/12/28	月・木Aコース	8:30	0	14.5	71	13:30	9	4.2	18.4	

3.2 ケース図（数値入り）

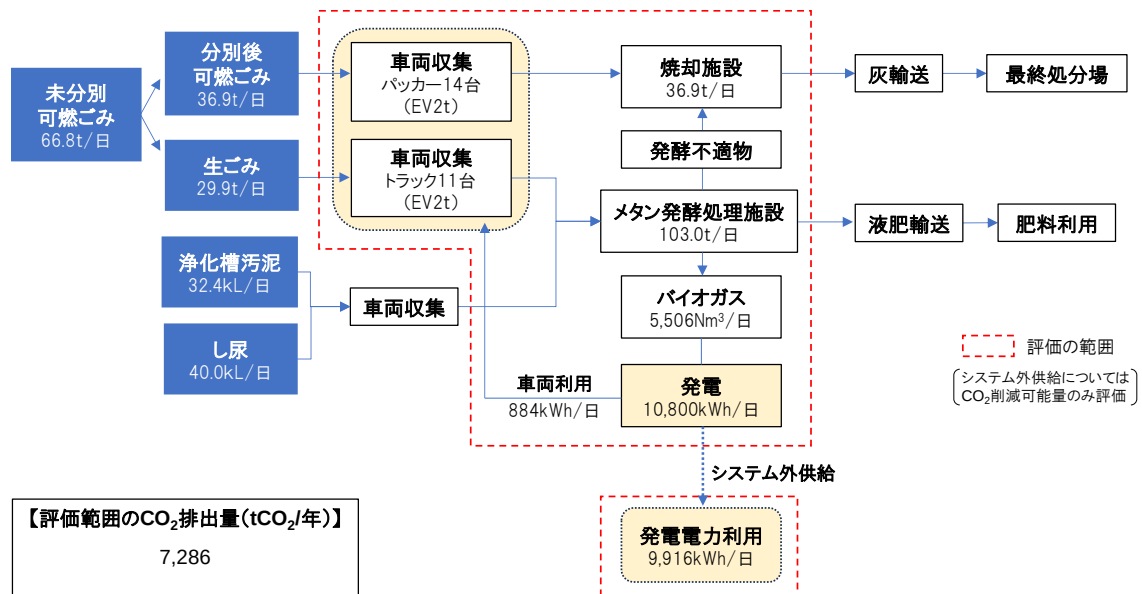


図 3-1 ②メタン・発電 (EV/EV)

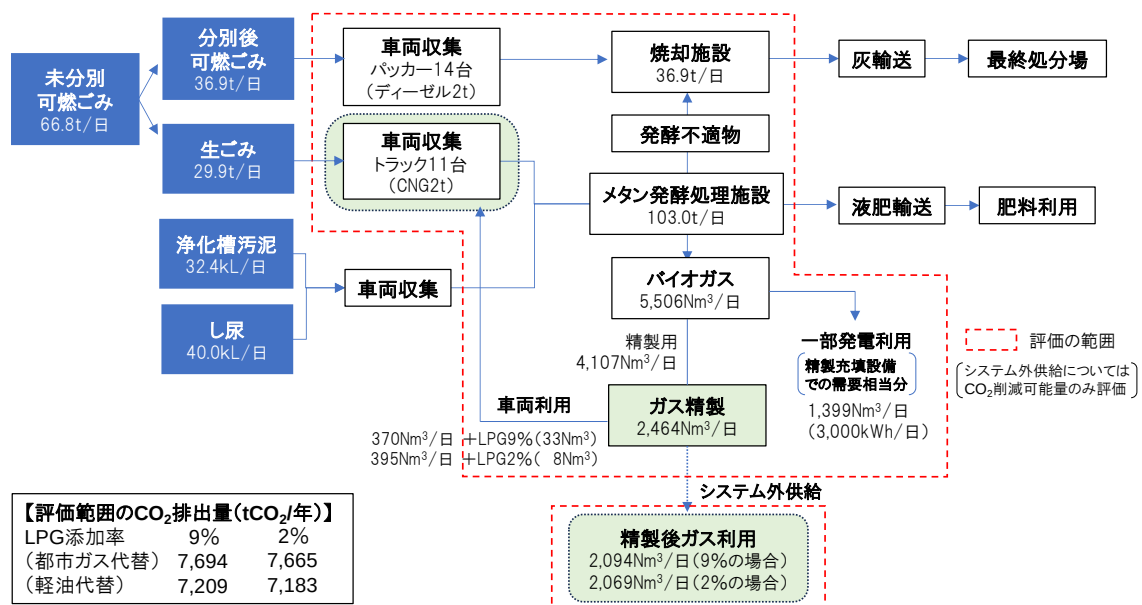


図 3-2 ③メタン・ガス精製 (D/CNG、LP ガス添加率 9%または 2%)

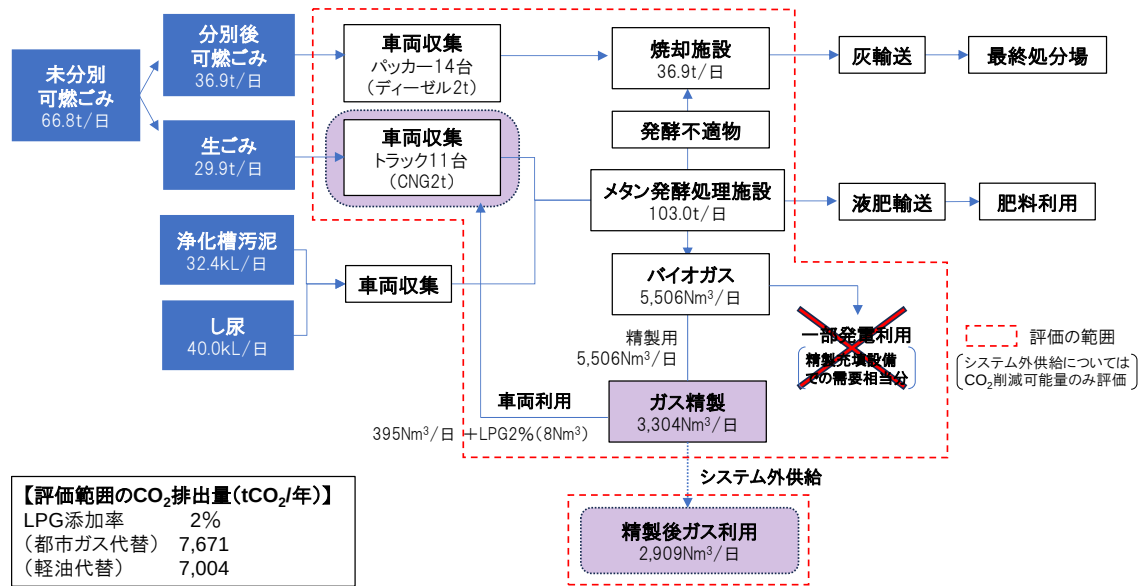


図 3-3 ③'一部発電なし（D/CNG、LP ガス添加率 2%）

リサイクル適性の表示：印刷用の紙にリサイクルできます

この印刷物は、グリーン購入法に基づく基本方針における「印刷」に係る判断の基準にしたがい、印刷用の紙へのリサイクルに適した材料〔Aランク〕のみを用いて作製しています。