

平成 26 年度環境省委託業務

平成 26 年度廃棄物発電の高度化支援事業委託業務
報告書

平成 27 年 3 月

一般財団法人 日本環境衛生センター
公益財団法人 廃棄物・3R研究財団

平成 26 年度廃棄物発電の高度化支援事業委託業務
報告書

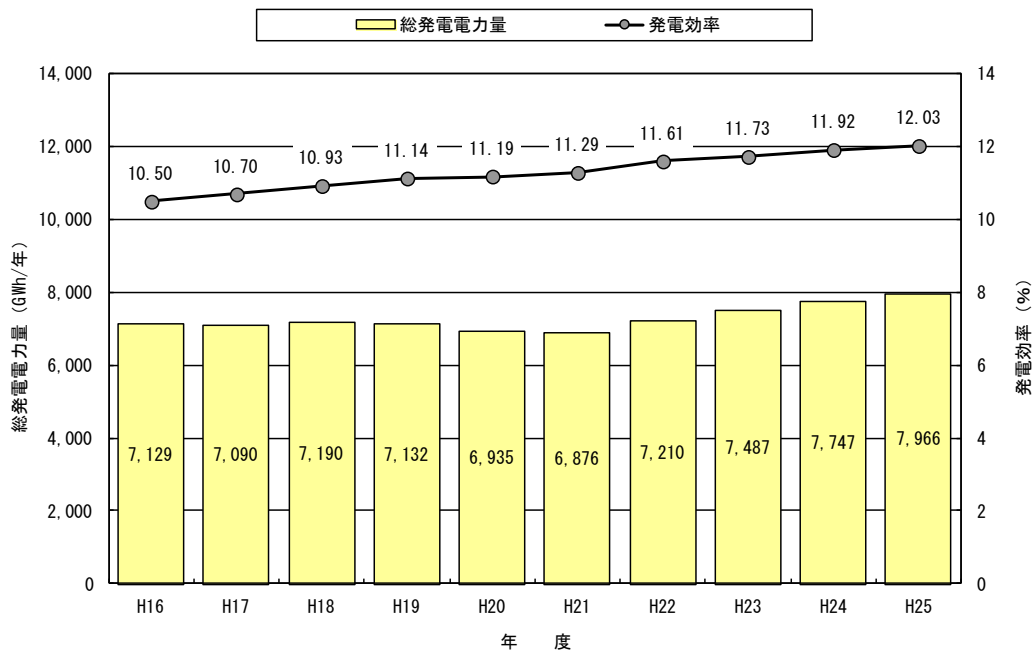
平成 27 年 3 月

一般財団法人 日本環境衛生センター
公益財団法人 廃棄物・3R研究財団

はじめに

(1) 我が国における廃棄物発電の推進政策の現況

我が国の廃棄物発電の状況は、下図のとおり平成 25 年度実績で総発電量 7,966GWh、平均発電効率 12.03%となっている。平成 25 年 5 月に閣議決定された「廃棄物処理施設整備計画」では、廃棄物発電に係る目標値として、計画期間中に整備されたごみ焼却施設の発電効率（21%）が設定されており、平成 26 年度からスタートしたエネルギー回収型廃棄物処理施設整備マニュアル（平成 26 年 3 月環境省）等による各種施策により、今後一層の推進が必要である。



総発電電力量と発電効率の推移ⁱ

廃棄物発電の発電効率の向上には、焼却対象物の性状（ごみ質（低位発熱量））、施設規模、エネルギー回収技術の種類や効率等の諸要素が関係しており、これらの諸要素に総合的に取り組んでいく必要がある。

焼却対象物については、循環型社会形成推進基本法に基づく 3R 政策の基本的理念（廃棄物等の発生抑制、再使用、再生利用、熱回収の順にできる限り循環的な利用を行う）のもと、焼却せざるを得ないごみについて、焼却時に高効率な発電を実施し、回収エネルギー量を確保することとされており、市町村等毎に定められた分別収集区分に基づいて焼却施設に搬入される一般廃棄物が基本である。

施設規模については、より大規模であるほど発電導入に係る費用対効果が高く、発電効率も高いとされているが、我が国の焼却施設の約半数が 100t/日未満の施設となっており、諸外国と比較して大規模化による発電効率の向上が課題と言われている（下表参考）。施設の大規模化に向けて

ⁱ 「日本の廃棄物処理 平成 25 年度版」平成 27 年 2 月 環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策部廃棄物対策課

は、かねてよりごみ処理の広域化を通じた施設の集約化を図っていくこととされており、循環型社会形成推進交付金では、原則として、ごみ処理の広域化に伴い、既存施設の削減が見込まれることをエネルギー回収型廃棄物処理施設（交付率 1/2）の交付要件の一つとされている。こうした諸施策により、施設の集約化促進による大規模化については、引き続き、廃棄物処理施設整備計画に則って促進していくこととされているところである。

（参考）欧米諸国の廃棄物発電と発電効率に関する特徴について

	発電施設数と総発電出力	施設当たりのごみ焼却量	発電効率
アメリカ ⁱⁱ	102 施設・282 万 kW	1,100 t 強	25%
ドイツ ⁱⁱⁱ	50 施設・100 万 kW	600 t 弱	
日本 ^{iv}	318 施設・175.4 万 kW	356 t	11.92%

一方、エネルギー回収技術の種類や効率等の要素については、平成 21 年 3 月の高効率発電施設整備マニュアルや、平成 26 年 3 月のエネルギー回収型廃棄物処理施設整備マニュアル等により、新たな技術等の紹介、交付金政策による導入促進が図られているが、先進的な取り組みを進める施設の実績等が必ずしも広く共有されているとはいえず、今後の施設整備や改良工事等を予定する市町村等に対して、積極的な情報提供が必要である。

また、個々の施設の技術改善、効率向上だけでなく、複数の施設で発電ネットワークを形成することにより、廃棄物発電電力をより大規模かつ安定的に供給する考え方もあり、そうした取り組みのメリットや課題を整理して情報提供することも重要である。

焼却対象物についても、3R 政策のもとでの“焼却せざるを得ないごみ”が対象であることを基本としつつも、例えば人口の減少に伴うごみ量の減少で施設の安定稼働に影響が生じかねない施設も想定されており、そういった施設においては、廃棄物の適正処理確保を前提としつつ、地域の実情に応じて林地残材等のこれまで対象としていなかった可燃物を併せて処理することにより、施設の安定稼働の確保とごみ質の改善による発電効率の向上につなげていくことも一つの検討課題といえる。

（2）廃棄物発電を取り巻く環境や諸制度の変化

廃棄物発電の発電効率向上に向けた諸施策を進める一方で、廃棄物発電を取り巻く環境や関連諸制度の動向にも注意を払っていく必要がある。

平成 23 年 3 月の東日本大震災と福島第一原子力発電所の事故に伴う電力情勢の変化により、廃棄物発電の地域の電源としての役割は高まってきている。廃棄物発電の増強だけでなく、安定供給方策や利活用方策についても積極的な取り組みを進め、地域の防災拠点として、あるいはエネルギー供給センターとしての位置づけを高めていくことが重要と考えられる。

また、現在制度の詳細設計が進められている電力システム改革については、改正電気事業法に

ii 「SCE・Net エネルギー研究会・エネルギーレポート」平成 17 年 4 月 松村真 より

iii 「SCE・Net エネルギー研究会・エネルギーレポート」平成 17 年 4 月 松村真 より

iv 「日本の廃棄物処理平成 24 年度版」「一般廃棄物処理事業実態調査結果（平成 24 年度実績）」平成 26 年 3 月環境省より

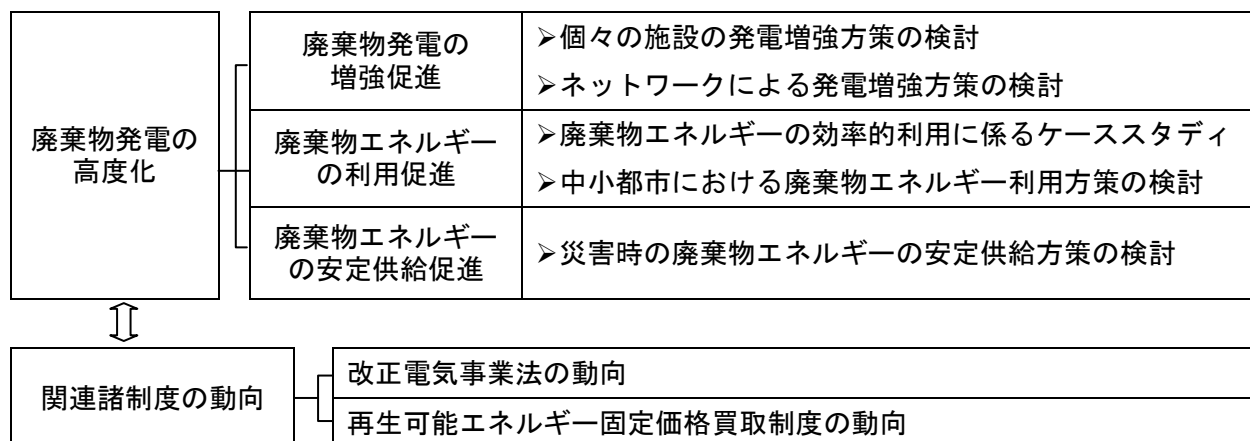
よる電力小売全面自由化が平成 28 年 4 月に迫っている。これに伴って見直しが行われる新たな事業類型（発電事業者、送配電事業者、小売電気事業者の 3 類型）を見据えて、廃棄物発電としても計画値同時同量制度等への対応を図っていく必要があり、その有効な対応策の一つとして、廃棄物発電のネットワーク化が挙げられる。

平成 24 年 7 月にスタートした再生可能エネルギー固定買取制度（FIT 制度）についても、廃棄物発電を含むバイオマス発電の買取価格の見直し動向を注視していく必要がある。

現状、廃棄物発電では、いわゆる新電力（PPS）を中心に比較的高価で発電電力を売電し、また買電時には比較的安価で購入しているところも多いが、これらの価格は電力を取り巻く状況変化に大きく依存するため、長期的に安定した料金で売電、かつ買電するための方策が重要である。この観点でも、廃棄物発電のネットワーク化による発電施設間及び需給間での連携、電力事業の協働化は有効と考えられる。

（3） 廃棄物発電の高度化支援事業による取り組み

以上の廃棄物発電政策の状況や取り巻く環境の変化を踏まえ、廃棄物発電の高度化支援事業では、以下の枠組みで各種方策に関する情報の収集整理とともに、ケーススタディ等を行うことにより、市町村等に対し情報の提供及び提案等を行うことにより、廃棄物発電の高度化を支援するものである。



概要

東日本大震災以降、電力不足や原発に大きく依存してきたエネルギー戦略の見直しが迫られる中で、災害時の緊急電源や防災拠点としての機能や、廃棄物系バイオマスの再生可能エネルギーとしての有効利用等の観点から、地域において廃棄物発電が果たす役割は大きくなることが期待されている。

また、廃棄物処理施設整備計画（平成 25 年 5 月閣議決定）では、焼却せざるを得ないごみについては、焼却時に高効率な発電を実施し、回収エネルギー量を確保することとされており、計画期間に整備されたごみ焼却施設の発電効率の平均値の目標が 21%とされている。

さらに、廃棄物エネルギーの利活用を進めていくためには、電力システム改革への対応や、再生可能エネルギーの固定価格買取制度の円滑な運用など、廃棄物発電を取り巻く諸制度にも適切に対応していく必要がある。

これらの状況を踏まえ、本業務では、廃棄物発電の増強や廃棄物エネルギーの効率的な利用、改正電気事業法等への的確な対応、固定価格買取制度の円滑な実施支援等を通じて、廃棄物発電を中心に廃棄物エネルギー活用の高度化を図るため、以下の調査検討を行った。

（1）廃棄物発電等の増強方策の検討

① 廃棄物発電の増強方策に係る実証

廃棄物発電の増強方策 5 件（高温高压ボイラ、逆潮流化、低空気比燃焼、低温エコノマイザ及び RO 膜による排水処理）について、実際の廃棄物処理施設における運転データ等から、その効果を評価・検証した。評価・検証の結果、各増強方策の発電量・送電量・発電効率、経済性、二酸化炭素（CO₂）削減量等について、いずれも個々の施設の状況に応じた条件や課題はあるものの、方策の導入により一定の効果が得られていることが認められた。

② 次年度以降の廃棄物発電増強方策の実証に向けた提案

次年度以降の廃棄物発電増強の実証に向けた 3 方策（メタン発酵及び木質バイオマスとのコンバインド）を選定し、各々の具体的な効果（発電効率、経済性、CO₂削減効果等）を検討した上で、次年度以降の実証方法（案）と留意事項について取りまとめた。

③ 廃棄物エネルギーの効率的利用に係るケーススタディ

発電以外にも含めた廃棄物エネルギー利用の効率性の評価手法を検討し、その評価手法の下、どのような利用方法がエネルギー有効利用や温室効果ガス削減のために優れているかという観点から参考事例 3 件（ボイラ発生蒸気、タービン抽気蒸気及びタービン排気蒸気の各々を利用した地域熱供給事例）について、調査を行った。調査の結果、蒸気条件を高温高压化することの意義がエクセルギー損失の試算結果から示されるとともに、発電後の排熱を地域熱供給で活用することによる CO₂ 削減面での有効性が確認された。地域熱供給に関しては、焼却施設からの最適な熱供給条件・方式の追求や、固定価格買取制度がある中での支援のあり方、建替時の熱供給の継続・強化等の課題があることが指摘された。

④ 中小都市における廃棄物エネルギーの利用方策の検討

中小規模の廃棄物処理施設においても実施可能かつ効率的な廃棄物エネルギーの活用方策として下記2件を選定し、その効果（CO₂削減効果を含む。）及び普及方策を検討するとともに、支援のための計画を策定した。

1) バイオマスとのコンバインド発電検討

林地残材等によるバイオマス発電と一般廃棄物のごみ発電のコンバインドについて、事業化を図るために必要な条件や、経済性について検討した。検討の結果、150t/日、210t/日及び390t/日の各施設規模（いずれも3炉構成）において経済性を確保できるチップ購入単価等が試算された。

2) 製鉄所等熱多用施設での廃棄物固形燃料（RDF）の検討

製鉄所等の熱需要の多い工場でのRDF利用について、2事例（石灰石焼成炉及び蒸気製造ボイラでのRDF利用）で検討した結果、燃料費及びCO₂ともに削減効果が認められた。

⑤ 災害時におけるエネルギーの安定供給方策の検討

廃棄物処理施設における災害時のエネルギー安定供給上の課題（非常用発電設備の設置及び用水の確保）について対応方策を検討した結果、100～200t/日の施設に必要な非常用発電機能力、必要水量等を試算するとともに、各々の特徴や、導入に当たって必要な手続き、課題等が整理された。

(2) 廃棄物発電のネットワーク化に係るシミュレーション等

廃棄物発電ネットワークの実現に向けて、廃棄物発電ネットワークの想定できる利点を整理し検証を行った結果、余剰電力の平準化・安定化、計画値同時同量への対応、地域のグリーン化と地産地消への貢献といった点で利点があること、ネットワークの施設数や規模の考え方、自治体における契約方法等に検討課題があること等が整理された。

また、段階的なネットワーク形態について整理し、いくつかのネットワーク形態を取り上げ、実運転データを基に、ネットワークの運用、経済性及び計画値同時同量への対応についてシミュレーションを行った結果、市及び圏域単位のネットワークで小中学校の需要に対応できること（一定の調整電源の活用が前提）、ネットワークを運営する自治体関与 PPS に経済性があること等の結果が認められた。

また、次年度以降、廃棄物発電のネットワーク化に新たに取り組む又は既設のネットワーク事業を拡大する自治体を2件選定し、それらの事業を支援するための計画を策定した。

(3) 改正電気事業法等への対応方策の検討

改正電気事業法が廃棄物発電に影響を及ぼすと考えられる法令・制度の動向を収集・整理し、計画値同時同量の導入に伴うインバランス料金制度への対応方策等を検討した。電気事業法の改正に係る総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力システム改革小委員会や広域的運営推進機関設立準備組合における検討状況等について整理を行った。

(4) 固定価格買取制度の円滑な実施支援

引き続き固定価格買取制度が円滑に実施されるよう、調達価格等算定委員会のこれまでの議論・意見や廃棄物系バイオマス以外の調達価格等の設定の考え方、欧州の動向等を整理した。また、廃棄物発電の普及効果等を踏まえた、適切な調達価格等の算定の考え方や調達期間が終了した施設への対応等、廃棄物発電の利用を促進する上で適切な制度の在り方について検討を行った。

(5) 検討会の設置・運営

本業務に当たっては、学識経験者を含む検討会を設置し、(1)～(4)について必要な助言を受けた。検討会委員は11名、オブザーバは1名で、検討会は3回開催した。

Summary

The Great East Japan Earthquake forced the country to address the problem of electric power shortage and to revisit its energy strategies characterized by a heavy dependence on nuclear power generation. The role that solid waste-based power generation could play at the community level is receiving increasingly strong attention from the perspective of serving as an emergency power source in emergency situations and as a disaster management base, as well as a means to increase the share of renewable energies in the energy mix by more efficient use of solid waste-derived biomass.

The Waste Treatment Facility Development Plan (set out by the Cabinet in May 2013) calls for high-efficiency power generation based on solid waste that needs to be incinerated so as to ensure recovery of potential energy. The targeted power generation efficiency of waste incineration facilities to be developed in the course of the Plan is set to be 21% on average.

Further promotion of efficient utilization of energy out of solid waste requires adequate responses to relevant regulatory or institutional changes, including the on-going reforms in electric power system and smooth implementation of the fixed price feed-in schemes for renewable energies.

In this context, the research project addresses the below-described issues with the view to promoting enhancement of solid waste-based energy utilization through increased solid waste-based power generation and improved solid waste energy utilization, adequate responses to the revisions of the Electricity Business Act, assistance to ensure smooth implementation of the fixed price feed-in scheme, and other measures.

1. Study on measures to enhance solid waste-based power generation

(1) Validation of solid waste-based power generation enhancement measures

Five measures designed to enhance solid waste-based power generation (high-temperature and pressure boilers, backward flow, starved-air incineration, low-temperature economizer, and RO membrane-based wastewater treatment) were respectively evaluated for their effectiveness, based on actual operation data obtained at waste treatment facilities and other sources of information. All five of the measures were found to be effective to certain extent, even though every facility reviewed had specific circumstances and challenges with respect to power generation, transmission, power generation efficiency, economics, carbon dioxide (CO₂) emissions reduction, and other aspects.

(2) Proposals for validation of other solid waste-based power generation enhancement measures in subsequent fiscal years

Three additional solid waste-based power generation enhancement measures were selected for study in subsequent fiscal years (two power generation methods combined with methane fermentation and one combined with wood biomass). They were reviewed in a preliminary manner for the expected specific effects (power generation efficiency, economics, CO₂ emissions reduction, and others). Proposed methods and points to be noted were determined for actual validation in subsequent fiscal years.

(3) Case studies on efficient utilization of solid waste-based energy

Evaluation methodologies were reviewed on solid waste-based energy utilization

processes, including those not involving power generation. Then, the evaluated methodologies were applied to study what kinds of processes are advantageous from the perspectives of energy utilization efficiency and GHG emissions reduction, by comparing three reference cases (district heating systems respectively based on boiler-generated steam, turbine extraction steam, and turbine exhaust steam). The study revealed that use of steam at high-temperature and high-pressure condition is significantly important, judging from the results of exergy loss simulation. The study also confirmed that use of power generation exhaust steam for district heating is particularly effective in reducing CO₂. It was pointed out however that district heating has a number of challenges to be addressed, including pursuit of optimal heat supply conditions and methods from the incineration plant, form of government assistance, given the already available fixed price feed-in scheme, and the need for uninterrupted heat supply and heat demand enhancement at the time of renovation of the incineration plant.

(4) Study on solid waste-based energy utilization in small- to medium-sized cities

As examples of possibly viable and efficient measures to utilize energy out of small- to medium-sized waste treatment facilities, the two below-described projects were chosen. They were reviewed for their effectiveness (including CO₂ emissions reduction) and for the methodologies for their promotion. Ideas for assistance were also formulated.

1) Study on power generation combined with biomass

A project involving logging waste-based biomass power generation combined with the municipal waste-based power generation was studied for required conditions for implementation and estimated economics. The study estimated the minimum affordable unit prices of the woodchips and other parameters for 150 ton/day, 210 ton/day, and 390 ton/day facilities (each consisting of three furnaces) to be feasible.

2) Study on the use of refuse-derived fuel (RDF) in steel mills and other large heat users

Two cases of projects involving possible use of RDF in steel mills and other large thermal heat energy users (use of RDF in a limestone calcination furnace and a steam generation boiler) were studied. The study found positive effectiveness in terms of both fuel cost savings and CO₂ emissions reduction.

(5) Study on securing stable energy supply in emergency situations

Measures to secure stable energy supply for a waste treatment facility in an emergency situation (installation of an emergency generator and securing industrial water supply) were reviewed. The power generation capacity and the amount of industrial water required for a 100 – 200 ton/day facility were estimated. The respective properties of these energy utilities, the required procedures, issues and other necessary tasks to be addressed for a disaster situation were identified.

2. Simulation and other studies on networking of solid waste-based power generation

With a view to helping construct solid waste-based power generation networks, studies were conducted by organizing possible advantages of solid waste-based power generation networks. Conceivable advantages identified include: levelling and stabilization of surplus power, responses to balancing, and contribution to local greening as well as local production for local consumption. The studies also identified challenges in terms of the number of participating

facilities in a network, varying capacities of their facilities, and contract procedures by the municipalities involved.

In addition, several phased network formations were studied to simulate the network operability, economics, and balancing responses by the use of actual operation data. The studies found that a network at a city or service sphere level should be capable of meeting the power demands of the elementary and junior high schools in its jurisdiction (provided that a controlling power source of certain capacity is available). It was also found that such a scheme would be economically viable if the network is operated by a PPS with the participation of the municipal government involved.

Two municipalities were chosen for subsequent fiscal years during which they would newly construct or expand their networks of solid waste-based power generation. Plans to assist their projects were developed.

3. Study on the measures to respond to the Electricity Business Act revisions

Legislative and institutional changes relative to the Electricity Business Act that might affect solid waste-based power generation were accumulated and reviewed to consider possible responses to the introduction of balancing mechanism and the associated imbalance fees. The progress of ongoing discussions on the Electricity Business Act revisions at the Electric Power System Reform Group of the Fundamental Issues Subcommittee of the Advisory Committee for Natural Resources and Energy as well as at the Partnership for Preparation of Founding an Organization Promoting Wide-area Operation was reviewed.

4. Assistance for smooth implementation of the fixed price feed-in system

With a view to helping ensure continued smooth implementation of the fixed price feed-in system, discussions and views expressed at the Calculation Committee for Procurement Price, etc., approaches to setting the procurement costs of materials other than solid waste-based biomass, and trends in Europe were compiled and reviewed. Desirable institutional schemes conducive to promotion of solid waste-based power generation were reviewed, including calculation of procurement prices which take into account the positive impacts of increased solid waste-based power generation and measures for facilities that have seen their procurement period ended.

5. Organization and running of a study group

The research project was conducted with involvement of a study group including academic experts in the fields concerned, which provided useful advice on the research topics described in 1 through 4 above. The study group consisted of eleven members and an observer and met three times during the period covered by this report.

目 次

I 廃棄物発電等の増強方策の検討	I-1-1
1. 廃棄物発電の増強方策に係る実証	I-1-1
(1) 調査概要	I-1-1
(2) 調査結果	I-1-2
2. 次年度以降の廃棄物発電増強方策の実証に向けた提案	I-2-1
(1) メタン発酵とのコンバインド処理（独立過熱器による蒸気高温化）	I-2-4
(2) メタン発酵とのコンバインド処理（小規模施設における高効率発電の実現）	I-2-9
(3) バイオマスとのコンバインド処理（林地残材の混焼）	I-2-13
3. 廃棄物エネルギーの効率的利用に係るケーススタディ	I-3-1
(1) 概要	I-3-1
(2) 既存データを用いた評価指標の設定と試算	I-3-7
(3) 試算結果に基づく調査対象事例の抽出	I-3-15
(4) 効率的な廃棄物エネルギー利用事例のとりまとめ	I-3-22
(5) 結論及び提案	I-3-45
4. 中小都市における廃棄物エネルギーの利用方策の検討	I-4-(1)-1
(1) バイオマスとのコンバインド発電検討	I-4-(1)-1
(2) 製鉄所等熱多用施設での廃棄物固形燃料（RDF）の熱利用	I-4-(2)-1
5. 災害時におけるエネルギーの安定供給方策の検討	I-5-1
(1) 概要	I-5-1
(2) 非常用発電機に関する事項	I-5-5
(3) 用水の確保に関する事項	I-5-12
(4) 事例調査	I-5-15
II 廃棄物発電のネットワーク化に係るシミュレーション等	II-1
1. 廃棄物ネットワークの概要	II-1
(1) 廃棄物発電ネットワークの概要	II-1
(2) 廃棄物発電ネットワークにより想定できる利点とその検証	II-1
(3) 廃棄物発電ネットワークに向けた自治体の考え	II-6
2. 廃棄物発電電力の地産地消を進めるための段階的なネットワーク形態と課題	II-8
(1) 市域における地域グリーン電力構想（PPS）	II-10
(2) 市域における地域グリーン電力構想（SPC, PPS）	II-11
(3) 都市間連携による地域グリーン電力構想（SPC, PPS）	II-12
(4) 市域における地域グリーン電力構想（自治体関与 PPS）	II-13
(5) 市町村広域連携による地域グリーン電力構想（自治体関与 PPS）	II-14
(6) 圏域における地域グリーン電力構想（自治体関与 PPS）	II-15
3. 廃棄物発電電力の地産地消を進めるためのネットワーク化の適用	II-17
(1) 需給バランスの算定方法	II-17

(2) ネットワーク地産地消評価指標	II-17
(3) 市域における地域グリーン電力構想（4自治体の例）	II-19
(3) 圏域における地域グリーン電力構想	II-23
4. 市域及び圏域における地域グリーン電力構想の経済性の検討	II-25
(1) 概要	II-25
(2) 検討条件	II-26
(3) 検討結果	II-27
5. ネットワークの運用	II-33
(1) 廃棄物発電及び自治体関与 PPS（発電側運営部門）の運用	II-33
(2) 自治体関与 PPS（小売部門）の運用	II-55
6. 平成 27 年度 FS 事業に向けての支援計画	II-76
(1) 自治体関与 PPS の導入検討事業計画（事業支援 1）	II-77
(2) PPS との契約による地産地消の仕組みの導入検討事業計画（事業支援 2）	II-81
III 改正電気事業法等への対応について	III-1
1. 電気事業法改正の概要	III-1
(1) 電力システム改革の推進	III-1
(2) 電気事業法の一部改正	III-1
(3) 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法の一部改正	III-2
(4) 商品先物取引法の一部改正	III-2
2. 我が国における現行の電気事業の種類と改正による類型	III-3
3. 小売全面自由化に係る詳細制度設計について	III-4
(1) 発電事業者	III-4
(2) 小売電気事業者	III-7
4. 同時同量制度・インバランス制度に係る詳細制度設計について	III-9
(1) インバランス料金の考え方	III-9
(2) 計画値同時同量制度の具体的業務	III-9
(3) FIT 制度と計画値同時同量制度	III-13
5. 廃棄物発電の対応	III-20
(参考) 制度設計ワーキングの検討経緯について	III-22
IV 固定価格買取制度の円滑な実施支援	IV-1
1. 調達価格等算定委員会のこれまでの議論・意見	IV-1
(1) 基本事項	IV-1
(2) 廃棄物発電におけるこれまでの検討	IV-13
(3) 廃棄物発電以外の調達価格等の設定の考え方	IV-15
2. 固定価格買取制度に関する欧州の動向	IV-20
(1) ドイツ	IV-20
(2) その他の国	IV-26
3. 廃棄物発電における適正な調達価格等	IV-29

(1) 適正な調達価格の検討	IV-29
4. 廃棄物発電の普及促進	IV-33
(1) 調達価格の算定におけるコスト以外の要素	IV-33
(2) 調達期間が終了した施設への対応	IV-33
5. 我が国における最新の動向	IV-35
(1) FIT 法施行規則の一部を改正する省令案等	IV-35
(2) 新たに対応を追加することになった事項	IV-39
(3) 平成 27 年度の調達価格等	IV-41
6. 取りまとめを通じて明らかになった課題	IV-43
(1) 課題点	IV-43
(2) 廃棄物発電における FIT 制度の在り方	IV-44
V 検討会の設置・運営	V-1
1. 検討会の設置	V-1
(1) 検討内容	V-1
(2) 検討会・作業部会開催日時	V-2
(3) 委員構成	V-2
(4) 作業部会の構成	V-2
2. 検討会における委員からの主な指摘事項と対応	V-4
(1) 第 1 回検討会	V-4
(2) 第 2 回検討会	V-6
(3) 第 3 回検討会	V-8

I 廃棄物発電等の増強方策の検討

1. 廃棄物発電の増強方策に係る実証

(1) 調査概要

1) 調査内容

高い効果が見込まれる廃棄物発電の増強方策(5件)について、実際の廃棄物処理施設における運転データ等から、その効果を評価・検証する。

2) 調査対象施設

調査対象施設を以下の表に示す。

表 I-1-(1)-1 調査対象施設

自治体または組合名	A市	B市	C衛生組合	D市	E衛生組合
施設名	A市クリーンセンター	B市クリーンセンター	クリーンプラザC	D市環境事業センター	Eクリーンセンター
プラントメーカー	クボタ環境サービス	川崎重工業	JFEエンジニアリング	荏原環境プラント	日立造船
竣工年 (改造年)	平成9年3月 (改造:平成26年3月)	昭和63年3月 (改造:平成22~24年)	平成25年3月	平成25年9月	平成25年1月
増強方策	高温高圧ボイラ	逆潮流化	低空気比燃焼	低温エコノマイザ	RO膜による排水処理
新設・改造	改造	改造	新設	新設	新設
処理能力	230t/日 ×2炉	142t/日 ×1炉	144t/日 ×2炉	105t/日 ×3炉	100t/日 ×2炉
発電機能力	12600kW	800kW	9700kW	5900kW	3820kW
回答回収日	11月20日	9月29日	10月29日	11月11日	11月20日

(2) 調査結果

1) 高温高压ボイラ(A市)

①発電増強方策の概要

ボイラの主蒸気条件を高圧化および高温化し、タービン内部効率を大きく取ることで、発電効率を向上させる方法である。図 I-1-(2)-1-1 に示すように、ボイラを高温高压化することによりタービンでの熱落差が大きくとれる。タービンの排気条件が -76kPaG の場合、 $3\text{MPaG}\times 300^\circ\text{C}$ では熱落差が 640kJ/kg 程度であるのに対し、 $4\text{MPaG}\times 400^\circ\text{C}$ では熱落差は 750kJ/kg と 17%程度アップする。ボイラ主蒸気量は 10%程度少なくなるが、熱落差の上昇率が主蒸気流量の低下率を上回るため、結果として発電効率の向上につながる。また、 $4\text{MPaG}\times 400^\circ\text{C}$ の場合は湿り度に余裕があるため、内部効率の高い蒸気タービンを採用できる。ボイラ主蒸気条件を $3\text{MPaG}\times 300^\circ\text{C}$ から $4\text{MPaG}\times 400^\circ\text{C}$ に高温高压化することで発電効率は 1.5%~2.5%向上することが期待できる(参考：マニュアル^{※1}P31)。

※1：高効率ごみ発電施設整備マニュアル(平成 21 年 3 月、平成 22 年 3 月改訂、環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策部廃棄物対策課)、以下「マニュアル」という。

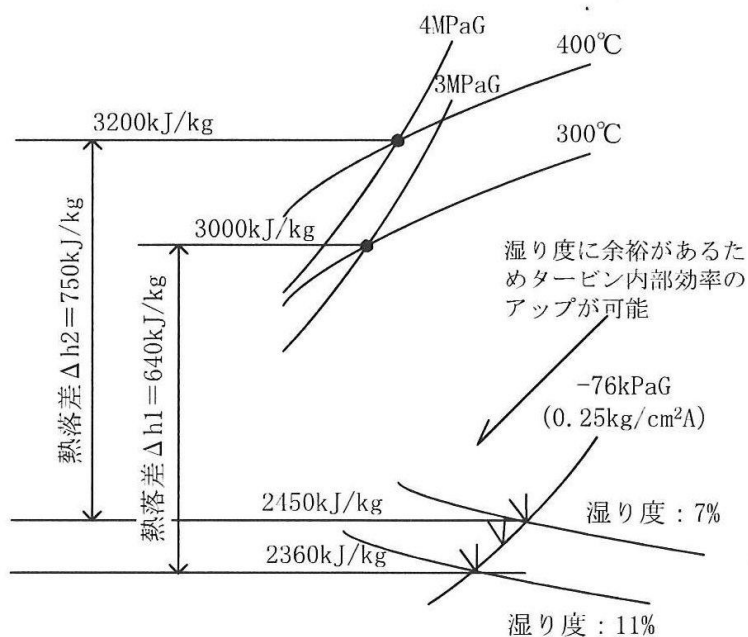


図 I-1-(2)-1-1 タービン膨張線図
(マニュアル P31)

②発電増強方策の考え方

図 I-1-(2)-1-2 にボイラ水管の管壁温度と腐食速度の関係を示すが、2000 年以前に建設された施設では、水管に付着する灰の熔融等に起因する過熱器の高温腐食を避けるため、蒸気条件を圧力： 3MPaG 以下、温度： 300°C 以下で設計されることがほとんどであった。しかし、2000 年以降は、ボイラ構造の最適化や高温高压ボイラ用過熱器材料の開発により、圧力： 4MPaG 、温度： 400°C クラスの蒸気条件を採用する例が増加している。 $3\text{MPaG}\times 300^\circ\text{C}$ クラスのボイラでは過熱器

を長期使用できるが、4MPaG×400℃クラスでは、一定期間の使用で過熱器の交換が必要になるため、過熱器交換コストと発電効率向上効果を総合的に勘案して、蒸気条件等を決定することが望ましい(マニュアル P31～P32)。

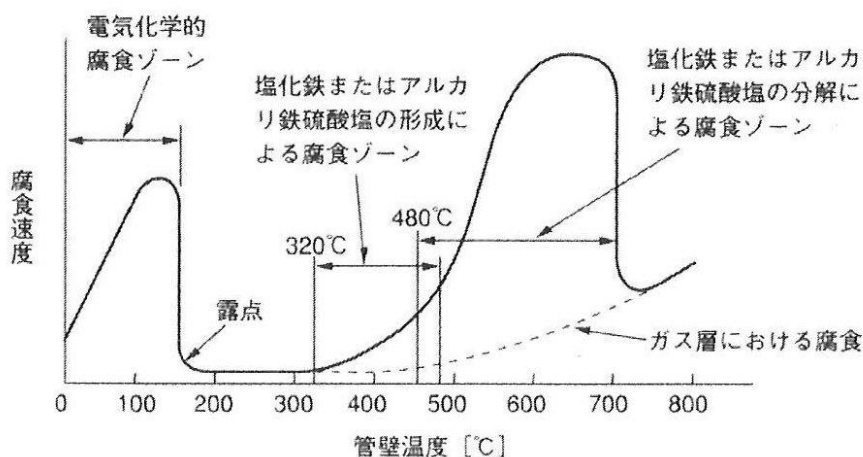


図 I -1-(2)-1)-2 ボイラ水管の管壁温度と腐食速度の関係
(マニュアル P31)

③改造内容

A 市の改造内容を図 I -1-(2)-1)-3 に、改造前後の仕様の相違を表 I -1-(2)-1)-1 に示す(網掛け部分が相違点)。ボイラ改造の工事内容としては、ボイラ、蒸気タービン、復水器の更新、主蒸気だめの設置、エジェクタ等補機類の能力変更等を行っている。

改造前は、ボイラにより 2.7MPa×300℃の蒸気を発生させた後、ガスタービン発電機(4,100kW)の排熱を用いて蒸気の過熱を行い、蒸気タービン発電(12,400kW)を行っていた(スーパーごみ発電)。ただし、売電単価の安価な夜間、休日では都市ガス燃料費がかさむため、ガスタービンは動かさずに蒸気タービンだけの運転を行うことが多かった。

改造後は、ボイラを 4.0MPa×400℃の高温高压ボイラに置き換えることにより、蒸気タービンだけで 12,600kW の発電を行えるようになった。ガスタービン発電機はピークカット用として利用している。

この他、ボイラ出口排ガス温度設計(℃)を 220℃から 210℃に低減、脱硝装置入口ガス温度を 210℃から 200℃に低減、空気比(設計)を 1.8 から 1.7 に変更している。

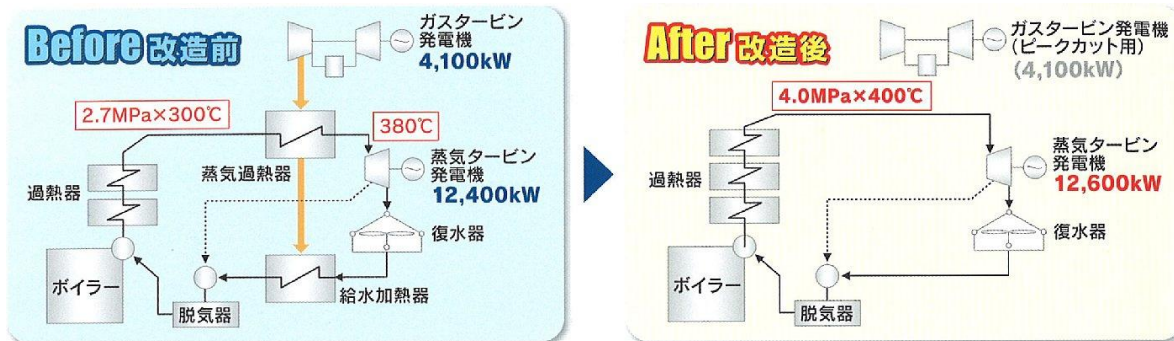


図 I-1-(2)-1)-3 改造内容(A市パンフレットより抜粋)

表 I-1-(2)-1)-1 改造内容(高温高压ボイラ(A市))

項目		単位・(記入例)	A市 改造前	A市 改造後
ボイラ設備	①蒸気条件(圧力)	(MPaG)	2.7	4
	蒸気条件(温度)	(°C)	300	400
	②最大蒸発量	t/h(1炉当り)	38.29	36
	③出口排ガス温度	(°C)	220	210
蒸気タービン	①形式	(背圧、抽気復水)	抽気復水タービン	抽気復水タービン
	②定格出力	(kW)	12400	12600
	③設計排気圧	(kPaG)	-81.7	-86.0
排ガスHCl、SOx除去	①処理方式	(湿式・乾式)	乾式	乾式
	②使用薬品	(消石灰、苛性ソーダ等)	消石灰	消石灰
	③設計温度	(°C)	150	150
排ガスNOx除去	①処理方式	(触媒、非触媒、燃焼制御)	炉内アンモニア水噴霧噴霧(非触媒)と触媒脱硝方式の併用	炉内アンモニア水噴霧噴霧(非触媒)と触媒脱硝方式の併用
	②使用薬品	(アンモニア、尿素)	アンモニア水	アンモニア水
	③設計温度	(°C)	210(触媒)	200(触媒)
燃焼空気比			1.8	1.7
排ガス循環	有無		無し	無し
白煙防止条件	あり(°C、%)、なし		5°C×65%	5°C×65%(運用上停止中)
排水処理	プラント排水	(クローズド、再利用、下水放流、公共用水域放流)	処理後、公共下水道へ放流	処理後、公共下水道へ放流
	洗煙排水		-	-
	生活排水		公共下水道へ放流	公共下水道へ放流
発電効率	%		22.5%	20.2%
その他送電量増強方策	照明、設備等の省エネ対策等		-	外灯のLED化 炉室照明の人感センサー化

④発電量・送電量・発電効率

A市の改造前後の発電量・送電量・発電効率を図I-1-(2)-1)-4に示す。改造前①はスーパーごみ発電有の状態、改造前②はスーパーごみ発電を行っていない状態を表す。

改造前②と改造後を比較すると、発電量は約34%増えて10,600kW、送電量は約50%増えて7,000kW、発電効率は約5%上昇して19.5%となった。なお、発電効率が設計値20.2%と実測値19.5%で異なるのは、ごみ質が違うことによるものである。設計値の20.2%は高質ごみ11,700kJ/kgで発電量12,600kWの発電を行った場合の発電効率であり、一方、実測値の19.5%

は、基幹改良工事の CO₂削減計算の対象とした改造前のごみ質の 10,160kJ/kg を用いて、発電量 10,570kw の発電を行った場合の発電効率である。

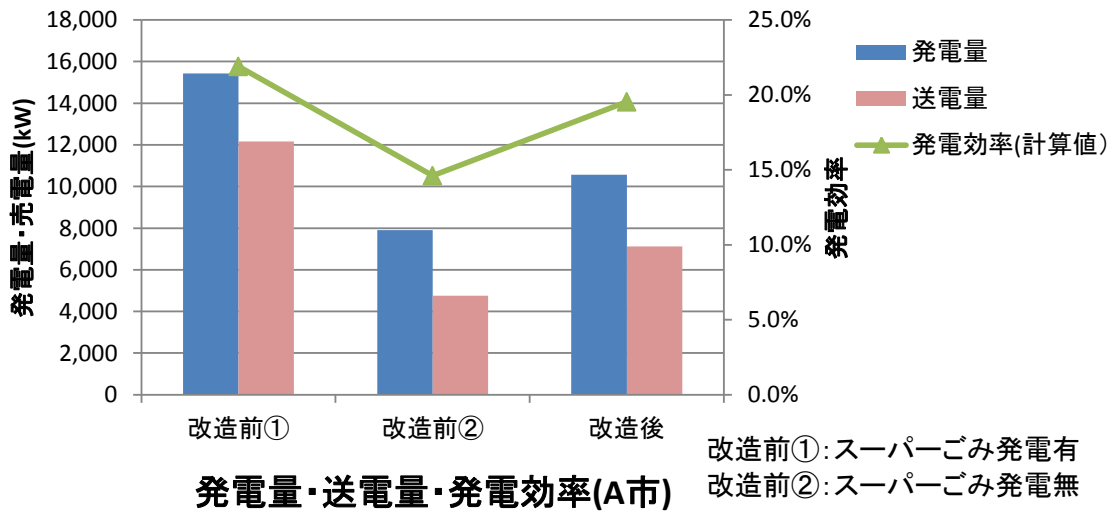


図 I -1-(2)-1)-4 改造前後の発電量・送電量・発電効率(A市)

⑤実運転データ

A市の実運転データのうち、ごみ処理量、低位発熱量、発電量、送電量、発電効率、蒸発量、排ガス濃度の1時間ごとの測定値を改造前、改造後のそれぞれについて、図 I -1-(2)-1)-5~7に示した。

改造前は、9時~22時にスーパーごみ発電を行っており、発電量、発電効率ともに高くなっている。改造後は、1日を通して、発電量、発電効率ともに安定している。

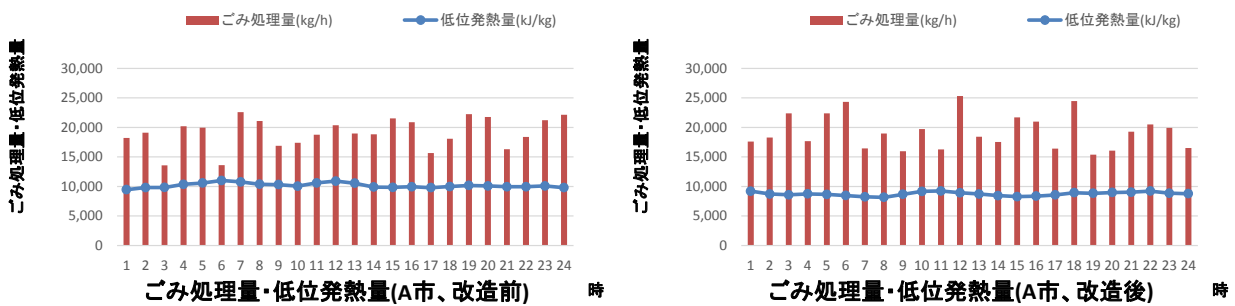


図 I -1-(2)-1)-5 実運転データ(ごみ処理量・低位発熱量)

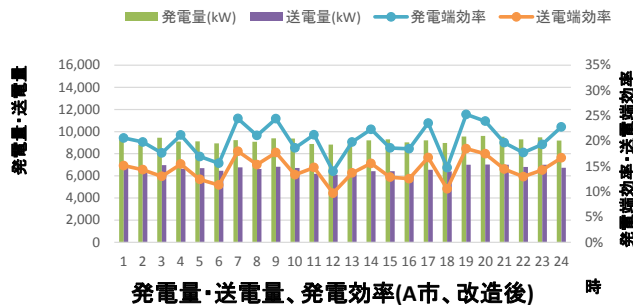
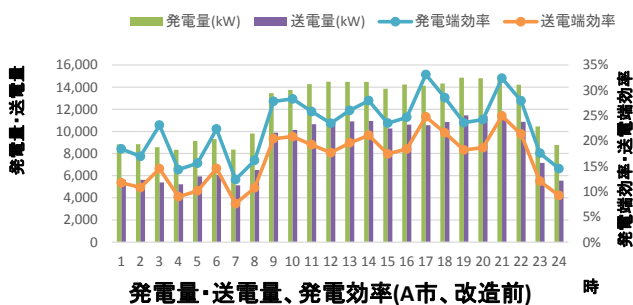


図 I -1-(2)-1)-6 実運転データ(発電量・送電量、発電効率)

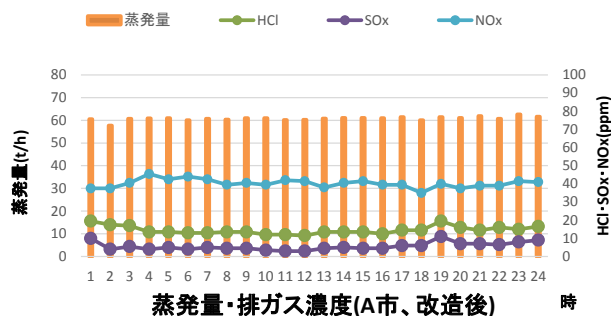
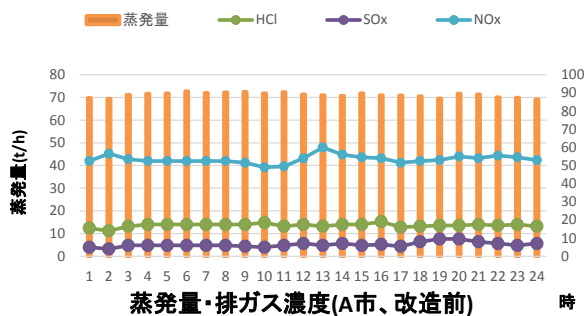
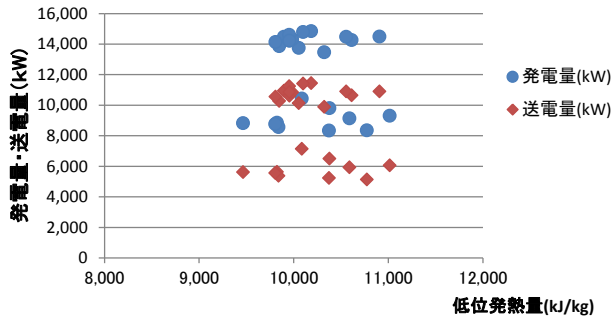


図 I -1-(2)-1)-7 実運転データ(蒸発量・排ガス濃度)

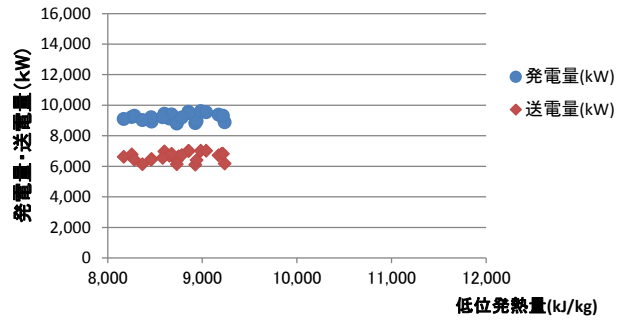
図 I -1-(2)-1)-8～9 は、実運転データを、低位発熱量を横軸として、発電量・送電量、発電効率を縦軸として、改造前、改造後でそれぞれプロットしたものである。

改造前の低位発熱量は 9,500～11,000 kJ/kg、改造後は 8,000～9,500kJ/kg の範囲となっている。発電量、売電量は、低位発熱量には依存せず、改造前はスーパーごみ発電を行っている時で発電量 14,000kW、売電量 11,000kW 前後、スーパーごみ発電を行っていない時で発電量 9,000kW、売電量 6,000kW 程度であり、改造後は、発電量 9,000kW、売電量 7,000kW 程度と安定している。

発電効率は、改造前のスーパーごみ発電を行っている時で、発電端 25～30%強、送電端 20%前後、スーパーごみ発電を行っていない時で、発電端 18%、送電端 10%程度となっており、改造後は、発電端 20～25%、送電端 10～20%となっている。

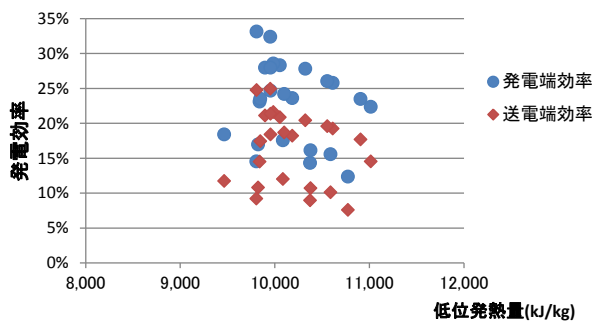


低位発熱量と発電量・送電量(A市、改造前)

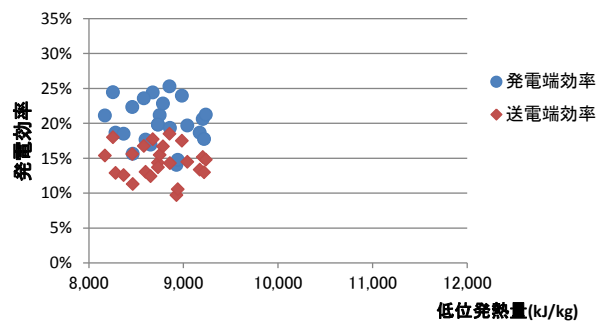


低位発熱量と発電量・送電量(A市、改造後)

図 I -1-(2)-1)-8 実運転データ(低位発熱量と発電量・送電量)



低位発熱量と発電効率(A市、改造前)



低位発熱量と発電効率(A市、改造後)

図 I -1-(2)-1)-9 実運転データ(低位発熱量と発電効率)

⑥経済性評価

A市の改造に伴う費用(工事費、維持管理費増(20年間))、改造によって得られる20年間の収入増(売電収入増、買電経費減)を表I-1-(2)-1)-2にまとめた。

表 I -1-(2)-1)-2 経済性評価(A市)

項目		単位	A市
改造に伴う費用	工事費	億円	78.75
	維持管理費増(20年間)	億円	0
改造によって得られる収入増	売電収入増(20年間)	億円	82
	買電経費減(20年間)	億円	-1
経済的メリット α (α = 改造によって得られる収入増 ÷ 改造に伴う費用)			1.03
投資回収年数 = 工事費 ÷ (改造によって得られる収入増 / 20 - 維持管理費増 / 20)			19.44

工事費は延命化分を含めて78.75億円を要しているが、維持管理費増はない。売電収入増は20年間で82億円、買電のための経費減が20年間で-1億円(社会情勢による値上げを見込んだ経費増)と見込んでおり、経済的メリット α (改造によって得られる収入増 ÷ 改造に伴う費用)は1.03、投資回収年数(工事費を年間の(収入増 - 維持管理費増)で除した数値)は19.4年となった。本改造工事は発電増強のみならず、施設の延命化のため、様々な設備の入れ替えを行っており、その費用が売電増加分により20年でほぼ回収できることになる。なお、改造後はFIT適用となっており、平成26年度の売電平均単価は11.425円/kWh(推定値)で、RPS適用であった改造前の平均単価8.19円/kWh(平成23年度実績)よりも高くなっている。FIT適用単価による売電収入は約5.5億円/年であるが、改造後にもRPSが適用された場合の売電収入は、昨今の電力不足から売電単価が上昇しており約9円/kWhと仮定すると約4億円/年と推計され、20年間では、約30億円の違いがあると推計される。

⑦CO₂削減量

A市の改造前後のCO₂排出量及び改造によるCO₂削減量計算結果を表I-1-(2)-1)-3に示す。計算方法は、廃棄物処理施設の基幹的設備改良マニュアル(平成22年3月、環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策部廃棄物対策課)の方法に基づいている。なお、電力のCO₂排出係数は温室効果ガス総排出量算定に用いる平成25年度の排出係数代替値0.551(kg-CO₂/kWh)を用いた。

改造前の年間CO₂排出量(ごみ焼却+立上下げ)は19,212t-CO₂/年で、発電による削減を含めた年間CO₂排出量は改造前は-25,861t-CO₂/年、改造後は-31,786t-CO₂/年で、改造によるCO₂削減率は30.8%と計算される。

表 I-1-(2)-1)-3 CO₂削減量(A市)

改造前			A市	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
(1)	1日当たりの運転時間	h/日	24	
(2)	施設の定格ごみ焼却量	t/日	460	
(3)	1日当たりのごみ焼却量	t/日	451	
(4)	1日当たりの消費電力量	kWh/日	54,816	
(5)	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
(6)	1日当たりの燃料使用量	Nm ³ /日	16,394	ガスタービン・バーナ
(7)	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /Nm ³	0.00223	天然ガス
(8)	1日当たりの発電電力量	kWh/日	282,065	
(9)	1日当たりの熱利用量	GJ/日	42	
(10)	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
(11)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	148	[(4)×(5)+(6)×(7)]÷(3)×1000
(12)	立上げ下げ時の燃料使用量	Nm ³ /回/炉	8,770	当該年の実績平均値
(13)	運転炉数	—	2	
(14)	改造前の年間CO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母)	t-CO ₂ /年	19,219	[(11)×(2)×280]÷1000+(12)×(13)×4×(7)
(15)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-202	[(4)×(5)+(6)×(7)-(8)×(5)-(9)×(10)]÷(3)×1000
(16)	改造前の年間CO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-25,861	[(15)×(2)×280]÷1000+(12)×(13)×4×(7)
改造後(引渡性能試験時)			A市	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
①	1日当たりの運転時間	h/日	24	
②	施設の定格ごみ焼却量	t/日	460	
③	1日当たりのごみ焼却量	t/日	474	
④	1日当たりの消費電力量	kWh/日	51,940	
⑤	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
⑥	1日当たりの燃料使用量	Nm ³ /日	674	
⑦	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /Nm ³	0.00223	天然ガス
⑧	1日当たりの発電電力量	kWh/日	263,309	
⑨	1日当たりの熱利用量	GJ/日	42	
⑩	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
⑪	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-248	{④×⑤+⑥×⑦-⑧×⑤-⑨×⑩}÷③×1000
⑫	立上げ下げ時の燃料使用量	Nm ³ /回/炉	8770	想定値
⑬	運転炉数	—	2	
⑭	改造後の年間CO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-31,786	[⑪の平均値×②×280]÷1000+⑫×⑬×4×⑦
CO ₂ 削減率		%	30.8	[(16)-⑭]÷(14)×100

表中の(11)はごみ焼却トン当たりのCO₂排出量①で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量を焼却量で除したものである。

表中の(14)は従来設計の年間のCO₂排出量①で、1年間の焼却炉運転と立ち上げたち下げを含めた電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量である。

表中の(15)はごみ焼却トン当たりのCO₂排出量②で、(11)の電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量に加えて、発電に伴うCO₂削減量を含めたものである。

表中の(16)は従来設計の年間のCO₂排出量②で、(14)の電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO₂排出量に加えて、発電に伴う1年間のCO₂削減量を含めたものである。

表中の⑪は新設炉のごみ焼却トン当たりのCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量と発電に伴うCO₂削減量を合計したものである。

表中の⑭は新設炉の年間のCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO₂排出量と発電に伴う1年間のCO₂削減量を合計したものである。

CO₂削減率は次式で計算することができる。

CO₂削減率%=[(16)従来設計の年間CO₂排出量②(t-CO₂/年)-⑭新設炉の年間CO₂排出量(t-CO₂/年)]÷(14)従来設計の年間CO₂排出量①(t-CO₂/年)×100

⑧他施設への適用可能性

ボイラーを高温高压化するためには、伝熱面積を大きくする必要があり、ボイラーの設置場所の確保や基礎荷重の強度確保が必要となる。

本事例の場合、過熱器の縦横のサイズは従来と同じであったが、高さが 3m 程度高くなった。改造前の過熱器は上部が天井に近い位置にあったため、改造後は過熱器の設置位置を下方に下げ、設置を行った。改造前は 4 階の梁で支えていたが、強度計算をやり直した結果、3 階でも、4 階でも支えることができないため、3.5 階部分に新しい梁を作り、そこで支えるようにした。

A 市では基幹改良工事にあたって、図 I-1-(2)-1)-10 に示すように、延命化を行わずに更新工事（建替え）を行った場合とのライフサイクルコストの比較を行っており、延命化を行った方が、ライフサイクルコスト、二酸化炭素排出量ともに優れていると評価している(A 市クリーンセンター基幹改良事業調査業務報告書、平成 23 年 11 月財団法人廃棄物研究財団)。

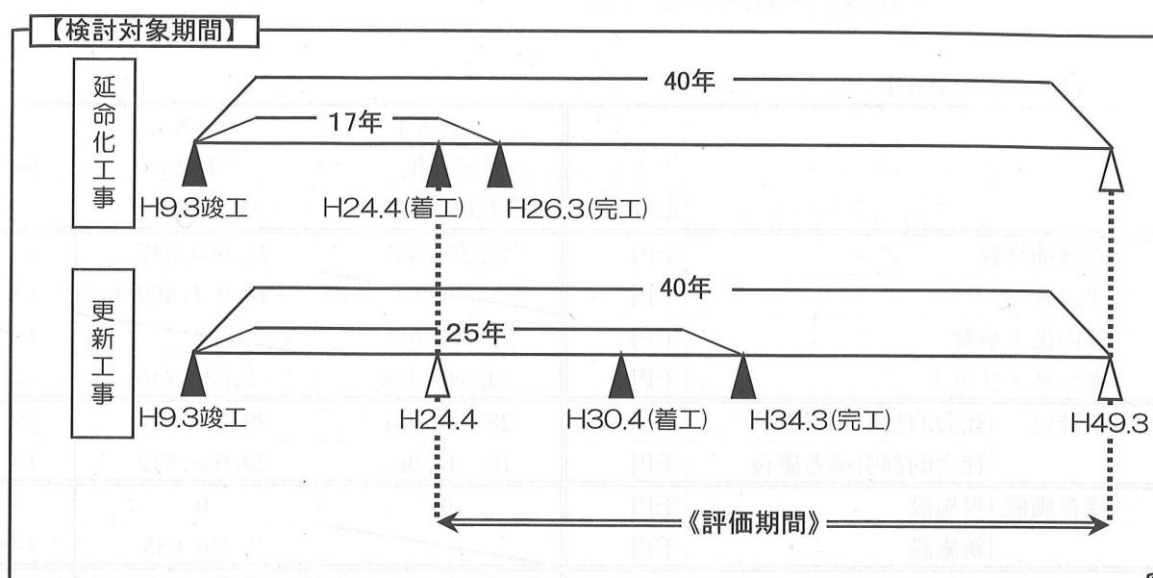


図 I-1-(2)-1)-10 延命化工事の妥当性評価(検討対象期間)

延命化の方が有利となったことの特事情の有無について、市にヒアリングを行ったところ、以下の回答が得られた。

- ・ 当市の清掃工場は稼働率が他の政令市と比較して高いために劣化が激しく、補修費が他市と比較して高い可能性があると考えられる。補修費が特に稼働開始から 12 年目以降に高くなってきた。
- ・ 修繕の考え方として、早めに対応する場合とぎりぎりまで遅く対応する場合があるが、当市では、できるだけ修繕の時期を遅くし、無駄のない修繕をしてきたが、それが稼働開始から約 10 年経過以降に、高い修繕費になった可能性がある。修繕費のかけ方によって、費用累積曲線が変わってきて、LCC も異なってくる。
- ・ 比較期間を 40 年間でなく、50 年間で比較する等、期間の取り方によっても変わってくる。
- ・ 運転できない工事期間については評価はしていないが、それも評価に含めるならば、ごみ焼

却量の確保が絶対に必要であるため、基幹改良の方が有利となる。

本発電増強策の他施設への適用可能性、適用に際しての留意点等について、市へのヒアリング結果を表 I-1-(2)-1)-4 に示す。

(5)他施設で同様の増強策を導入する際の条件・留意点として、「スペース的に可能か十分に検討が必要」、「工事期間中・再稼働後の既設流用分のメンテナンスをどのように行っていくかに注意を要する」と回答された。スペースとしては、上述のようにボイラの高温高圧化によって、設備が大きくなるため、詳細な検討が必要である。また、基幹改良で既設流用分のメンテナンスが重要となる。

表 I-1-(2)-1)-4 ヒアリング結果(A市)

質問	回答
	A市
(1)立地上の特徴(面積、周辺環境、道路事情等)	敷地面積54,700㎡(二工場分)、幹線道路(中央環状線)に面している。建替面積、場所がない。
(2)運転・管理	直営
(3)同様の増強策を実施可能な施設規模の下限、上限	判断できない
(4)売電先と決め方。売電収入の管理	売電先は一般電気事業者。随意契約で契約。売電収入については市で管理。来年度は入札の予定。
(5)他施設で同様の増強策を導入する際の条件・留意点	スペース的に可能か十分に検討が必要。 工事期間中・再稼働後の既設流用分のメンテナンスをどのように行っていくかに注意を要する。
(6)増強策導入施設の運転時の留意点	システム的には工事前とほぼ変更がない。変更した箇所について、特に注意して運転している。
(7)その他施設の特徴	当市の清掃施設は稼働率が高い。一番の特徴であったスーパーごみ発電が無くなった。クリーンセンター内には、第一工場もある。蒸気の連絡配管を設け、どちらの工場からでも外部施設(2ヶ所)に蒸気供給が可能である。

2) 逆潮流化(B市)

①発電増強方策の概要

逆潮流化への改造イメージを図 I-1-(2)-2)-1 に示す。

逆潮流不可の場合、焼却施設は電力系統から受電を行うだけで、自家消費量が発電量を上回ることが可能であっても電力系統に送電を行うことはできない。

これに対して、逆潮流可の場合、焼却施設において自家消費量以上に発電を行えば、電力系統に送電(売電)を行うことが可能となる。

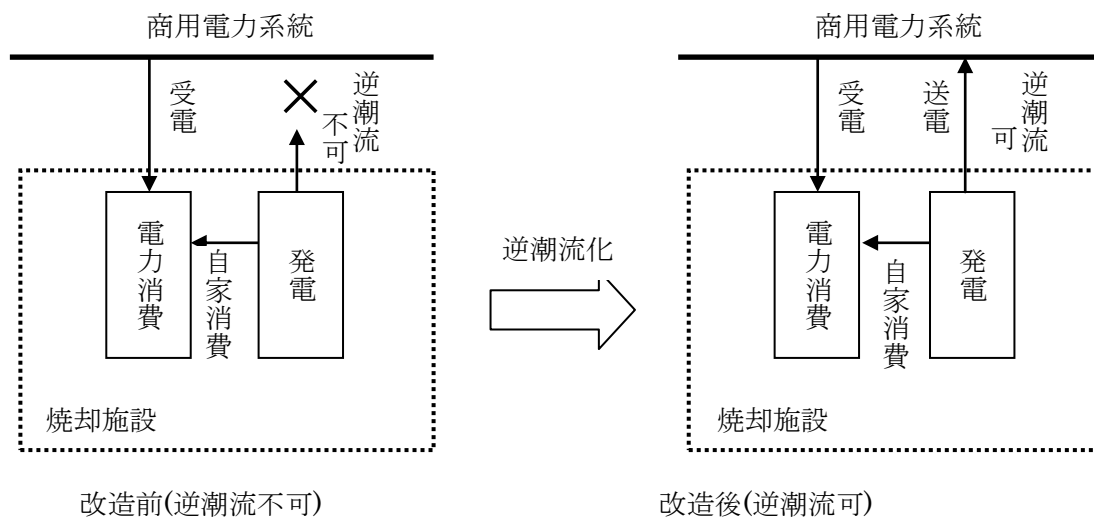


図 I-1-(2)-2)-1 逆潮流化への改造イメージ

②発電増強方策の考え方

電力系統と接続(連系)を行う場合、廃棄物発電側の事故が電力系統に影響を与えないとともに、電力系統の事故が廃棄物発電側に影響を与えないようなシステムを構築する必要がある。また、電力系統に送電を行う場合には、送電する電力の質・量が電力系統に影響しないよう安定させることが必要になる。系統連系に関する技術的要件については、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン(平成 16 年 10 月 1 日資源エネルギー庁)」が制定されており、逆潮流を可能とするには、このガイドラインに基づいて、電気事業者と個別協議を行い、承諾を得た上で実施する必要がある。(参考：循環型社会形成に向けてのごみ焼却施設のリニューアルモデル構築に関する資料集、平成 21 年 10 月財団法人廃棄物研究財団)

なお、B 市では、逆潮流化について、電気事業者に対して以前に交渉を行ったが、電気事業者から逆潮流化に伴う設備改善への条件が厳しく実現できてなかったが、東日本大震災で電力供給が厳しくなったことを受けて、再度交渉を行ったところ、電気事業者の積極的な対応もありスムーズに協議が進み、実現できた。

③改造内容

改造前後の仕様の相違を表 I-1-(2)-2)-1 に示す(網掛け部分が相違点)。逆潮流を可能とするため

の改造工事として、系統連系保護装置の設置、電力監視盤有効電力計・同記録計を両振れ形に交換、電力監視盤逆送用電力量計を追加等の機器の設置・交換を行っている。

改造前は、逆潮流(発電設備の構内から商用電力系統側へ向かう有効電力の流れ)が不可であり、発電した電力を外部に送電することができなかつたため、自家消費に必要な電力のみの発電を行っていた。

改造後は、逆潮流が可能となって余剰電力の売電を行うことができるため、消費電力を最小とするような改善を行い、送電量を最大化している。

表 I-1-(2)-2)-1 改造内容(逆潮流化(B市))

項目		単位・(記入例)	B市 改造前	B市 改造後
ボイラ設備	①蒸気条件(圧力)	(MPaG)	2	2
	蒸気条件(温度)	(°C)	245	245
	②最大蒸発量	t/h(1炉当り)	21	21
	③出口排ガス温度	(°C)	320	320
蒸気タービン	①形式	(背圧、抽気復水)	背圧タービン	背圧タービン
	②定格出力	(kW)	800	800
	③設計排気圧	(kPaG)	30.6	30.6
排ガスHCl、SOx除去	①処理方式	(湿式・乾式)	乾式	乾式
	②使用薬品	(消石灰、苛性ソーダ等)	消石灰	消石灰
	③設計温度	(°C)	150	150
排ガスNOx除去	①処理方式	(触媒、非触媒、燃焼制御)	非触媒脱硝	非触媒脱硝
	②使用薬品	(アンモニア、尿素)	尿素水	尿素水
	③設計温度	(°C)	850~950	850~950
燃焼空気比		1.7	1.7	
排ガス循環	有無	無	無	
白煙防止条件	あり(°C、%)、なし	なし	なし	
排水処理	プラント排水	(クローズド、再利用、下水放流、公共用水域放流)	処理後、一部再利用、その他は下水放流	処理後、一部再利用、その他は下水放流
	洗煙排水		なし	なし
	生活排水		公共下水道へ放流	公共下水道へ放流
発電効率	%	10.15%	10.15%	
その他送電量増強方策	照明、設備等の省エネ対策等		※	
その他特徴		逆潮流不可	逆潮流可	

※送電量増強方策(省エネ対策)の内容

- ・ 補機切り替え及び脱水機運転、予備機試運転を土日に実施
- ・ 所内照明を順次、省エネタイプへ切り替え
- ・ 電動機の高効率型への更新もしくはダウンサイジング
- ・ 所内設備のダウンサイジング(集じん用空気圧縮機 100kW×2台⇒55kW×2台、機器冷却水ポンプ 18.5kW⇒15kW)
- ・ 不要設備の廃止及び統合化(白煙防止装置の停止、飛灰貯槽エアレーション用送風機の停止、混練機更新によるセメント貯槽廃止、空気源設備の統合(計装用、雑用、集じん用の3系統を統合により計装用・雑用コンプレッサーの停止))
- ・ 未使用時の照明の消灯徹底
- ・ 老朽設備の更新を行う際に、そのままリプレイスするのではなく、必要能力を見直し、できる限りダウンサイジングを行う。

④発電量・送電量・発電効率

B市の改造前後の発電量・送電量・発電効率を図 I-1-(2)-2-2 に示す。

改造後①は逆潮流を可能とした状態、改造後②は逆潮流を可能とした上に表 I-1-(2)-2-1 に示した送電量増強方策（省エネ対策）を実施した状態である。

改造前の逆潮流が行えない状態では、施設の消費電力(400~500kW程度)以上の発電を行うことができないため、発電量は200kW程度に抑えられていたが、逆潮流化によって発電量を制限する必要がなくなったため、発電量は800kW程度と改造前の4倍近くに増えており、送電量もゼロから360kW、発電効率も2.3%から8.4%と大幅に増えている。また、省エネ化を促進した改造後②では、発電量、発電効率はわずかな上昇であるが、送電量は約25%アップの460kWとなっている。

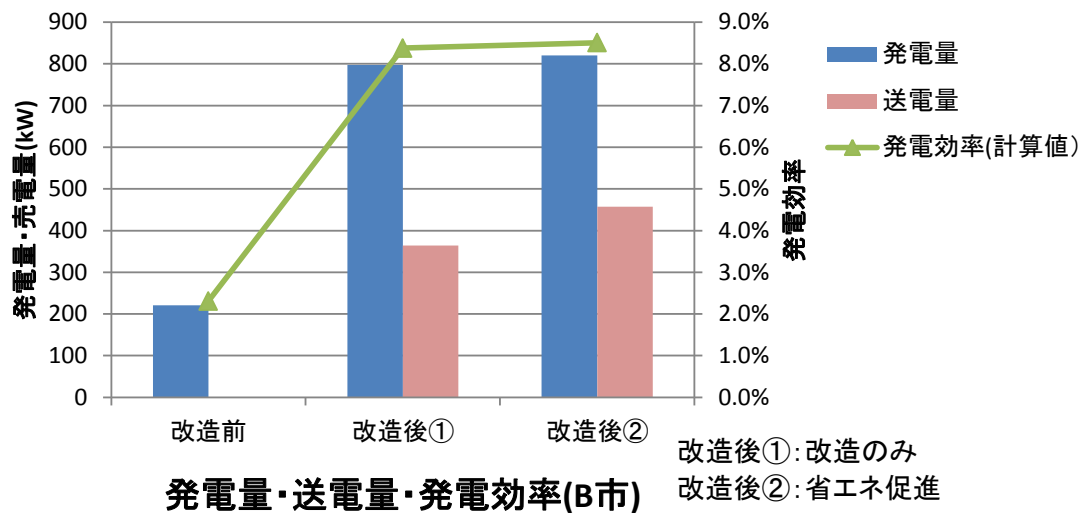


図 I-1-(2)-2-2 改造前後の発電量・送電量・発電効率(B市)

⑤実運転データ

B市の実運転データのうち、ごみ処理量、低位発熱量、発電量、送電量、発電効率、蒸発量、排ガス濃度の1時間ごとの測定値を改造前、改造後(通常運転、粗大ごみ処理設備運転なし、省エネ促進)のそれぞれについて、図I-1-(2)-2)-3~5に示した。

ごみ処理量、低位発熱量については、大きな違いは見られない。発電量は、改造前は200~300kWであったが、改造後は800kWと大きく増加しており、発電効率も改造前の2~3%から、改造後には7~8%に大きく上昇している。売電量は改造前はゼロであったが、改造後は100~300kWで、消費電力の大きい粗大ごみ処理施設が稼働していない場合に300kW程度に安定しており、また、省エネを促進した場合には売電量は400kW超にアップしている。

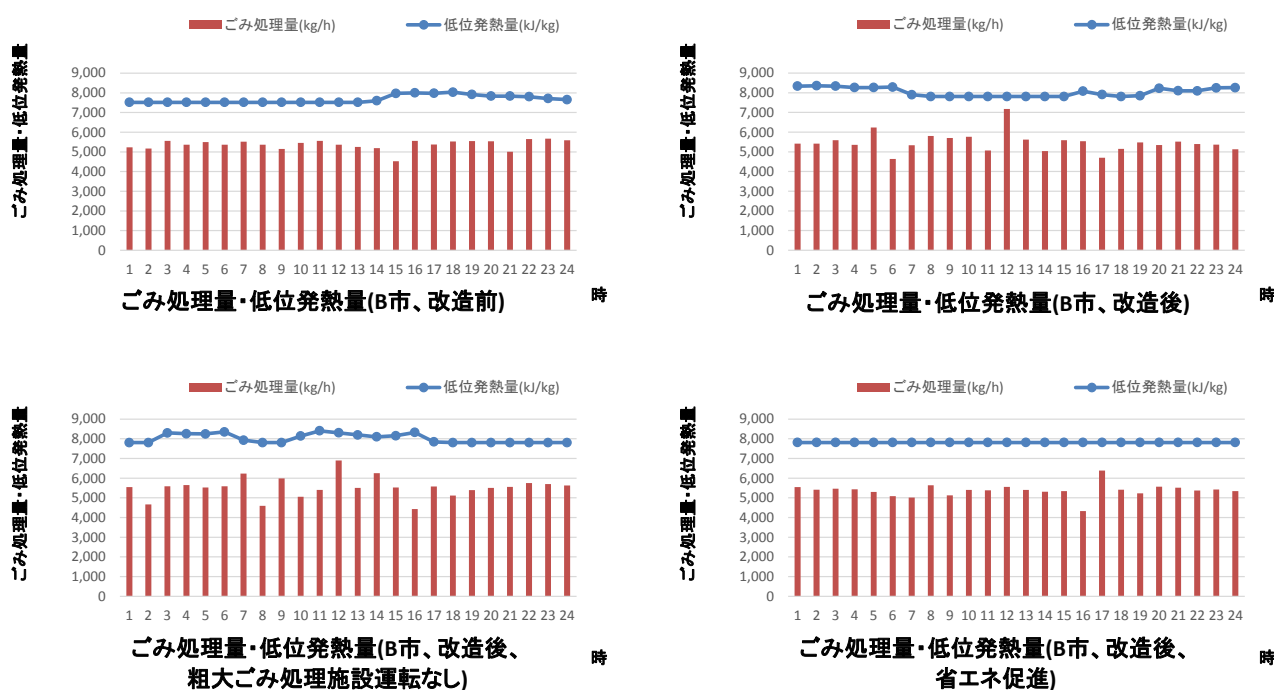


図 I-1-(2)-2)-3 実運転データ(ごみ処理量・低位発熱量)

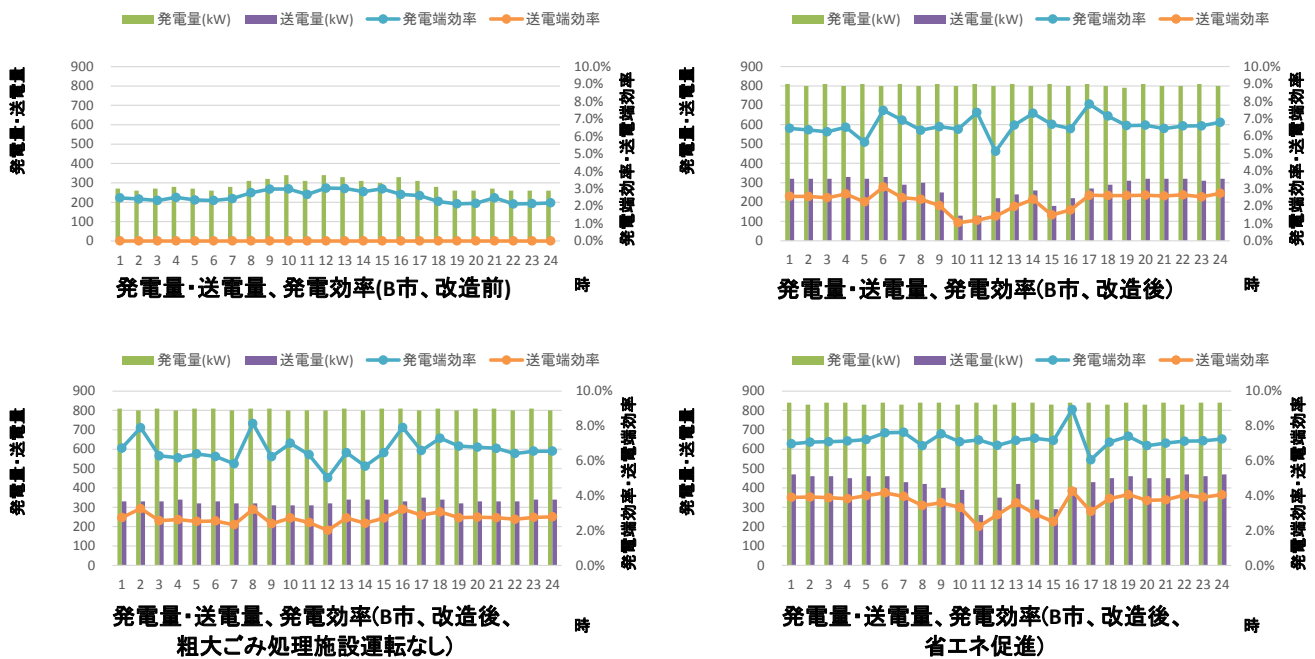


図 I-1-(2)-2)-4 実運転データ(発電量・送電量、発電効率)

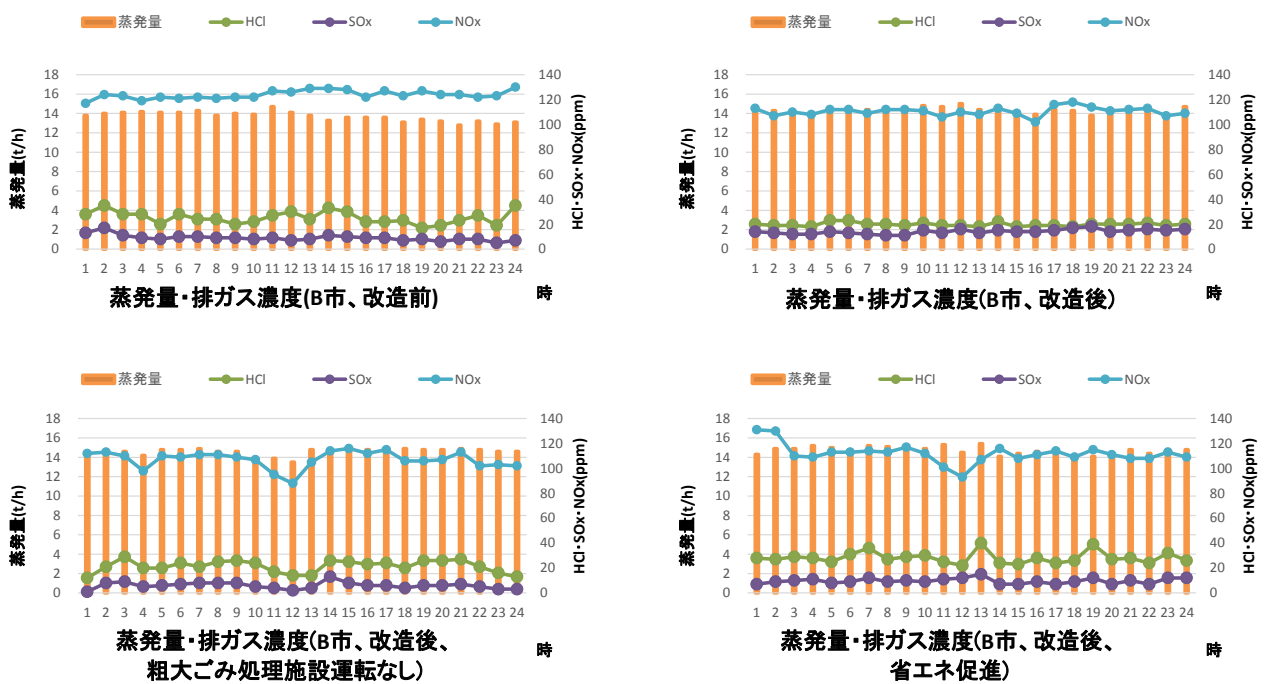
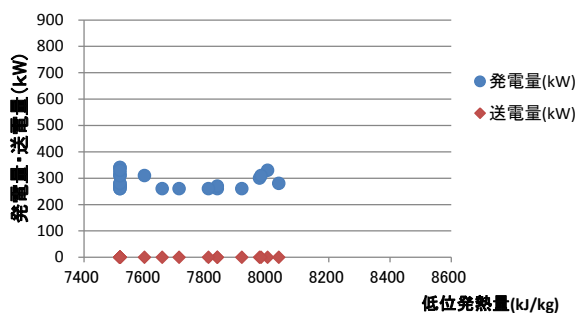


図 I-1-(2)-2)-5 実運転データ(蒸発量・排ガス濃度)

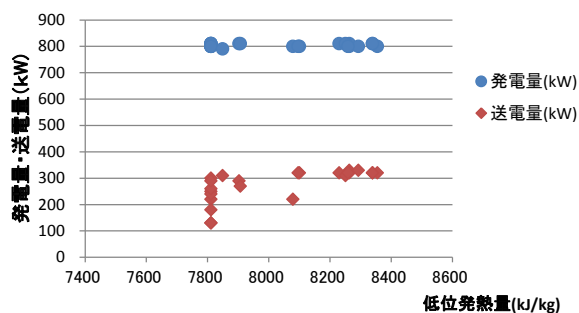
図 I-1-(2)-2)-6~7 は、実運転データを、低位発熱量を横軸として、発電量・送電量、発電効率を縦軸として、改造前、改造後(通常運転、粗大ごみ処理設備運転なし、省エネ促進)でそれぞれプロットしたものである。

低位発熱量は 7,500~8,500kJ/kg の範囲となっているが(省エネ促進では低位発熱量は時間ごとに計測せず一定値)、発電量は低位発熱量には依存せず、改造前は 300kW 程度、改造後は 800kW

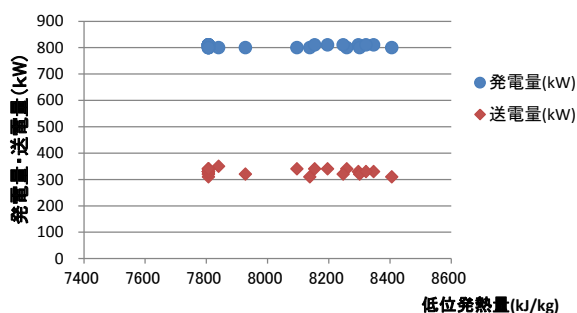
前後と安定している。売電量は所内使用電力量によって増減があるが、省エネ促進時で、300～500kW となっている。発電効率は、改造前は 2～3%であったのが、改造後には 6～9%に上昇している。



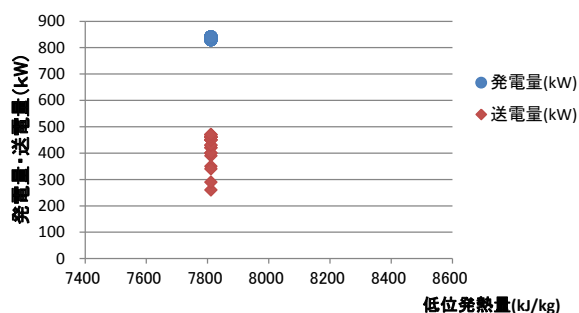
低位発熱量と発電量・送電量(B市、改造前)



低位発熱量と発電量・送電量(B市、改造後)

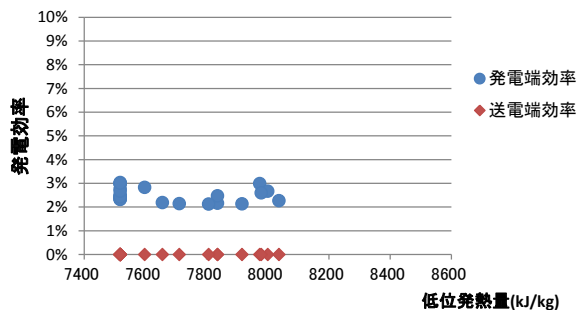


低位発熱量と発電量・送電量(B市、改造後、粗大ごみ処理施設運転なし)

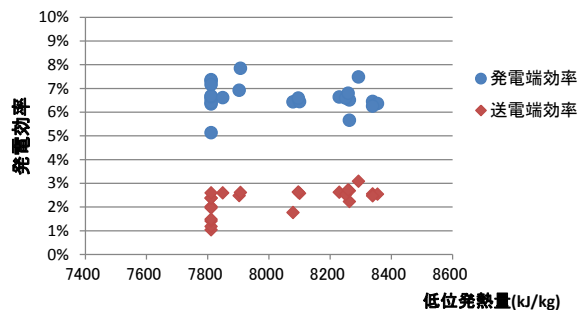


低位発熱量と発電量・送電量(B市、改造後、省エネ促進)

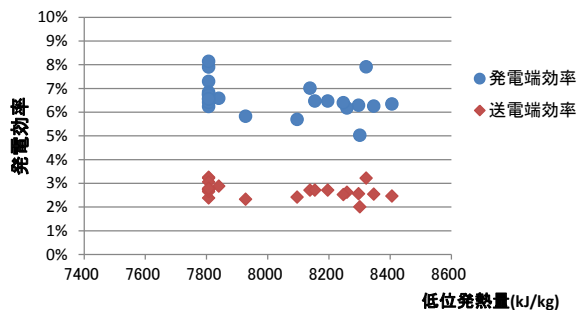
図 I -1-(2)-2)-6 実運転データ (低位発熱量と発電量・送電量)



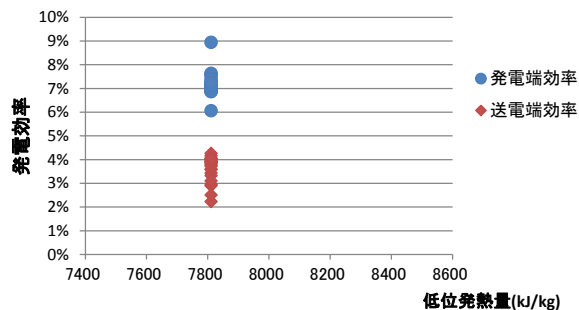
低位発熱量と発電効率(B市、改造前)



低位発熱量と発電効率(B市、改造後)



低位発熱量と発電効率(B市、改造後、粗大ごみ処理施設運転なし)



低位発熱量と発電効率(B市、改造後、省エネ促進)

図 I -1-(2)-2)-7 実運転データ (低位発熱量と発電効率)

⑥経済性評価

B市の改造に伴う費用(工事費、維持管理費増(20年間))、改造によって得られる20年間の収入増(売電収入増、買電経費減)を表I-1-(2)-2-2にまとめた。

表 I-1-(2)-2-2 経済性評価(B市)

項目		単位	B市
改造に伴う費用	工事費	億円	0.13
	維持管理費増(20年間)	億円	0
改造によって得られる収入増	売電収入増(20年間)	億円	6
	買電経費減(20年間)	億円	4.4
経済的メリット α ($\alpha = \text{改造によって得られる収入増} \div \text{改造に伴う費用}$)			80
投資回収年数 $= \text{工事費} \div (\text{改造によって得られる収入増} / 20 - \text{維持管理費増} / 20)$			0.25

工事費は0.13億円で、維持管理費増はない。売電収入増は20年間で6億円、買電のための経費減が20年間で4.4億円と見込んでおり、経済的メリット α (改造によって得られる収入増 \div 改造に伴う費用)は80、投資回収年数(工事費を年間の(収入増 $-$ 維持管理費増)で除した数値)は0.25年となった。改造に伴う費用が少なく経済的メリットの大きな改造である。

⑦CO₂削減量

B市の改造前後のCO₂排出量及び改造によるCO₂削減量計算結果を表I-1-(2)-2-3に示す。

改造前の年間CO₂排出量(ごみ焼却+立上下げ)は2,477t-CO₂/年で、発電による削減を含めた年間CO₂排出量は改造前は1,207t-CO₂/年、改造後は-2,089t-CO₂/年で、改造によるCO₂削減率は133%と計算される。

表 I-1-(2)-2-3 CO₂削減量(B市)

改造前			B市	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
(1)	1日当たりの運転時間	h/日	24	2011年7月データ
(2)	施設の定格ごみ焼却量	t/日	142	
(3)	1日当たりのごみ焼却量	t/日	111.92	
(4)	1日当たりの消費電力量	kWh/日	12,532	
(5)	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
(6)	1日当たりの燃料使用量	kL/日	0	
(7)	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL	2.71	A重油
(8)	1日当たりの発電電力量	kWh/日	6,486	
(9)	1日当たりの熱利用量	GJ/日	0	
(10)	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
(11)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	61.7	$[(4) \times (5) + (6) \times (7)] \div (3) \times 1000$
(12)	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉	2.2	当該年の実績平均値(耐火物施工に伴う乾燥焚きによる重油使用量増)
(13)	運転炉数	—	1	
(14)	改造前の年間CO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母)	t-CO ₂ /年	2,477	$[(11) \times (2) \times 280] \div 1000 + (12) \times (13) \times 4 \times (7)$
(15)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	29.8	$[(4) \times (5) + (6) \times (7) - (8) \times (5) - (9) \times (10)] \div (3) \times 1000$
(16)	改造前の年間CO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	1,207	$[(15) \times (2) \times 280] \div 1000 + (12) \times (13) \times 4 \times (7)$
改造後(引渡性能試験時)			B市	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
①	1日当たりの運転時間	h/日	24	2014年4月データ
②	施設の定格ごみ焼却量	t/日	142	
③	1日当たりのごみ焼却量	t/日	109.27	
④	1日当たりの消費電力量	kWh/日	9,229	
⑤	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
⑥	1日当たりの燃料使用量	kL/日	0	
⑦	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL	2.71	A重油
⑧	1日当たりの発電電力量	kWh/日	19,687	
⑨	1日当たりの熱利用量	GJ/日	0	
⑩	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
⑪	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-53	$\{④ \times ⑤ + ⑥ \times ⑦ - ⑧ \times ⑤ - ⑨ \times ⑩\} \div ③ \times 1000$
⑫	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉	1.7	想定値
⑬	運転炉数	—	1	
⑭	改造後の年間CO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-2,089	$[(⑪)の平均値 \times (②) \times 280] \div 1000 + ⑫ \times ⑬ \times 4 \times (7)$
CO ₂ 削減率		%	133.1	$[(16) - (⑭)] \div (14) \times 100$

表中の(11)はごみ焼却トン当たりのCO₂排出量①で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量を焼却量で除したものである。

表中の(14)は従来設計の年間のCO₂排出量①で、1年間の焼却炉運転と立ち上げ下げを含めた電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量である。

表中の(15)はごみ焼却トン当たりのCO₂排出量②で、(11)の電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量に加えて、発電に伴うCO₂削減量を含めたものである。

表中の(16)は従来設計の年間のCO₂排出量②で、(14)の電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO₂排出量に加えて、発電に伴う1年間のCO₂削減量を含めたものである。

表中の⑪は新設炉のごみ焼却トン当たりのCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量と発電に伴うCO₂削減量を合計したものである。

表中の⑭は新設炉の年間のCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO₂排出量と発電に伴う1年間のCO₂削減量を合計したものである。

CO₂削減率%は次式で計算することができる。

CO₂削減率% = $[(16) \text{ 従来設計の年間CO}_2\text{排出量②}(\text{t-CO}_2/\text{年}) - (⑭) \text{ 新設炉の年間CO}_2\text{排出量}(\text{t-CO}_2/\text{年})] \div (14) \text{ 従来設計の年間CO}_2\text{排出量①}(\text{t-CO}_2/\text{年}) \times 100$

⑧他施設への適用可能性

本発電増強策の他施設への適用可能性、適用に際しての留意点等について、市へのヒアリング結果を表 I-1-(2)-2)-4 に示す。

増強策導入の条件としては、発電能力に余裕があることが必要であり、運転にあたっては、買電側に振れないように所内機器等の運転を調整することが重要である。

表 I-1-(2)-2)-4 ヒアリング結果(B市)

質問	回答
	B市
(1)立地上の特徴(面積、周辺環境、道路事情等)	特になし
(2)運転・管理	一部運転委託(夜間)
(3)同様の増強策を実施可能な施設規模の下限、上限	特になし
(4)売電先と決め方。売電収入の管理	一般電気事業者(随意契約)(入札を検討中)。市の歳入
(5)他施設で同様の増強策を導入する際の条件・留意点	発電能力に余裕があること
(6)増強策導入施設の運転時の留意点	買電側に振れないように機器の運転を調整。
(7)その他施設の特徴	1炉体制の為、3ヶ月毎に炉停止時期あり。

3) 低空気比燃焼(C 衛生組合)

①発電増強方策の概要

低空気比燃焼では、図 I-1-(2)-3)-1 に示すように、排ガス量が減ることにより、エコノマイザ出口からの持出し熱量が低減でき、ボイラでの回収熱量をアップできる。また、同様に排ガス再加熱器に必要となる蒸気量が低減されることに伴い、タービン主蒸気量がアップする。さらに、誘引通風機等消費電力の低減により、送電端効率の向上も可能である(マニュアル P16)。

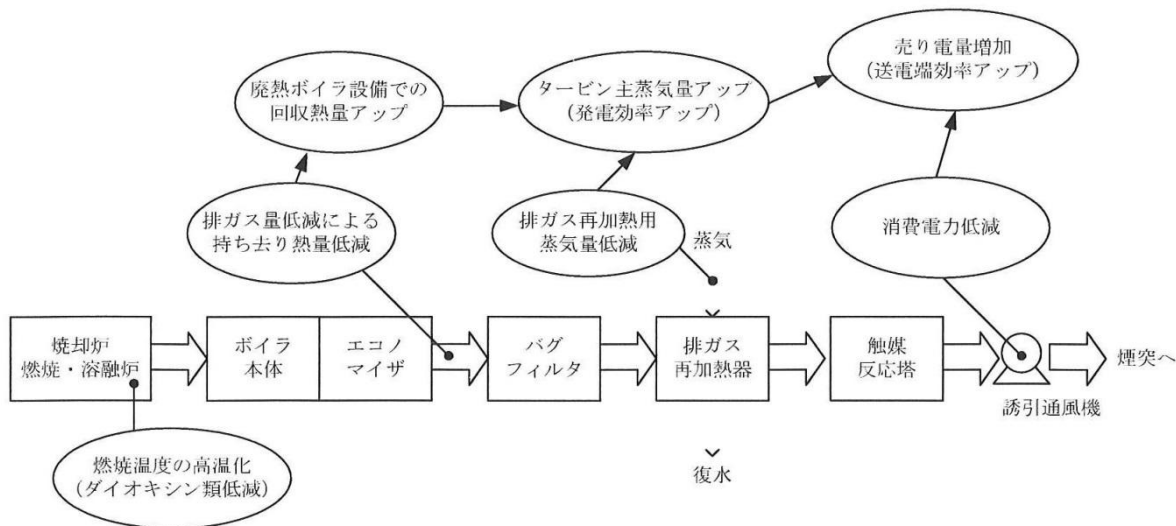


図 I-1-(2)-3)-1 低空気比燃焼による効果
(マニュアル P17)

②発電増強方策の考え方

低空気比燃焼によって排ガス量が低減されることにより、燃焼温度の高温化が図れるため、ダイオキシン類の生成を抑制することにもつながるが、燃焼温度の高温化により火格子、耐火材、ボイラ伝熱管等への熱負荷が高くなることに留意する必要がある。高温燃焼に対応するため、炉体をボイラ水冷壁構造とし冷却能力を増強するなどの対策が取られるとともに、水冷火格子や耐火材が開発、実用化されている。

燃焼空気量が減ることにより排ガスの混合促進が阻害され、燃焼が乱れやすくなる。この対策として、排ガス循環システムや高温空気燃焼システムなどを採用する事例もある(マニュアル P17)。

③発電増強内容

C 衛生組合における従来設計と新設炉の仕様の相違を表 I-1-(2)-3)-1 に示す(網掛け部分が相違点)。

低空気比燃焼(従来 1.6→1.3)、排ガス循環、低温触媒(従来 210℃→175℃)、高効率乾式排ガス処理(従来湿式+乾式)、白防条件なし、排水クローズドなし、高温高圧ボイラ(4MPa×400℃)、抽気復水タービンの採用により高効率発電(21.3%)を達成している。

また、照明の人感センサー化、一部 LED 化、高効率モータ採用により、省エネを促進し、送電

量増強を図っている。

表 I-1-(2)-3)-1 従来設計と新設炉の仕様の相違(低空気比燃焼)

項目		単位・(記入例)	C衛生組合	C衛生組合
			従来設計	新設炉
ボイラ設備	①蒸気条件(圧力)	(MPaG)	4	4
	蒸気条件(温度)	(°C)	400(高質)	400(高質)
	②最大蒸発量	t/h(1炉当り)	23.8	26.4
	③出口排ガス温度	(°C)	226	226
蒸気タービン	①形式	(背圧、抽気復水)	抽気復水タービン	抽気復水タービン
	②定格出力	(kW)	7760	9700
	③設計排気圧	(kPaG)	-86.3	-86.3
排ガスHCl、SOx除去	①処理方式	(湿式・乾式)	湿式+乾式	乾式
	②使用薬品	(消石灰、苛性ソーダ等)	苛性ソーダ、消石灰	苛性ソーダ、消石灰
	③設計温度	(°C)	160	160
排ガスNOx除去	①処理方式	(触媒、非触媒、燃焼制御)	燃焼制御、触媒脱硝	燃焼制御、触媒脱硝
	②使用薬品	(アンモニア、尿素)	アンモニア	アンモニア
	③設計温度	(°C)	210	175
燃焼空気比			1.6	1.3
排ガス循環	有無		無し	有り
白煙防止条件	あり(°C、%)、なし		あり	なし
排水処理	プラント排水	(クローズド、再利用、下水放流、公共用水域放流)	クローズド	下水放流
	洗煙排水		処理後、公共下水道へ放流	-
	生活排水		公共下水道へ放流	公共下水道へ放流
発電効率	%		17%	21.3%
その他送電量増強方策	照明、設備等の省エネ対策等		-	照明の人感センサー化、一部LED化、高効率モータ採用
その他特徴			-	低空気比燃焼、低温触媒、高効率乾式排ガス処理、白防条件なし、排水クローズドなし、高温高圧ボイラ、抽気復水タービンの採用により高効率発電を達成している。

④発電量・送電量・発電効率

C 衛生組合の従来設計と新設炉の発電量・送電量・発電効率を図 I-1-(2)-3)-2 に示す。従来設計(4MPa×400℃、抽気復水タービン)に比べて、新設炉では、発電量は約 25%増えて 7,440kW、送電量は約 43%増えて 5,290kW、発電効率は約 4%上昇して 21.3%となった。

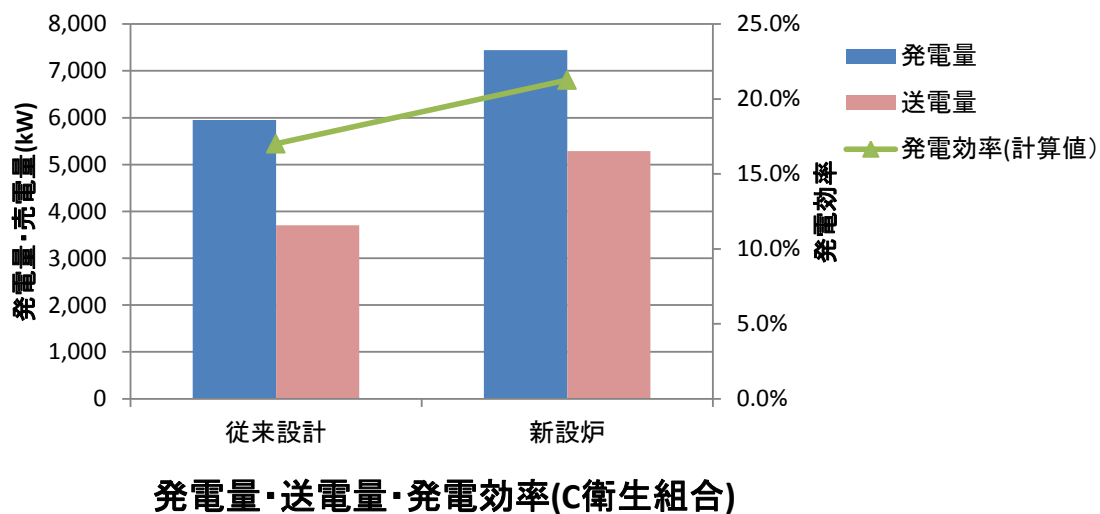
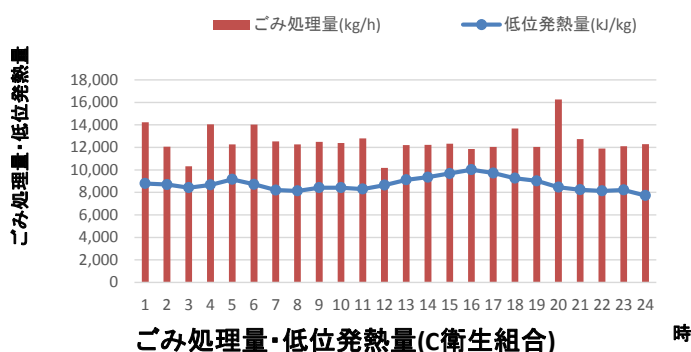


図 I-1-(2)-3)-2 改造前後の発電量・送電量・発電効率(C 衛生組合)

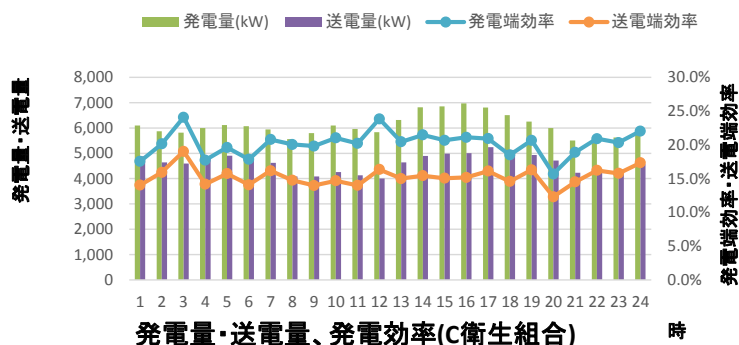
⑤実運転データ

C 衛生組合の実運転データのうち、ごみ処理量、低位発熱量、発電量、送電量、発電効率、蒸発量、排ガス濃度の1時間ごとの測定値を図I-1-(2)-3-3~5に示した。

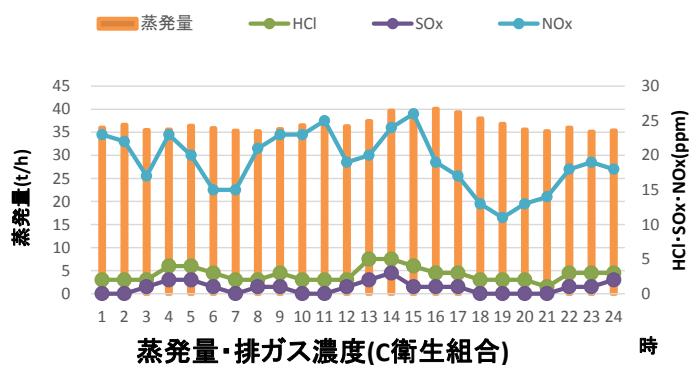
ごみ処理量は定格 12,000kg/h 前後で安定しており、低位発熱量は 8,000kJ/kg~10,000kJ/kg 前後である。発電量は、14時~17時に7,000kW程度と高く、この時間帯以外は5000kW~6000kW程度であった。消費電力が8時~17時に大きくなっているため、この時間帯では、発電量と送電量の差が大きくなっている。発電端効率は、ごみ処理量の少ない時間帯で高くなっているが、これは計算上の変動であると考えられる。



図I-1-(2)-3-3 実運転データ(ごみ処理量・低位発熱量)



図I-1-(2)-3-4 実運転データ(発電量・送電量、発電効率)



図I-1-(2)-3-5 実運転データ(蒸発量・排ガス濃度)

図 I -1-(2)-3)-6~7 は、実運転データを、低位発熱量を横軸として、発電量・送電量、発電効率を縦軸として、プロットしたものである。

低位発熱量は 8,000~10,000 kJ/kg 程度となっており、低位発熱量が高いほど、発電量、送電量が多くなっている傾向がある。一方、発電効率は低位発熱量に依存せず、発電端効率は 20%前後、送電端効率は 15%前後となっている。

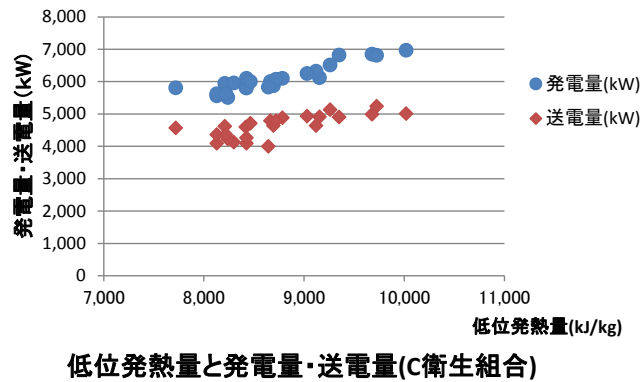


図 I -1-(2)-3)-6 実運転データ (低位発熱量と発電量・送電量)

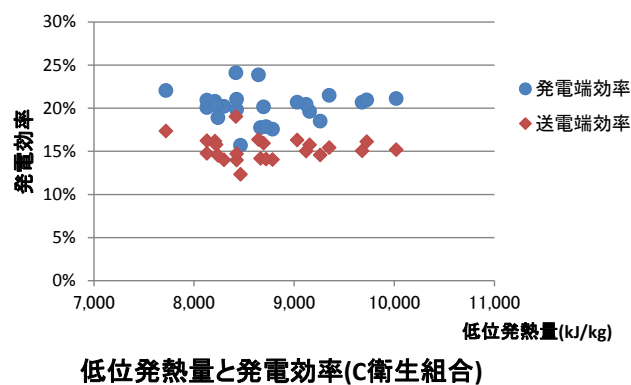


図 I -1-(2)-3)-7 実運転データ (低位発熱量と発電効率)

⑥経済性評価

C 衛生組合の発電増強方策に伴う費用(工事費、維持管理費増(20年間))、増強方策によって得られる20年間の収入増(売電収入増、買電経費減)を表 I-1-(2)-3)-2 にまとめた。

表 I-1-(2)-3)-2 経済性評価(C 衛生組合)

項目		単位	C 衛生組合
発電増強方策に伴う費用	工事費	億円	1
	維持管理費増(20年間)	億円	10
増強方策によって得られる収入増	売電収入増(20年間)	億円	13.2
	買電経費減(20年間)	億円	0.4
経済的メリットα (α = 増強方策によって得られる収入増 ÷ 発電増強方策に伴う費用)			1.24
投資回収年数 = 工事費 ÷ (増強方策によって得られる収入増/20 - 維持管理費増/20)			5.56

発電増強方策に要した工事費は1億円で、維持管理費増は20年間で10億円である。売電収入増は20年間で13.2億円、買電のための経費減が20年間で0.4億円と見込んでおり、経済的メリットα(増強方策によって得られる収入増 ÷ 発電増強方策に伴う費用)は1.24、投資回収年数(工事費を年間の(収入増 - 維持管理費増)で除した数値)は5.56年となった。

⑦CO₂削減量

C 衛生組合の従来設計のCO₂排出量及び新設炉によるCO₂削減量計算結果を表 I-1-(2)-3)-3 に示す。

従来設計の年間CO₂排出量(ごみ焼却 + 立上上げ)は6,044t-CO₂/年で、発電による削減を含めた年間CO₂排出量は従来設計では-15,995t-CO₂/年、新設炉では-21,895t-CO₂/年で、発電増強方策によるCO₂削減率は97.6%と計算される。

表 I-1-(2)-3-3 CO₂削減量(C 衛生組合)

従来設計			C衛生組合	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
(1)	1日当たりの運転時間	h/日	24	
(2)	施設の定格ごみ焼却量	t/日	288	
(3)	1日当たりのごみ焼却量	t/日	288	
(4)	1日当たりの消費電力量	kWh/日	38,400	
(5)	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
(6)	1日当たりの燃料使用量	kL/日		
(7)	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL	2.489	灯油
(8)	1日当たりの発電電力量	kWh/日	142,848	
(9)	1日当たりの熱利用量	GJ/日	0	
(10)	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
(11)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	73.5	$[(4) \times (5) + (6) \times (7)] \div (3) \times 1000$
(12)	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉	6	当該年の実績平均値
(13)	運転炉数	-	2	
(14)	従来設計の年間CO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母)	t-CO ₂ /年	6,044	$[(11) \times (2) \times 280] \div 1000 + (12) \times (13) \times 4 \times (7)$
(15)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-199.8	$[(4) \times (5) + (6) \times (7) - (8) \times (5) - (9) \times (10)] \div (3) \times 1000$
(16)	従来設計の年間CO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-15,995	$[(15) \times (2) \times 280] \div 1000 + (12) \times (13) \times 4 \times (7)$
新設炉(引渡性能試験時)			C衛生組合	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
①	1日当たりの運転時間	h/日	24	
②	施設の定格ごみ焼却量	t/日	288	
③	1日当たりのごみ焼却量	t/日	288	
④	1日当たりの消費電力量	kWh/日	36,000	
⑤	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
⑥	1日当たりの燃料使用量	kL/日	0	
⑦	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL	2.489	灯油
⑧	1日当たりの発電電力量	kWh/日	178,560	
⑨	1日当たりの熱利用量	GJ/日	0	
⑩	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
⑪	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-273	$\{ (4) \times (5) + (6) \times (7) - (8) \times (5) - (9) \times (10) \} \div (3) \times 1000$
⑫	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉	6	想定値
⑬	運転炉数	-	2	
⑭	新設炉の年間CO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-21,895	$[(11)の平均値 \times (2) \times 280] \div 1000 + (12) \times (13) \times 4 \times (7)$
CO ₂ 削減率		%	97.6	$[(16) - (14)] \div (14) \times 100$

表中の(11)はごみ焼却トン当たりのCO₂排出量①で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量を焼却量で除したものである。

表中の(14)は従来設計の年間のCO₂排出量①で、1年間の焼却炉運転と立ち上げ下げを含めた電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量である。

表中の(15)はごみ焼却トン当たりのCO₂排出量②で、(11)の電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量に加えて、発電に伴うCO₂削減量を含めたものである。

表中の(16)は従来設計の年間のCO₂排出量②で、(14)の電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO₂排出量に加えて、発電に伴う1年間のCO₂削減量を含めたものである。

表中の⑪は新設炉のごみ焼却トン当たりのCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量と発電に伴うCO₂削減量を合計したものである。

表中の⑭は新設炉の年間のCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO₂排出量と発電に伴う1年間のCO₂削減量を合計したものである。

CO₂削減率は次式で計算することができる。

CO₂削減率% = $\{ (16) \text{ 従来設計の年間CO}_2\text{排出量} \div (14) \text{ 従来設計の年間CO}_2\text{排出量} \} - \{ (11) \text{ 新設炉の年間CO}_2\text{排出量} \div (14) \text{ 従来設計の年間CO}_2\text{排出量} \} \times 100$

⑧他施設への適用可能性

本発電増強策の他施設への適用可能性、適用に際しての留意点等について、組合へのヒアリング結果を表 I-1-(2)-3)-4 に示す。

増強策導入の条件としては、白防条件の撤廃への住民理解と排水クローズドなしが必要であり、運転にあたっては、安定したごみ量及びごみ質の確保が重要である。

表 I-1-(2)-3)-4 ヒアリング結果(C 衛生組合)

質問	回答
	C 衛生組合
(1)立地上の特徴(面積、周辺環境、道路事情等)	敷地面積26,300㎡、市役所及び住宅街に隣接し、幅員30mの幹線道路沿いに位置する。
(2)運転・管理	民営
(3)同様の増強策を実施可能な施設規模の下限、上限	上限なし、下限は経済的に発電施設設置可能な規模と同等。
(4)売電先と決め方。売電収入の管理	1敷地1契約のため、契約名義は組合だが、売電収入はSPCに帰属することとなっている。従って、売電収入は組合で収入し、同額をSPCに支払う。なお、売電先は組合とSPCの協議により決定することとしており、現在はPPSと契約している。
(5)他施設で同様の増強策を導入する際の条件・留意点	白防条件の撤廃への住民理解、排水クローズドなし(生活・プラント排水は放流)
(6)増強策導入施設の運転時の留意点	安定したごみ量及びごみ質の確保
(7)その他施設の特徴	低空気比燃焼、低温触媒、高効率乾式排ガス処理、白防条件なし、排水クローズドなし、高温高圧ボイラ、抽気復水タービンの採用により高効率発電を達成している。

廃棄物焼却施設の基本計画策定過程で、白煙防止装置を設置しない方針を決めた事例

(新武蔵野クリーンセンター(仮称)施設基本計画(武蔵野市 平成 23 年 7 月)より要約)

武蔵野市では、市民参加による「新武蔵野クリーンセンター(仮称)施設基本計画策定委員会」による提言に基づいて基本計画(案)を作成し、(案)の段階で説明会の開催とパブリックコメント(市民意見)募集を行い、これらの意見等を踏まえて、「新武蔵野クリーンセンター(仮称)施設基本計画」を策定している。

白煙防止に関しては、白煙防止装置を実際に止める実験を行い、白煙の発生状態を市民に観察してもらった上で、アンケートを実施し、エネルギーの有効利用、地球温暖化対策、コスト削減に効果がある等の理由により、白煙防止を行わないことに対する賛成が 67%を占めた(反対は 10%)。

これによって、基本計画では、「白煙防止装置に使用する蒸気をごみ発電に有効利用することによる地球温暖化対策、経済性から白煙防止装置を設置しない」ことを明記している。

4) 低温エコノマイザ(D市)

①発電増強方策の概要

エコノマイザは、ボイラ本体の下流に位置し、ボイラ出口の燃焼排ガスの余熱を利用してボイラ給水を加熱させる機能をもつ。低温エコノマイザとは伝熱面積を大きくしてより低温まで排ガスを冷却することで、ボイラ設備から出ていく排ガスの持出し熱量を低減し、ボイラでの熱回収量を増やすことができる(マニュアル P12)。

ボイラ設備まわりの概略フローを図 I-1-(2)-4)-1 に、ボイラ設備の熱収支を図 I-1-(2)-4)-2 示す。ボイラ設備で回収される熱量(Q)は次式で求められる。

$$Q = \text{ボイラ設備入口の熱量} - \text{ボイラ設備出口の熱量} - \text{放熱損失熱量}$$

燃焼排ガスからより多く熱回収するためには、ボイラ設備からの放熱損失を低減することに加え、ボイラ設備から出ていく排ガスの持出し熱量(=V2×Cp2×T2)を低減させる必要がある。低温エコノマイザは T2 の温度を下げることによりボイラ熱回収量を増やす方法である(以上、マニュアル P12~13)。

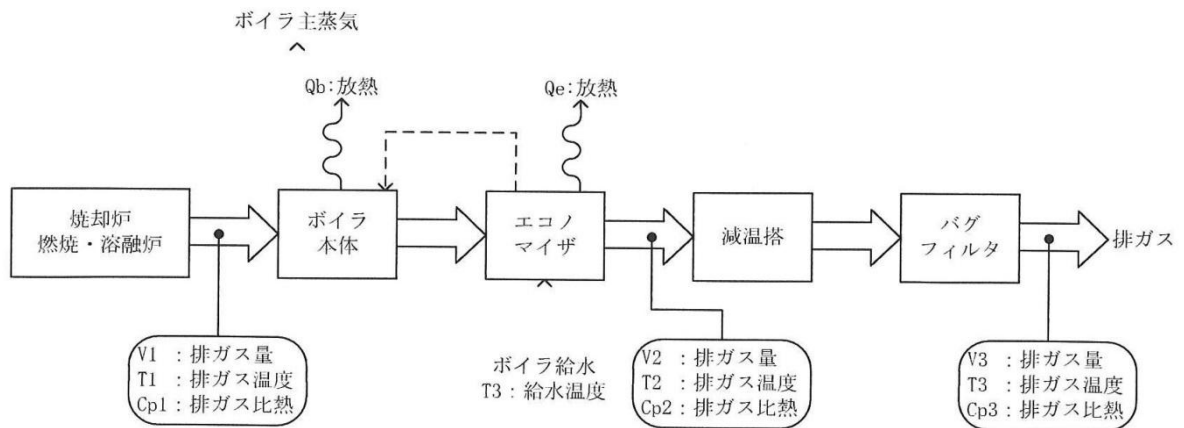


図 I-1-(2)-4)-1 ボイラ設備まわりの概略フロー(マニュアル P12)

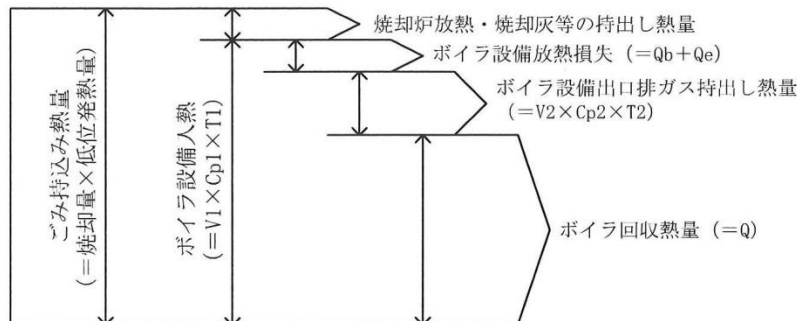


図 I-1-(2)-4)-2 ボイラ設備での熱収支の模式図(マニュアル P13)

②発電増強方策の考え方

エコマイザ出口の排ガス量が同じでもエコマイザ出口温度を下げることでボイラ設備出口における排ガス持出し熱量を低減できるため、ボイラ設備での回収熱量をアップさせることが可能である。

従来の施設では、エコマイザ出口の排ガス温度の設計値として、220～250℃程度を採用する例が多かったが、最近では積極的な熱回収を図る観点から 200℃以下まで冷却・熱回収される事例も見られる(マニュアル P14)。

③発電増強内容

D 市の従来設計と新設炉の仕様の相違を表 I-1-(2)-4)-1 に示す(網掛け部分が相違点)。

2 段エコマイザの採用、炉下シュートのボイラ化によりボイラ出口温度の低温化(従来 250℃→200℃)を行い、また、低空気比燃焼(従来 1.8→1.4)、排ガス循環採用、低温触媒(従来 210℃→160℃)、白防条件なし、高温高压ボイラ(4MPa×400℃)及び抽気復水タービンの採用により高効率発電(20%超)を達成している。

また、主要機器のインバータ化、人感センサーによる一部照明の入切、減光により、省エネを促進し、送電量増を図っている。

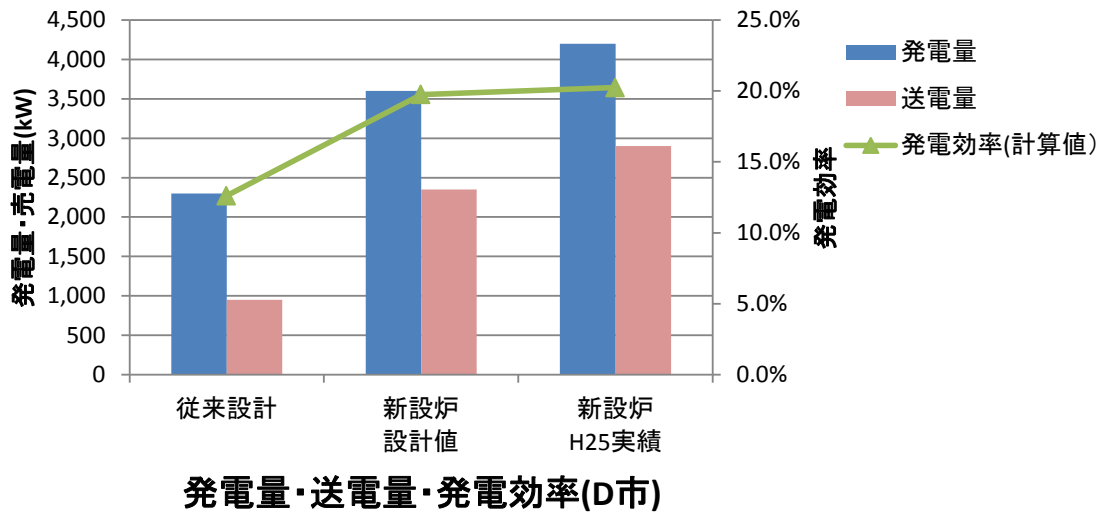
表 I-1-(2)-4)-1 従来設計と新設炉の仕様の相違(低温エコマイザ)

項目		単位・(記入例)	D市 従来設計	D市 新設炉
ボイラ設備	①蒸気条件(圧力)	(MPaG)	3	4
	蒸気条件(温度)	(℃)	300	400
	②最大蒸発量	t/h(1炉当り)	13.7	14.8
	③出口排ガス温度	(℃)	250	200
蒸気タービン	①形式	(背圧、抽気復水)	抽気復水タービン	抽気復水タービン
	②定格出力	(kW)	4000	5900
	③設計排気圧	(kPaG)	-82	-85
排ガスHCl、SOx除去	①処理方式	(湿式・乾式)	乾式	乾式
	②使用薬品	(消石灰、苛性ソーダ等)	消石灰	消石灰
	③設計温度	(℃)	175	170
排ガスNOx除去	①処理方式	(触媒、非触媒、燃焼制御)	触媒脱硝	触媒脱硝
	②使用薬品	(アンモニア、尿素)	アンモニア	アンモニア
	③設計温度	(℃)	210	160
燃焼空気比		1.8	1.4	
排ガス循環	有無	無し	有り	
白煙防止条件	あり(℃、%)、なし	5℃×60%	なし	
排水処理	プラント排水	(クローズド、再利用、下水放流、公共用水域放流)	クローズド	クローズド
	洗煙排水		なし	なし
	生活排水		公共下水	公共下水
発電効率	%	14.2%	21.4%(温浴施設未使用)	
その他送電量増強方策	照明、設備等の省エネ対策等	主要機器のインバータ化 人感センサーによる一部照明の入切、減光	主要機器のインバータ化 人感センサーによる一部照明の入切、減光	
その他特徴		特に無し	2段エコマイザ 炉下シュートのボイラ化 低空気比燃焼 白煙防止未設置	

④発電量・送電量・発電効率

D市の従来設計と新設炉(設計値、H25実績)の発電量・送電量・発電効率を図I-1-(2)-4-3に示す。

従来設計(3MPa×300℃、抽気復水タービン)に比べて、新設炉(設計値)では、発電量は約57%増えて3,600kW、送電量は約2.5倍の2,350kW、発電効率は約7%上昇して19.7%となった。実績では設計値よりも多くの発電量、送電量を達成している。



図I-1-(2)-4-3 改造前後の発電量・送電量・発電効率(D市)

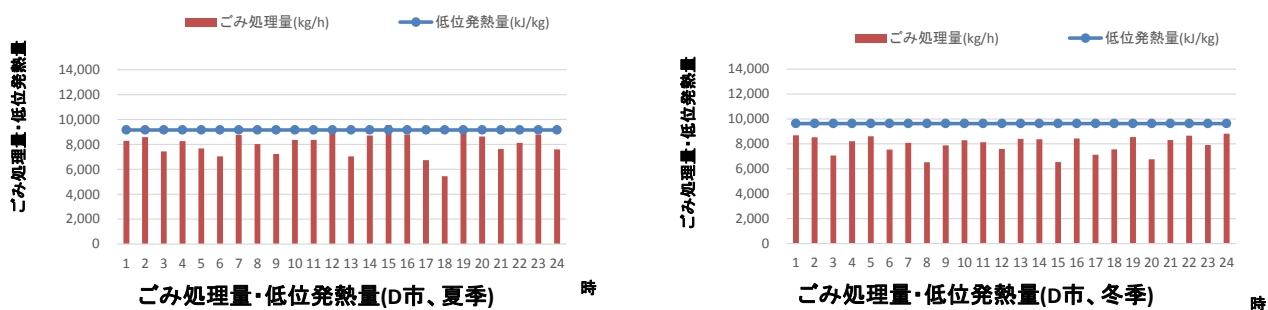
⑤実運転データ

D市の実運転データのうち、ごみ処理量、低位発熱量、発電量、送電量、発電効率、蒸発量、排ガス濃度の1時間ごとの測定値を夏季、冬季それぞれについて、図I-1-(2)-3)-4~6に示した。なお、ごみ処理量データの1時間単位でのばらつきが大きかったため、ごみ処理量については、2時間平均値を用いた。

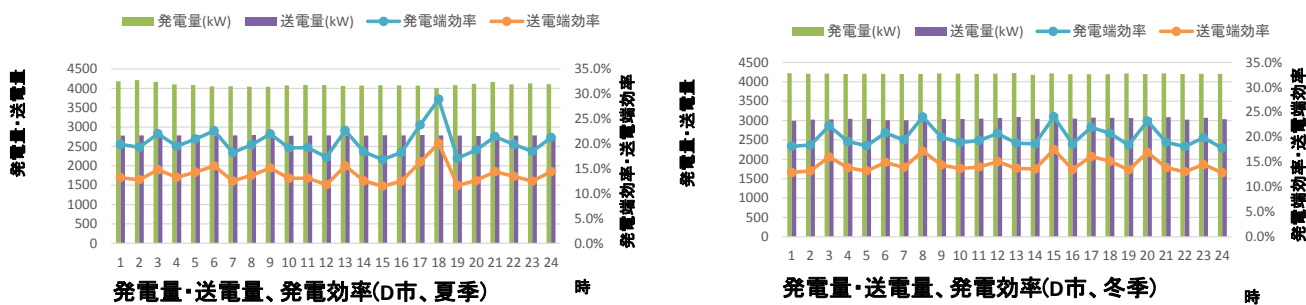
ごみ処理量は2炉運転の定格8,750kg/hを少し下回る運転であり、低位発熱量は固定の値で回答されている。

夏季は発電量4,000kW、送電量2,800kW、冬季は発電量4,200kW、送電量3,000kWで安定しており、発電量制御、送電量制御が可能となっている。

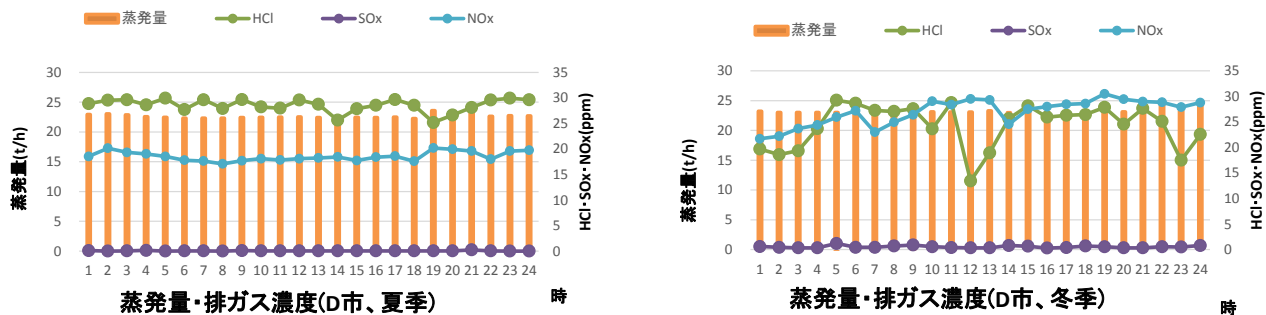
発電効率は、低位発熱量、発電量が一定のため、ごみ処理量が少ない時に発電効率が高く、ごみ処理量が多い時に発電効率が低く計算されている。



図I-1-(2)-4)-4 実運転データ(ごみ処理量・低位発熱量)



図I-1-(2)-4)-5 実運転データ(発電量・送電量、発電効率)



図I-1-(2)-4)-6 実運転データ(蒸発量・排ガス濃度)

図 I -1-(2)-4)-7~8 は、実運転データを、低位発熱量を横軸として、発電量・送電量、発電効率を縦軸として、プロットしたものである。

低位発熱量は固定値が入力されているため変動していないが、発電量、送電量についても制御によってほぼ一定の値に保たれていることがわかる。発電効率は、ごみ処理量の変動に伴い、変動している。

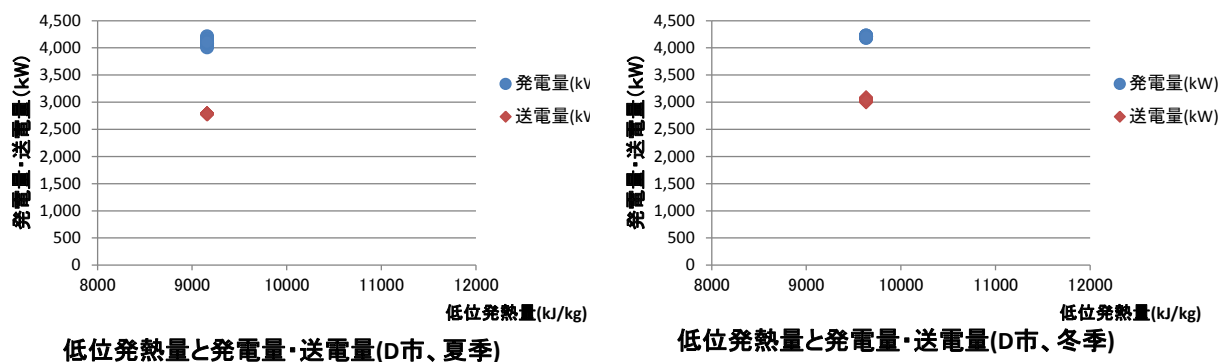


図 I -1-(2)-4)-7 実運転データ(低位発熱量と発電量・送電量)

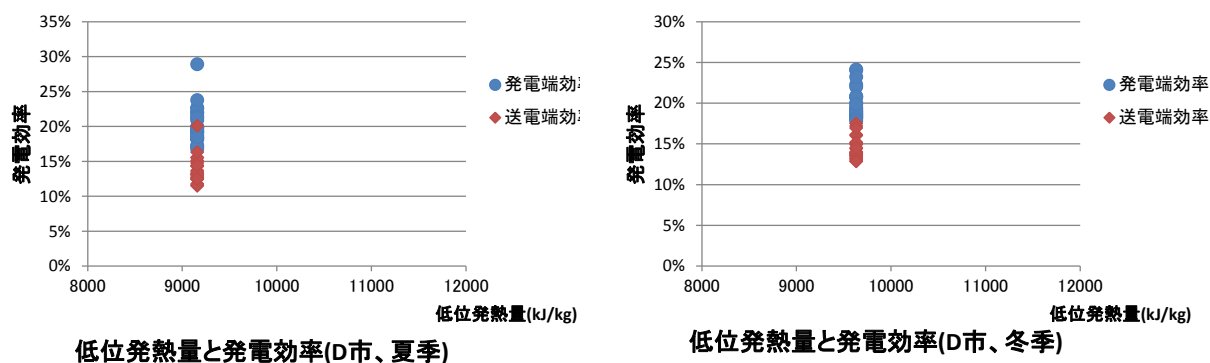


図 I -1-(2)-4)-8 実運転データ(低位発熱量と発電効率)

⑥経済性評価

D 市の発電増強方策に伴う費用(工事費、維持管理費増)、増強方策によって得られる収入増(売電収入増、買電経費減)については、運転管理、売電収入ともに SPC による管理のため、回答は得られなかった。

⑦CO₂削減量

D市の従来設計のCO₂排出量及び新設炉によるCO₂削減量計算結果を表I-1-(2)-4-3に示す。

従来設計のCO₂排出量が未回答のため、新設炉によるCO₂削減率の計算ができないが、新設炉の発電による削減を含めた年間CO₂排出量は-18,531t-CO₂/年である。

表I-1-(2)-4-3 CO₂削減量(D市)

従来設計			D市	
No.	項目	単位		
(1)	1日当たりの運転時間	h/日		
(2)	施設の定格ごみ焼却量	t/日		
(3)	1日当たりのごみ焼却量	t/日		
(4)	1日当たりの消費電力量	kWh/日		
(5)	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh		
(6)	1日当たりの燃料使用量	kL/日		
(7)	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL		
(8)	1日当たりの発電電力量	kWh/日		
(9)	1日当たりの熱利用量	GJ/日		
(10)	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ		
(11)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ		
(12)	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉		
(13)	運転炉数	—		
(14)	従来設計の年間CO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母)	t-CO ₂ /年		
(15)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ		
(16)	従来設計の年間CO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年		
新設炉(引渡性能試験時)			D市	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
①	1日当たりの運転時間	h/日	24	
②	施設の定格ごみ焼却量	t/日	315	
③	1日当たりのごみ焼却量	t/日	190	
④	1日当たりの消費電力量	kWh/日	28,800	
⑤	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
⑥	1日当たりの燃料使用量	kL/日	0	
⑦	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL	2.489	灯油
⑧	1日当たりの発電電力量	kWh/日	100,800	
⑨	1日当たりの熱利用量	GJ/日	7.692	
⑩	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
⑪	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-211	{④×⑤+⑥×⑦-⑧×⑤-⑨×⑩}÷③×1000
⑫	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉	4	想定値
⑬	運転炉数	—	2	
⑭	新設炉の年間CO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-18,531	[⑪の平均値×②×280]÷1000+⑫×⑬×4×⑦
CO ₂ 削減率		%		[(16)-⑭]÷(14)×100

表中の⑪は新設炉のごみ焼却トン当たりのCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量と発電に伴うCO₂削減量を合計したものである。
 表中の⑭は新設炉の年間のCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO₂排出量と発電に伴う1年間のCO₂削減量を合計したものである。

⑧他施設への適用可能性

本発電増強策の他施設への適用可能性、適用に際しての留意点等について、市へのヒアリング結果を表 I-1-(2)-4-4 に示す。

増強策導入の留意点としては、排水放流可能であれば、さらにエコノマイザ出口温度を下げる事が可能と回答されている。

表 I-1-(2)-4-4 ヒアリング結果(D市)

質問	回答
	D市
(1)立地上の特徴(面積、周辺環境、道路事情等)	敷地面積:12,800㎡、建築面積:5,500㎡。市北部の既設炉隣地。敷地面積は狭く、狭隘。一級河川の水害ハザードマップ地区。
(2)運転・管理	SPCによる運営(DBO方式)
(3)同様の増強策を実施可能な施設規模の下限、上限	上限は特に無し。下限としては、100T/24H(50T×2炉)規模程度。
(4)売電先と決め方。売電収入の管理	PPSへ売却。(売電の帰属が民間側であったため、売電先はSPCにて決定。売電収入はSPC帰属。)
(5)他施設で同様の増強策を導入する際の条件・留意点	排水放流可能であれば、さらにエコノマイザ出口温度を下げる事が可能。
(6)増強策導入施設の運転時の留意点	特に無し。
(7)その他施設の特徴	—

5) RO 膜による排水処理(E 衛生組合)

①発電増強方策の概要

図 I-1-(2)-5-1 に排水クローズドを行う場合の従来設計と新設炉(RO 膜採用)のフローを示す。プラント排水を減温塔で蒸発させるためには、減温塔入口温度を高くする必要がある(230℃)。RO 膜採用による排水クローズドでは、浄化された水はプラント再利用が可能となり、濃縮水(量的にはプラント排水の 1/4~1/5)のみを減温塔で蒸発させるため、エコマイザ出口温度を低く(200℃)することができ、結果的により多くの蒸気を発生させ、発電量を増やすことができる。

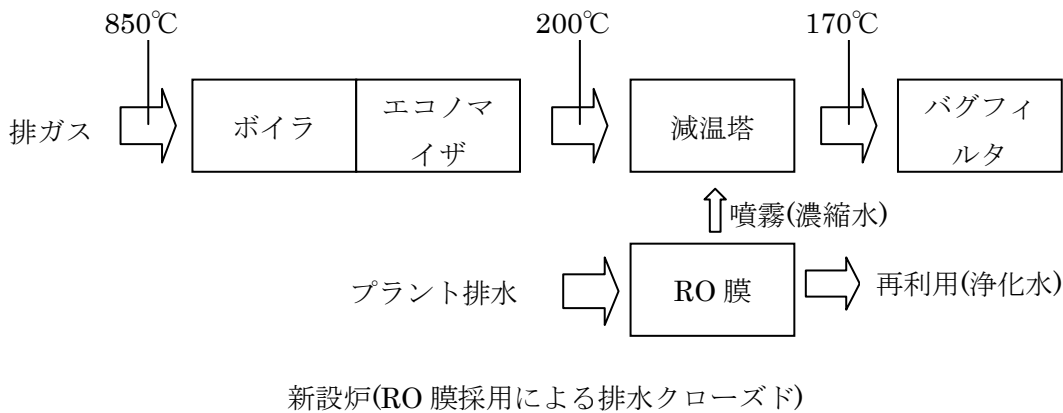
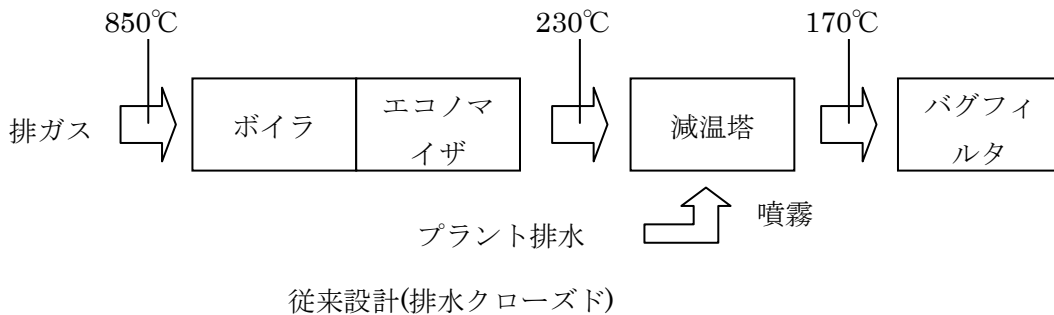


図 I-1-(2)-5-1 従来設計と新設炉のフローの相違(RO 膜採用による排水クローズド)

②発電増強方策の考え方

ごみ処理施設の立地の際して、通常の場合には十分とされる環境対策より一層厳しい対応が求められる場合があり、その一つとして、プラント排水を外部に排出しない排水クローズドシステムがある。排水クローズドシステムを採用した場合、プラント排水を減温塔で噴霧蒸発処理するためボイラ出口排ガス温度が高めの設定となり、ボイラ効率が低下する(マニュアル P28)。

RO 膜採用による排水クローズド化は、ボイラ出口排ガスを低くしても排水クローズドを実現で

きるシステムである。

③発電増強内容

従来設計と新設炉の仕様の相違を表 I-1-(2)-5)-1 に示す(網掛け部分が相違点)。

E 衛生組合では、排水クローズドで発電効率を高めるために RO 膜による排水処理を行っているが、この他にも低温エコマイザの採用(ボイラ出口温度従来 230℃→200℃)、低空気比燃焼(1.4)、白防条件なし、高温高压ボイラ(4MPa×400℃)、抽気復水タービンの採用により高効率発電(19.6%)を達成している。また、自然エネルギーの利用(太陽光、風力)、人感センサー化、モーターのインバータ化等により、省エネを促進し、送電量増を図っている。

表 I-1-(2)-5)-1 従来設計と新設炉の仕様の相違(RO 膜による排水処理)

項目		単位・(記入例)	E衛生組合	E衛生組合
			従来設計	新設炉
ボイラ設備	①蒸気条件(圧力)	(MPaG)	4	4
	蒸気条件(温度)	(°C)	400	400
	②最大蒸発量	t/h(1炉当り)	15.3	15.7
	③出口排ガス温度	(°C)	230	200
蒸気タービン	①形式	(背圧、抽気復水)	抽気復水タービン	抽気復水タービン
	②定格出力	(kW)	3700	3820
	③設計排気圧	(kPaG)	-86.6	-86.6
排ガスHCl、SOx除去	①処理方式	(湿式・乾式)	乾式	乾式
	②使用薬品	(消石灰、苛性ソーダ等)	消石灰	消石灰
	③設計温度	(°C)	170	170
排ガスNOx除去	①処理方式	(触媒、非触媒、燃焼制御)	触媒脱硝	触媒脱硝
	②使用薬品	(アンモニア、尿素)	アンモニア	アンモニア
	③設計温度	(°C)	208	208
燃焼空気比			1.4	1.4
排ガス循環	有無		無	無
白煙防止条件	あり(°C、%)、なし		無	無
排水処理	プラント排水	(クローズド、再利用、下水放流、公共用水域放流)	クローズド	クローズド
	洗煙排水		無	無
	生活排水		下水道放流	下水道放流
発電効率	%		19.0%	19.6%
その他送電量増強方策	照明、設備等の省エネ対策等	自然エネルギーの利用(太陽光、風力)、人感センサー化、モーターのインバータ化等	自然エネルギーの利用(太陽光、風力)、人感センサー化、モーターのインバータ化等	
その他特徴				RO膜による排水処理

④発電量・送電量・発電効率

E 衛生組合の従来設計と新設炉の発電量・送電量・発電効率を図 I-1-(2)-5)-2 に示す。従来設計でも高温高压ボイラ(4MPa×400℃、抽気復水タービン)、低空気比燃焼(1.4)を採用しているため、新設炉では、発電量は約 3.4%増の 3,600kW、送電量は約 4.5%増の 2,545kW、発電効率は約 0.6%上昇の 18.5%となった。

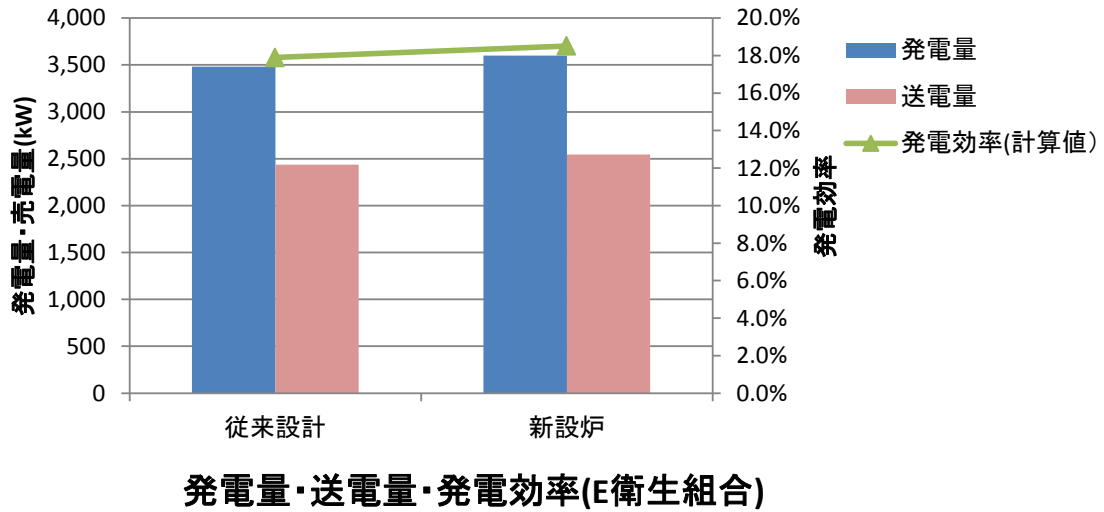


図 I-1-(2)-5)-2 改造前後の発電量・送電量・発電効率(E 衛生組合)

⑤実運転データ

E 衛生組合の実運転データのうち、ごみ処理量、低位発熱量、発電量、送電量、発電効率、蒸発量、排ガス濃度の 1 時間ごとの測定値を 2 炉運転時と 1 炉運転時のそれぞれについて、図 I-1-(2)-5)-3~5 に示した。なお、ごみ処理量データの 1 時間単位でのばらつきが大きかったため、ごみ処理量については、2 時間平均値を用いた。

ごみ処理量は 2 時間平均としてもばらつきが比較的大きく、2 炉運転の処理能力 8,300kg/h、1 炉運転の処理能力 4,200kg/h を下回る運転となっている。低位発熱量は 9,000~11,000kJ/kg の範囲である。

発電量は 2 炉運転時に 3,700kW 前後、1 炉運転時に 1,700kW 前後、送電量は 2 炉運転時に 2,700kW 前後、1 炉運転時に 950kW 前後と安定している。

発電効率は、ごみ処理量が少ない時に発電効率が高く、ごみ処理量が多い時に発電効率が低く計算されている。

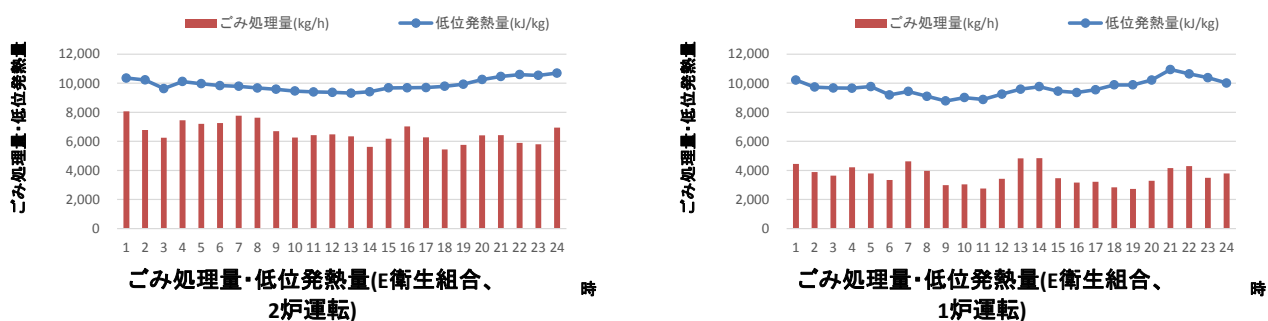


図 I-1-(2)-5)-3 実運転データ(ごみ処理量・低位発熱量)

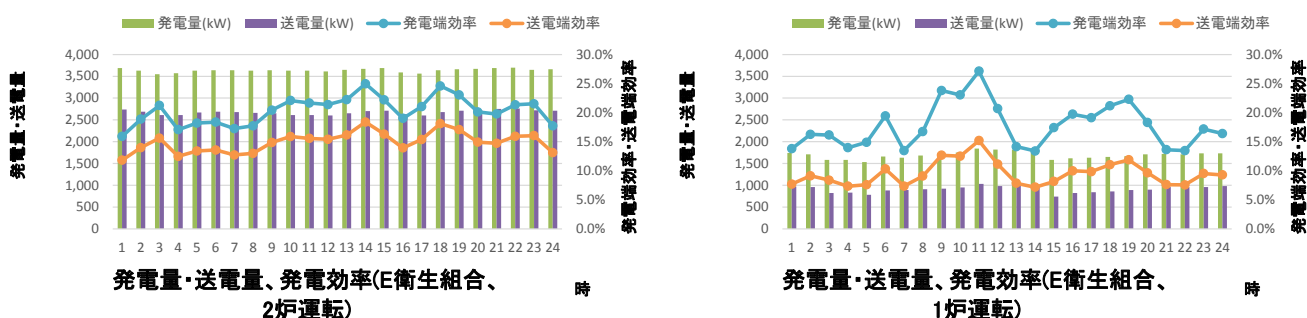


図 I-1-(2)-5)-4 実運転データ(発電量・送電量、発電効率)

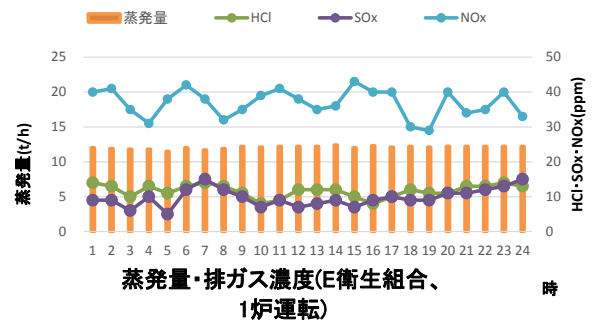
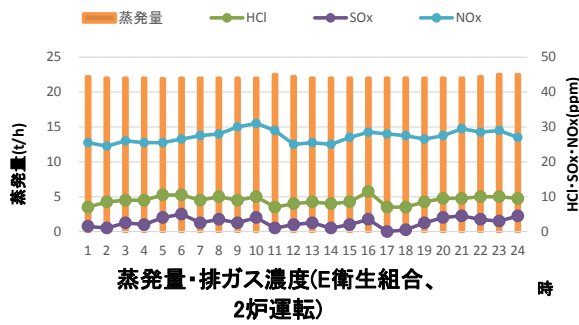


図 I -1-(2)-5)-5 実運転データ (蒸発量・排ガス濃度)

図 I -1-(2)-5)-6~7 は、実運転データを、低位発熱量を横軸として、発電量・送電量、発電効率を縦軸として、プロットしたものである。

低位発熱量は 9,000~11,000kJ/kg の範囲で変動しているが、発電量、送電量はほぼ一定となっている。

発電効率は、低位発熱量が低いほど発電効率が高くなる傾向がある。

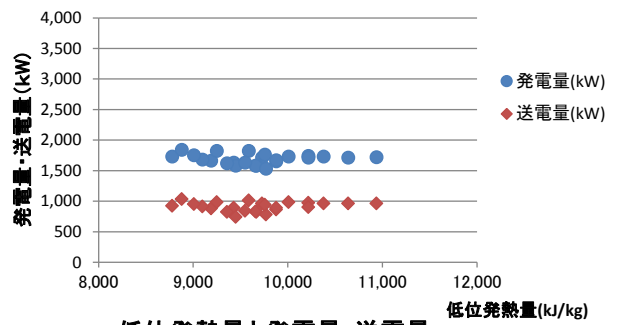
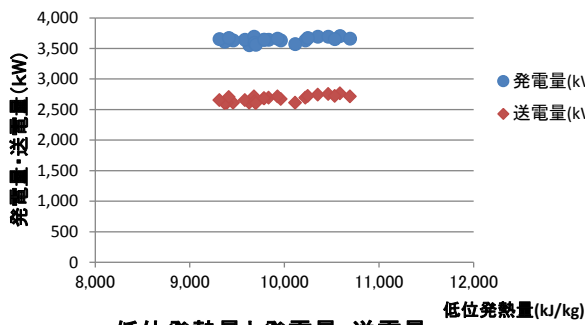


図 I -1-(2)-5)-6 実運転データ (低位発熱量と発電量・送電量)

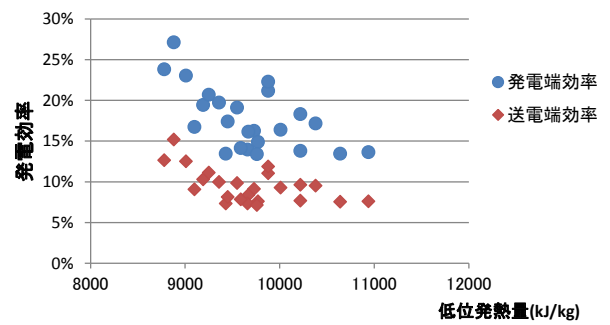
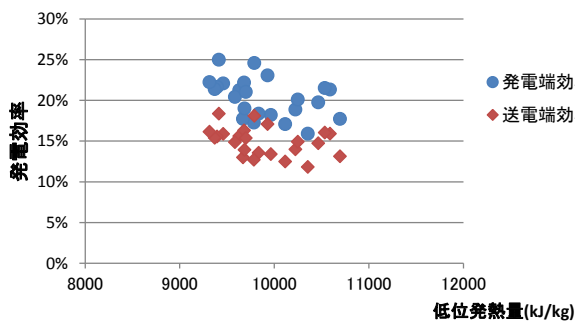


図 I -1-(2)-5)-7 実運転データ (低位発熱量と発電効率)

⑥経済性評価

E 衛生組合の発電増強方策に伴う費用(工事費、維持管理費増(20年間))、増強方策によって得られる20年間の収入増(売電収入増、買電経費減)を表 I-1-(2)-5)-2 にまとめた。

表 I-1-(2)-5)-2 経済性評価(E 衛生組合)

項目		単位	E衛生組合
発電増強方策に伴う費用	工事費	億円	0.51
	維持管理費増(20年間)	億円	0.37
増強方策によって得られる収入増	売電収入増(20年間)	億円	1.6
	買電経費減(20年間)	億円	0
経済的メリット α (α = 増強方策によって得られる収入増 ÷ 発電増強方策に伴う費用)			1.82
投資回収年数 = 工事費 ÷ (増強方策によって得られる収入増/20 - 維持管理費増/20)			8.29

発電増強方策に要した工事費は0.51億円で、維持管理費増は20年間で0.37億円である。売電収入増は20年間で1.6億円、買電のための経費変更はないと見込んでおり、経済的メリット α (増強方策によって得られる収入増 ÷ 発電増強方策に伴う費用) は1.82、投資回収年数 (工事費を年間の(収入増 - 維持管理費増)で除した数値) は8.29年となった。

⑦CO₂削減量

E 衛生組合の従来設計のCO₂排出量及び新設炉によるCO₂削減量計算結果を表 I-1-(2)-5)-3 に示す。

従来設計の年間CO₂排出量(ごみ焼却+立上下げ)は4,151t-CO₂/年で、発電による削減を含めた年間CO₂排出量は従来設計では-8,734t-CO₂/年、新設炉では-11,646t-CO₂/年で、発電増強方策によるCO₂削減率は70.2%と計算される。

表 I-1-(2)-5)-3 CO₂削減量(E 衛生組合)

従来設計			E衛生組合	
No.	項目	単位	計画値	備考
(1)	1日当たりの運転時間	h/日	24	
(2)	施設の定格ごみ焼却量	t/日	200	
(3)	1日当たりのごみ焼却量	t/日	200	
(4)	1日当たりの消費電力量	kWh/日	25,080	
(5)	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
(6)	1日当たりの燃料使用量	kL/日	0	
(7)	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL	2.71	A重油
(8)	1日当たりの発電電力量	kWh/日	83,520	
(9)	1日当たりの熱利用量	GJ/日	0	
(10)	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
(11)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	69.1	$[(4) \times (5) + (6) \times (7)] \div (3) \times 1000$
(12)	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉	13	当該年の実績平均値
(13)	運転炉数	—	2	
(14)	従来設計の年間CO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母)	t-CO ₂ /年	4,151	$[(11) \times (2) \times 280] \div 1000 + (12) \times (13) \times 4 \times (7)$
(15)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-161.0	$[(4) \times (5) + (6) \times (7) - (8) \times (5) - (9) \times (10)] \div (3) \times 1000$
(16)	従来設計の年間CO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-8,734	$[(15) \times (2) \times 280] \div 1000 + (12) \times (13) \times 4 \times (7)$
新設炉(引渡性能試験時)			E衛生組合	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
①	1日当たりの運転時間	h/日	24	
②	施設の定格ごみ焼却量	t/日	200	
③	1日当たりのごみ焼却量	t/日	170	
④	1日当たりの消費電力量	kWh/日	23,000	
⑤	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
⑥	1日当たりの燃料使用量	kL/日	0	
⑦	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL	2.71	A重油
⑧	1日当たりの発電電力量	kWh/日	88,800	
⑨	1日当たりの熱利用量	GJ/日	0	
⑩	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
⑪	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-213	$\{ (4) \times (5) + (6) \times (7) - (8) \times (5) - (9) \times (10) \} \div (3) \times 1000$
⑫	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉	13	想定値
⑬	運転炉数	—	2	
⑭	新設炉の年間CO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-11,646	$[(11) \text{の平均値} \times (2) \times 280] \div 1000 + (12) \times (13) \times 4 \times (7)$
CO ₂ 削減率		%	70.2	$[(16) - (14)] \div (14) \times 100$

表中の(11)はごみ焼却トン当たりのCO₂排出量①で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量を焼却量で除したものである。

表中の(14)は従来設計の年間のCO₂排出量①で、1年間の焼却炉運転と立ち上げ下げを含めた電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量である。

表中の(15)はごみ焼却トン当たりのCO₂排出量②で、(11)の電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量に加えて、発電に伴うCO₂削減量を含めたものである。

表中の(16)は従来設計の年間のCO₂排出量②で、(14)の電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO₂排出量に加えて、発電に伴う1年間のCO₂削減量を含めたものである。

表中の⑪は新設炉のごみ焼却トン当たりのCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量と発電に伴うCO₂削減量を合計したものである。

表中の⑭は新設炉の年間のCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO₂排出量と発電に伴う1年間のCO₂削減量を合計したものである。

CO₂削減率%は次式で計算することができる。

CO₂削減率% = $[(16) \text{ 従来設計の年間CO}_2\text{排出量②}(\text{t-CO}_2/\text{年}) - (14) \text{ 新設炉の年間CO}_2\text{排出量}(\text{t-CO}_2/\text{年})] \div (14) \text{ 従来設計の年間CO}_2\text{排出量①}(\text{t-CO}_2/\text{年}) \times 100$

⑧他施設への適用可能性

本発電増強策の他施設への適用可能性、適用に際しての留意点等について、組合へのヒアリング結果を表 I-1-(2)-5)-4 に示す。

増強策導入や運転時の留意点としては、特に回答がなかった。

表 I-1-(2)-5)-4 ヒアリング結果(E 衛生組合)

質問	回答
	E衛生組合
(1)立地上の特徴(面積、周辺環境、道路事情等)	敷地面積: 34,600㎡ 周辺環境: 山麓に立地 道路事情: 前面に市道(幅員4.6m)
(2)運転・管理	民営による包括委託方式
(3)同様の増強策を実施可能な施設規模の下限、上限	-
(4)売電先と決め方。売電収入の管理	売電先: 一般電気事業者 売電収入: 当組合にて管理
(5)他施設で同様の増強策を導入する際の条件・留意点	-
(6)増強策導入施設の運転時の留意点	-
(7)その他施設の特徴	

2. 次年度以降の廃棄物発電増強方策の実証に向けた提案

前項「1. 廃棄物発電の増強方策に係る実証」においては、個々の施設における廃棄物発電の増強方策として、主に処理工程上の技術的改善、設備改良等による増強技術の実証を行った。

一方、廃棄物発電の増強方策としては、処理工程に他の熱源を導入したり、他のエネルギー回収技術を導入すること等により、通常の処理工程とのコンバインド処理を行い、全体として、より効率的に発電増強を目指す方策もある。(下表例)

表 I -2-1 コンバインド処理例（メタン発酵とのコンバインド）

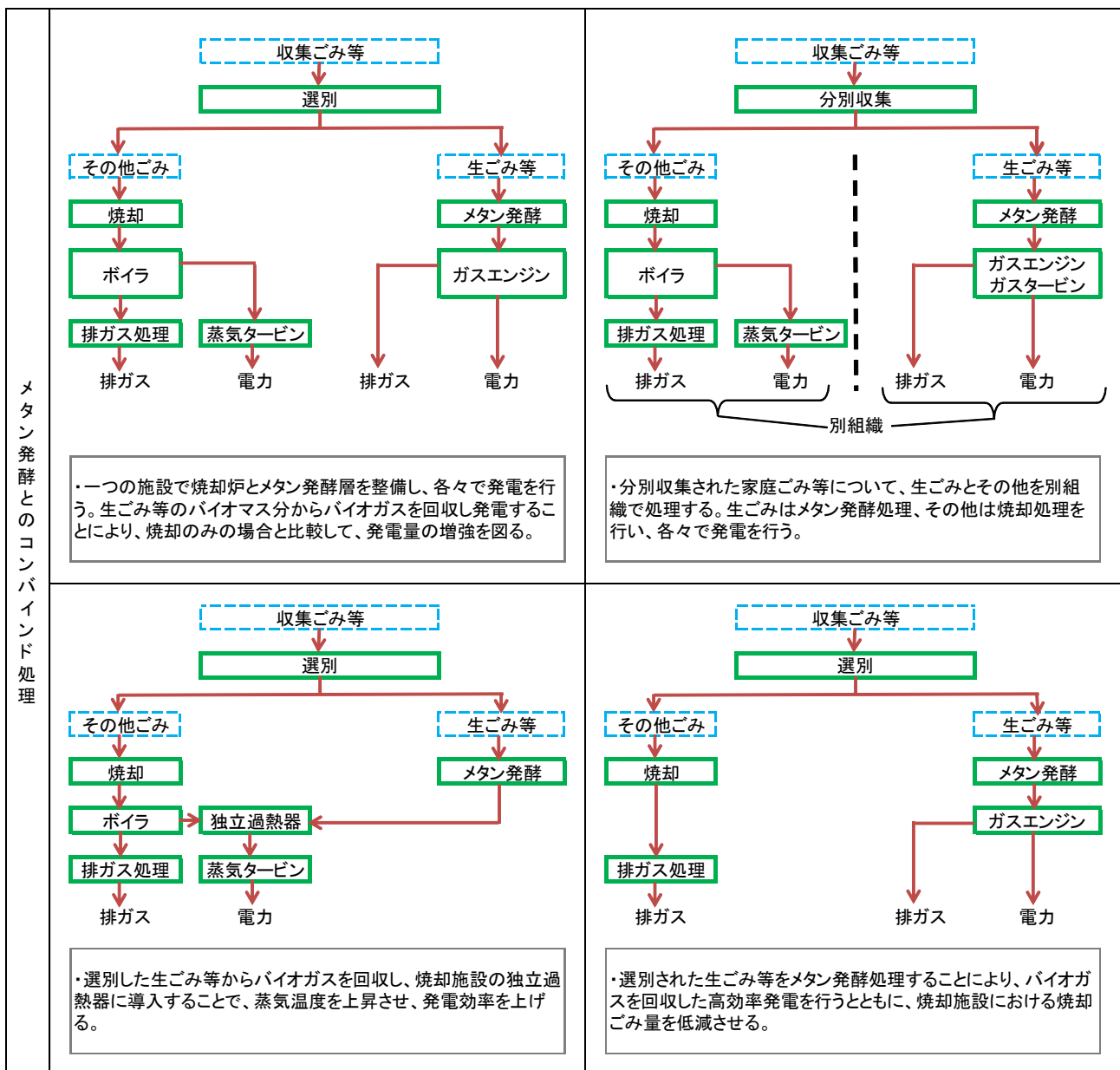
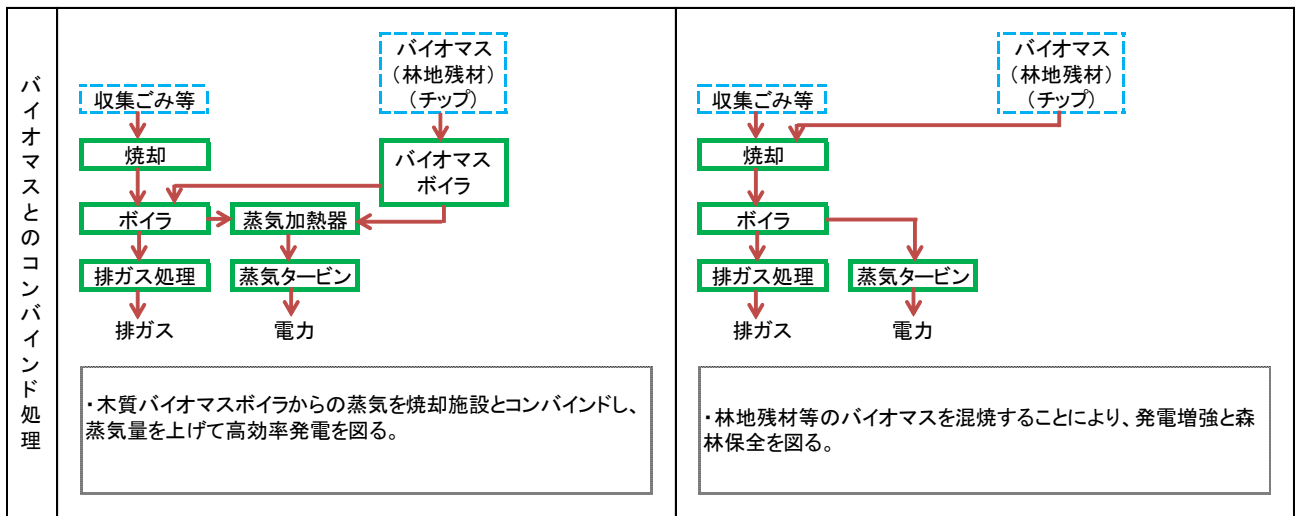


表 I-2-2 コンバインド処理例（木質バイオマスとのコンバインド）



本項では、次年度以降の実証に向けて、他の熱源とのコンバインドによるごみ発電の増強事例を収集し、その実証可能性を検討した。

検討対象とした技術は以下のとおりであり、検討結果の詳細を後述する。

- ◆事例1：メタン発酵とのコンバインド処理（独立過熱器による蒸気高温化）
施設：F市クリーンセンター
- ◆事例2：メタン発酵とのコンバインド処理（小規模施設における高効率発電の実現）
施設：G組合クリーンセンター
- ◆事例3：バイオマスとのコンバインド処理（林地残材との混焼）
施設：H市施設 ※実証試験

次年度以降、上記技術について、各施設の稼働状況や実証試験の進捗等に応じて実証実施の可否を検討し、各施設の協力を得た上で、実運転データを基にした発電増強効果、熱利用率向上効果の実証を行う。

各技術の概要と、次年度以降の実証の要旨について、表 I-2-3 に示す。

表 I-2-3 次年度以降の実証について（要旨）

区分	(1) 独立過熱器による バイオガスとのコンバインド	(2) メタン発酵との コンバインド	(3) 林地残材の混焼
施設名	F 市クリーンセンター	G 組合クリーンセンター	H 市施設
施設規模	ストーカ炉 150t/日 (2 炉) メタン発酵 51.5t/日 (2 系 列)	ストーカ炉 43t/日 (1 炉) メタン発酵 36t/日 (1 系列)	ストーカ炉 340t/日 (2 炉)
発電能力	蒸気タービン 3,600kW	ガスエンジン 191kW×2 基	蒸気タービン 7,000kW
増強策の 概要	ごみ焼却ボイラで得られる蒸 気を 4MPa×365℃に抑え、メ タンガスを燃料とする独立過 熱器で 4MPa×415℃まで加熱 することで高効率発電を達成 し、かつ、ボイラの高腐食を 低減する。	分別収集することなく搬入 されたごみを機械選別装置 でメタン発酵に適したごみ と焼却に適したごみに分別 して各々処理し、回収したメ タンガスにより発電を行う。	林地残材混焼によるバ イオマス発電を試験的 に実施。 放置されている林地残 材を破碎・運搬し、焼却 施設でごみとともに焼 却することで、電力や熱 を生み出す。
増強効果 (既存 値)	発電効率 (試運転時) コンバインド時： 23.6% 焼却単独時： 21%	バイオガス回収量 187 m ³ N/t 3,288 m ³ N/日 熱利用率 424kWh/t	混焼有無の比較データ なし
次年度以降の実証について（案）			
増強効果 の実証方 法（案）	実運転データにより、 ①バイオガスをガスタービン による発電に使用した場合 (試算値) との比較 ②全量焼却の場合 (試算値) との比較	同程度の小規模施設におい て熱利用を行う場合の熱利 用率 (試算値) との比較	市実証試験の進捗に応 じて検討する (林地残材の混焼によ る処理量、入熱量と、発 電量等の変化の検討)
実証に当 たっ ての 留意事項	<ul style="list-style-type: none"> ・ 新設の為、比較対象は試算値とせざるを得ない。 ・ 本格稼働後は、試運転時とごみ量等が大きく変化しているため、実運転時のデータと比較する試算値も、同様条件で再試算が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 新設の為、比較対象は試算値とせざるを得ない。 ・ 比較対象とする試算値は、全国的な小規模施設の熱利用状況を踏まえ、一般的な熱利用形態、利用方法を検討する。 	(混焼割合の影響)
	<p>< 共通 > ・ 各方式の特徴を踏まえ、施設規模に適したコンバインド方式の条件 (経済性等) を検討する。 ・ 試算値の設定に当たっては、実態に即した入熱量の設定に留意する。</p>		
増強効果 以外の観 点	<ul style="list-style-type: none"> ・ ボイラ高温腐食低減効果の検討 (経済性) ・ ガスエンジン、ガスタービンと比較した場合のメンテナンスコスト削減効果の検討 (経済性) ・ 機械選別装置の安定稼働 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 経済性 (焼却炉 1 炉による効率的な稼働) ・ 機械選別装置の安定稼働 	(林地残材の法的整理) (林地残材収集のため のコストの評価)

(1) メタン発酵とのコンバインド処理（独立過熱器による蒸気高温化）

メタン発酵設備と焼却・発電設備の複合システムであり、得られたメタンガスを独立過熱器の熱源として蒸気の高温度化に利用するとともに、その排ガスを焼却炉に供給することで熱回収率を最大限高める技術である。

1) 増強方策を導入している施設の概要

対象技術を有する施設（F市クリーンセンター）は、選別施設、バイオガス化施設、ごみ焼却施設、リサイクル施設を組み合わせたごみ処理複合施設である。

選別施設において可燃ごみから選別された厨芥類などのごみは、下水・し尿汚泥とともにバイオガス化施設で高温乾式メタン発酵処理する。そこで回収したメタンガスは、ごみ焼却施設において可燃ごみやメタン発酵残渣の焼却時に回収した蒸気の過熱に利用され、高効率な廃棄物発電を行う。これにより、本施設は、焼却施設規模 150t/日（75t/日×2系列）プラスバイオガス化施設で、最大発電量 3,600kW、発電効率 23.5%（基準ごみ時）という優れた発電効率が得られる。

表 I-2-(1)-1 施設概要

1. 処理方式	メタン発酵+ストーカ炉	6. 排ガス処理	
2. 施設規模	発酵：25.75 (t/日) ×2 系列 焼却：75 (t/日) ×2 系列	1) HCl・SO _x 除去	
3. 竣工年月	2014年3月	①処理方式	乾式
4. 公害防止条件（乾ガス基準、O ₂ =12%換算値）	1) ばいじん	②使用薬品	消石灰+活性炭
	2) HCl	③設計温度	入口 170℃
	2) SO _x	2) NO _x 除去	
	3) NO _x	①処理方式	無触媒脱硝方式
	4) ダイオキシン類	②使用薬品	尿素水
5. 発電システム	1) ボイラ設備	③設計温度	—
		7. 排ガス循環	あり
		①蒸気条件	4.0MPaG×365℃
		8. 白煙防止条件	なし
		②最大蒸発量	10.9t/h（1炉当たり）
	2) 蒸気タービン	③出口排ガス温度	170℃
		9. 排水処理	
		④ボイラ給水温度	130℃
		1) プラント排水	再利用、下水道へ放流
		⑤設計排気圧	-85.1kPaG
		2) 生活排水	下水道へ放流
		10. 発電効率	23.5%（基準ごみ時）
		11. その他	
		1) 独立過熱器	
		①蒸気条件	4.0MPaG×415℃（基準ごみ時） 4.0MPaG×405℃（高質ごみ時）
【メタン発酵施設の概要】			
<ul style="list-style-type: none"> ・選別施設：破砕機、磁選機、選別施設（焼却施設内設置） ・バイオガス化施設能力（高効率原燃料回収施設）：25.75 t / 日×2 槽 内訳：選別ごみ 34.4 t / 日 + 汚泥 17.1 t / 日 = 51.5 t / 日 ・メタン発酵方式：乾式・高温 ・発酵槽形式：コンボガス 			

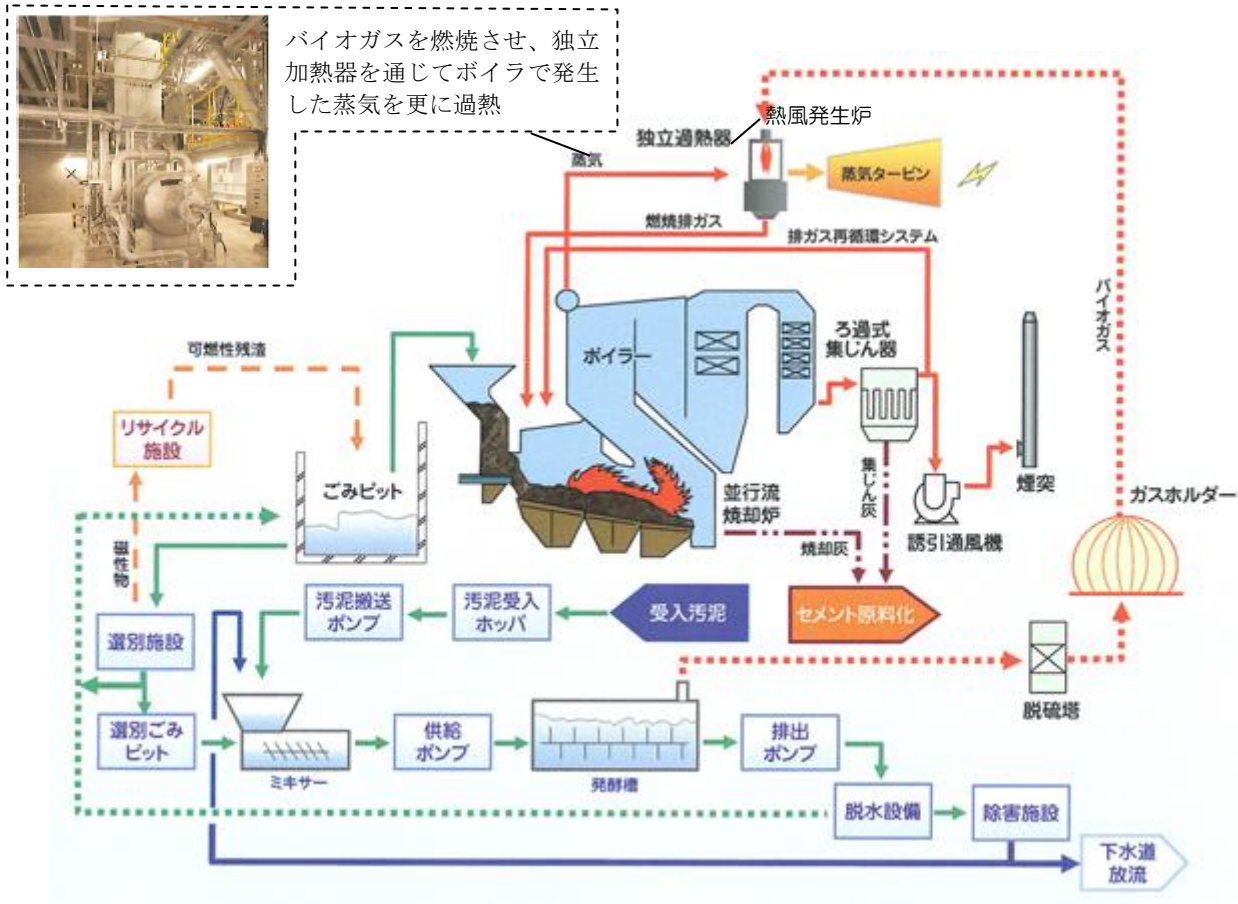


図 I-2-(1)-1 メタン発酵施設とごみ焼却施設とのコンバインドによる処理フロー
(F市クリーンセンター)

2) 技術的特徴

ごみ焼却ボイラで得られる蒸気を4MPa×365℃に抑え、メタンガスを燃料とする独立過熱器で4MPa×415℃（基準ごみ時）まで過熱することで高効率発電を達成しながらも、ボイラの高温腐食を低減することができ、経済性に優れたシステムとなっている。ⁱ また、焼却灰や集じん灰をセメント原料として有効利用している。

- ◎メタンガスを燃料とする独立過熱器による蒸気の高温化、発電高効率化
- ◎焼却ボイラの温度抑制によるボイラの高温腐食の抑制

ⁱ 「エネルギー回収型廃棄物処理施設整備マニュアル、平成26年3月、環境省廃棄物対策課」においてもバイオガス利用方法として示されている。

3) 廃棄物発電増強効果等

本技術の発電増強効果を既存値等により整理した。

なお、本施設は平成 26 年 4 月稼働開始であることから、以下に示す数値は事業提案時での計画値である。

① 発電効率等

本施設の発電効率は基準ごみ時で23.5%である。同程度の処理規模を有するごみ焼却ボイラと比較して極めて高い効率であり、複合化施設のメリットを活かしたシステムとなっている。なお、本複合化システムの発電効率は次式で定義している。基本的にはスーパーごみ発電と同様に、入熱分にごみ熱量のほか、バイオガスの熱量を加味している。

$$\text{発電効率} = \frac{\text{発電量}}{(\text{ごみ発熱量} * \text{ごみ投入量}) + \text{バイオガス熱量}}$$

ア) 熱風発生炉定格運転

図に示す熱風発生炉定格運転域では、熱風発生炉ガス流量100m³N/h 程度の燃焼において、ボイラ出口蒸気温度365℃から独立過熱器で高質ごみ時の定格である405℃まで主蒸気温度を安定して過熱できていることがわかる。

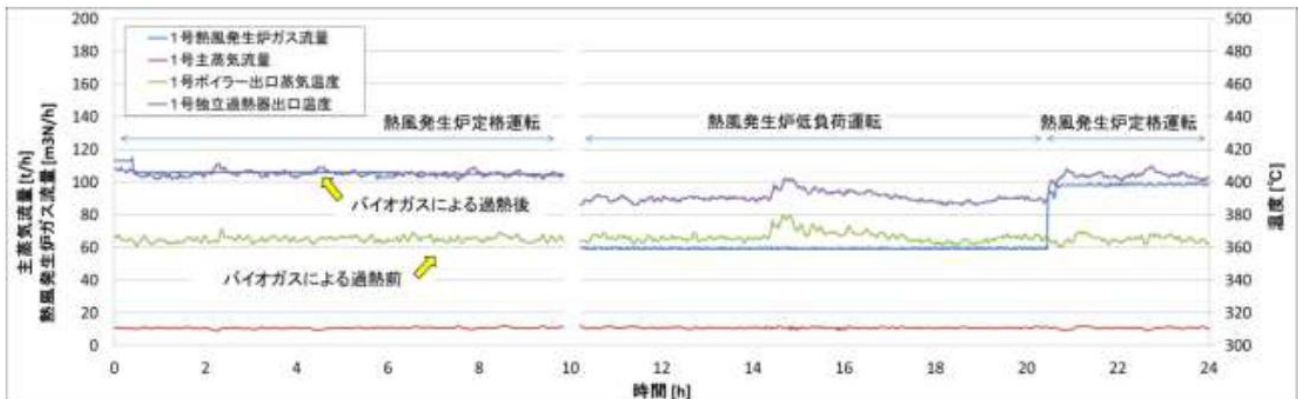


図 I-2-(1)-2 バイオガス過熱前後の熱風発生炉の運転状況

イ) 発電効率

熱風発生炉定格運転中（図中の時間1～9hの範囲）の発電効率を定義した式にて算出した結果を表 I-2-(1)-2に示す。

本運転を行った試運転期間中は主として発電量が一定になるよう運転してきたため、ごみ発熱量が高い時はタービンバイパスが生じていた。そのため、今回の算定では便宜上タービンバイパス分を入熱量から除いて試算した。

なお、参考までに2 炉運転時で独立過熱器の運転を停止していた時の発電効率も併せて示す。ごみ入熱量が異なるため単純に比較できないが、独立過熱器を運用することにより発電効率は2ポイント超増加することが分かる。

表 I-2-(1)-2 発電効率ⁱⁱ

項目	発電出力	ごみ入熱量	バイオガス 入熱量	タービンバイパス 熱量	発電効率
	kWh	MJ/h	MJ/h	MJ/h	%
独立過熱器 運転時	3,545	62,429	3,885	12,240	23.6 ^{注1)}
独立過熱器 停止時	3,584	63,202	0	1,868	21 ^{注2)}

注1) $\frac{3,545}{62,429 + 3,885 - 12,240} = 23.6\%$

注2) $\frac{3,584}{63,202 + 0 - 1,868} = 21.0\%$

② CO₂削減効果

コンバインドした時の焼却処理量は年間約 43,000 t であり、全量焼却に比べ 9.3%削減される。

コンバインドした時の年間発電量は処理量 t あたり 516kWh であり、全量焼却に比べ約 13%増加する。

コンバインドした時の CO₂排出削減量(発電量より算出)は処理量 t あたり 347kg-CO₂ であり、全量焼却に比べ t あたり 39kg-CO₂ 削減される。ⁱⁱⁱ

上記より、以下の事項が確認された。

- ◎ バイオガスの熱量を蒸気の過熱ならびにボイラ熱源として利用するため、同程度の処理規模を有する焼却炉ボイラと比較し、高い発電効率が得られる。
- ◎ 熱風発生炉におけるの負荷調整は容易であり、安定的な連続運転が可能な範囲が広いシステムである。
- ◎ バイオガス化施設の停止期間中においても、ごみ焼却施設のみで安定した運転及び発電が可能である。

ⁱⁱ F市クリーンセンターの運転報告に関する既報資料より抜粋

ⁱⁱⁱ F市資料から作成

4) 次年度実証の方法（案）と留意事項

① 実証目的

焼却施設とメタン発酵施設とのコンバインド処理（独立過熱器による蒸気高温化）による発電効率の増強効果を、実運転データから確認する。

② 実証方法（案）

焼却施設とメタン発酵施設とのコンバインド処理（独立過熱器による蒸気高温化）の実運転データに基づく発電効率を評価するとともに、同技術の代替処理方式と考えられる下記2ケース（試算値）との比較を行う。

評価、比較に当たっては、本施設のごみ量、ごみ質や施設稼働状況等も踏まえて検討する。

ア) バイオガスをガスエンジンによる発電に使用した場合の発電効率（試算値）との比較。

イ) 全量焼却を行った場合の発電効率（試算値）との比較。

③ 実証に当たっての留意事項

- ・平成26年4月の稼働開始時に、市のごみ分別収集区分に変更があり、ごみ量、ごみ質ともに変動が生じているため、比較対象とする試算値の算出に当たって留意する必要がある。

④ 発電効率増強効果以外の観点

- ・排ガス温度抑制によるボイラ高温腐食低減効果について検討する。
- ・ガスエンジン、ガスタービンと比較した場合のメンテナンスコスト削減効果について検討する。
- ・機械選別装置の安定稼働性について検討する。

上記の他、焼却単独の施設に独立過熱器・バイオガス化施設を改良工事によってコンバインドする可能性について検討する。

(2) メタン発酵とのコンバインド処理（小規模施設における高効率発電の実現）

メタン発酵設備と焼却・発電設備の複合システムであり、収集ごみ等を機械選別し、燃えにくいごみはメタン発酵によりバイオガスを回収し発電を行う技術である。燃えにくいごみと燃えやすいごみを分けて処理することで効率的な熱回収を行うとともに、全体として焼却処理量を低減させることが可能となる。

1) 増強方策を導入している施設の概要

対象技術を有する施設（G 組合クリーンセンター）は、高効率原燃料回収施設（バイオガス化＋焼却）とリサイクルセンターからなる一般廃棄物処理施設である。

機械選別により収集ごみ等から選別された厨芥類や紙類は、バイオガス化施設で高温乾式メタン発酵処理を行う。そこで回収したメタンガスは、ガスエンジン発電機により電力へ変換され、高効率の廃棄物発電を実現する。発酵に適さないごみは焼却処理を行うが、ピット容量を大きめにして焼却炉を1系列とし、効率的な施設稼働を行うことで、小規模でも効率的なエネルギー回収・発電施設となっている。

表 I-2-(2)-1 施設概要

1. 処理方式	メタン発酵＋ストーカ炉	6. 排ガス処理		
2. 施設規模	発酵： 36 (t/日) ×1 系列 焼却： 43 (t/日) ×1 系列	1) HCl・SO _x 除去		
3. 竣工年月	2013 年 5 月	①処理方式	乾式	
4. 公害防止条件（乾ガス基準、O ₂ =12%換算値）	1) ばいじん	0.04g/m ³ N	②使用薬品	消石灰＋助剤
	2) HCl	200 ppm	③設計温度	入口 185℃
	3) SO _x	K 値 1.75 未満	2) NO _x 除去	
	4) NO _x	150 ppm	①処理方式	無触媒脱硝＋燃焼制御方式
	5) ダイオキシン類	0.05ng-TEQ/m ³ N	②使用薬品	尿素
	6) CO	30ppm	③ 設計温度	
	5. 発電システム		7. 排ガス循環	なし
1) ガス発電機		8. 白煙防止条件	目標 0℃×50%	
①形式	ガスエンジン発電機	9. 排水処理		
②出力	191kW×2 基	1) プラント排水	無放流	
		2) 生活排水	無放流	
		10. エネルギー回収効率		
		メタン回収ガス発生率	150m ³ N/ t	
		メタン回収ガス発生量	3,000m ³ N/日	
		11. その他		
		余熱利用	施設内給湯、ロードヒーティング	
【メタン発酵施設の概要】				
・ 選別施設：回転ブレード式破碎選別				
・ バイオガス化施設能力（高効率原燃料回収施設）：36 t / 日×1 槽				
・ メタン発酵方式：乾式・高温				
・ 発酵槽形式：コンポガス				

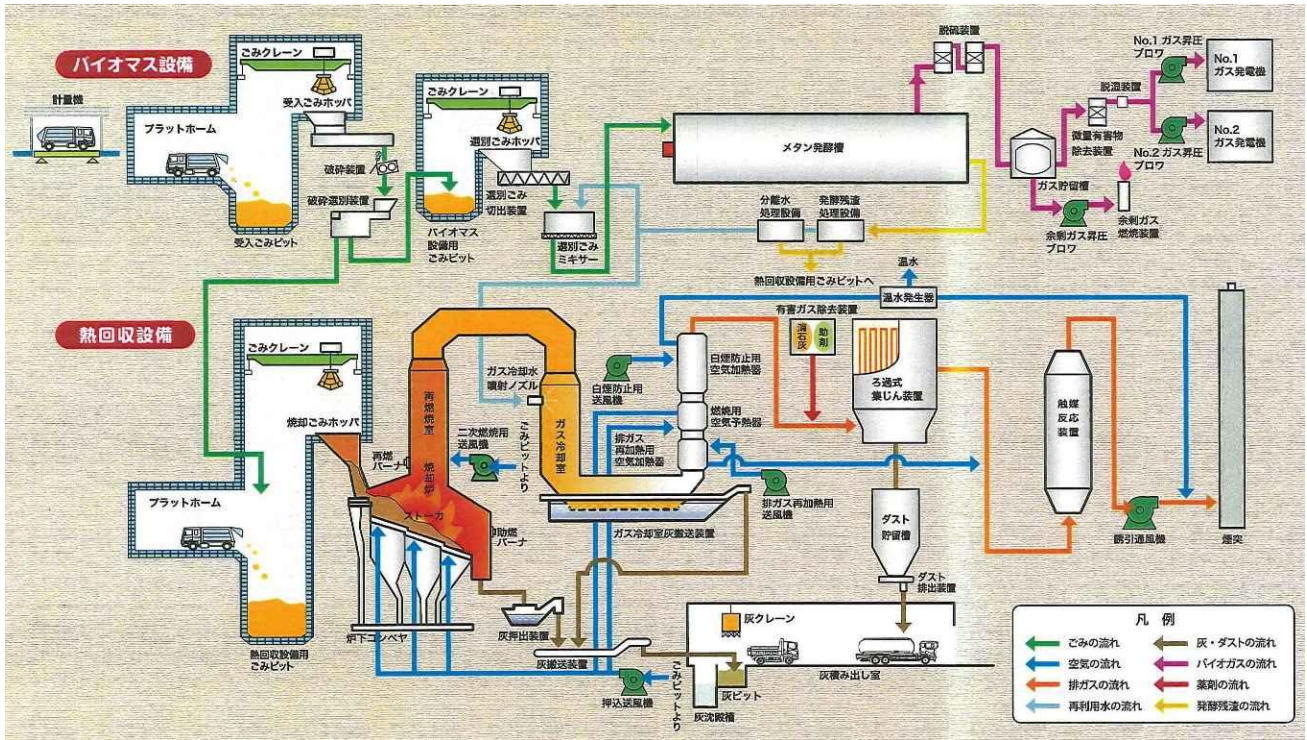


図 I-2-(2)-1 メタン発酵施設とごみ焼却施設とのコンバインドによる処理フロー
(G組合クリーンセンター)

2) 技術的特徴

バイオガス化+焼却のトータルのごみ搬入量は40t/日程度であり、焼却炉単独でのごみ発電は難しいが、燃えにくいごみ(厨芥類等)はバイオガス化してガスエンジンにより発電を行うことで、小規模施設での高効率ごみ発電を実現している。発酵残渣は発酵不適物とともに焼却炉において焼却処理を行うが、焼却炉を1系列として効率的な施設稼働を行うことにより運転・維持管理コストを抑制している。

- ◎燃えにくいごみをバイオガス化することによる高効率発電の実現
- ◎焼却炉を1系列とすることによる効率的な施設稼働とコスト抑制

3) 廃棄物発電増強効果等

本技術の発電増強効果等を既存値等により整理した。

① メタンガス回収率

本施設は、高効率原燃料回収施設(150m³N/t以上、3,000m³N/t以上)として整備された。平成25年6月以降のメタン回収率は、表 I-2-(2)-2のとおりであり、高効率要件を満たして稼働して

いる。

表 I -2-(2)-2 メタン回収効率^{iv}

	ごみ搬入量 (t/月)	メタン発酵槽 投入量(t/月)	バイオガス回収量		
			(m ³ N/月)	(m ³ N/ t)	(m ³ N/日)
H25.6～H26.12 の実績平均値	1,180	536	100,201	187	3,288

なお、エネルギー回収型施設整備マニュアルに定める熱利用率について、平成25年6月～平成26年3月のバイオガス利用量平均値（3,481Nm³/日：メタン濃度50%換算）をもとに算出した、本施設の熱利用率は、424kWh/ごみtである。

② 発電量

本施設は、メタン発酵槽で回収したバイオガスをガスエンジン発電機（191kW×2基）によって電力に変換している。H25.6～H26.12の総発電量は2,676,690kWhであり、このうち約2割（612,200kWh）を所内消費し、残りの約8割（2,064,470kWh）を場外供給（売電）している。

③ CO₂削減効果

本施設では、焼却によるCO₂発生源となる廃プラ類は、メタン発酵槽に入ったものも最終的には焼却炉に残渣として戻して焼却処理されるため、廃プラ焼却由来のCO₂排出量は削減されない。

従って、本技術によるCO₂削減効果は発電に伴う化石燃料代替効果であり、一般電気事業者による発電電力代替とした場合、145kg-CO₂/tが削減される。^v

上記より、以下の事項が確認された。

◎ 焼却のみでは発電が難しい施設規模の小規模施設において、メタン発酵処理をコンバインドすることにより高効率でのメタン回収・発電を実現している。

^{iv} 組合資料より作成

^v 組合資料より、H25.5～H26.12の発電量（kWh）×0.551（kg-CO₂/kWh）／発酵槽投入量（t）により算出

4) 次年度実証の方法（案）と留意事項

① 実証目的

焼却施設とメタン発酵施設とのコンバインド処理（小規模施設における高効率発電の実現）による熱利用率の増強効果を、実運転データから確認する。

② 実証方法

焼却施設とメタン発酵施設とのコンバインド処理（独立過熱器による蒸気高温化）の実運転データに基づく熱利用率を評価するとともに、同技術の代替処理方式と考えられる下記のケース（試算値）との比較を行う。

評価、比較に当たっては、本施設のごみ量、ごみ質や施設稼働状況等も踏まえて検討する。

ア) 同程度の小規模施設において熱利用を行う場合の熱利用率（試算値）との比較。

③ 実証に当たっての留意事項

- ・ 比較対象とする試算値の算出に当たっては、全国的な小規模施設の熱利用状況を踏まえ、一般的な熱利用形態、利用方法を検討する。

④ 熱利用率増強効果以外の観点

- ・ 焼却炉 1 系列とし効率的な稼働を行うことによる経済性についても検討する。
- ・ 機械選別装置の安定稼働性についても確認する。

(3) バイオマスとのコンバインド処理（林地残材の混焼）

通常の収集ごみ等に加えて、木質バイオマス系の林地残材等を混焼することにより、発電増強を図るものである。林地からの搬出・運搬コストが課題だが、ごみ量・ごみ質の変動に対する調整弁あるいは助燃の役割を持たせることにより、ごみ発電の安定化・増強に資する可能性がある。

また、本取組は森林保全にも寄与し、地域資源の地産地消にもつながる。

1) 増強方策を導入している施設の概要

H市では、平成25年3月に「H市再生可能エネルギー導入プラン」を策定し、この中で、H市施設における林地残材の混焼による熱回収の向上をモデル事業の一つとして位置づけ、平成25年度から実証試験がスタートしている。

H市施設は、平成24年3月に竣工した一般廃棄物処理施設であり、収集ごみ等のほか、隣接するし尿処理施設へ電力供給を行うほか、下水処理場からの下水汚泥を混焼処理している。

表 I-2-(3)-1 施設概要

1. 処理方式	ストーカ炉	6. 排ガス処理	
2. 施設規模	170 (t/日) ×2 系列	1) HCl・SO _x 除去	
3. 竣工年月	2012年3月	①処理方式	乾式
4. 公害防止条件（乾ガス基準、O ₂ =12%換算値）	1) ばいじん	②使用薬品	消石灰+助剤+活性炭
	2) HCl	③設計温度	
	3) SO _x	2) NO _x 除去	
	4) NO _x	①処理方式	脱硝塔
	5) ダイオキシン類	②使用薬品	
		0.05ng-TEQ/m ³ N	④ 設計温度
5. 発電システム		7. 排ガス循環	
1) ボイラ設備		8. 白煙防止条件	
①蒸気条件	4.0MPaG×400℃	9. 排水処理	
2) 蒸気タービン		1) プラント排水	炉内再利用
①定格出力	7,000kW	2) 生活排水	場内再利用、下水放流
		10. 発電効率	18.6%
		11. その他	
		余熱利用	温浴施設、プール

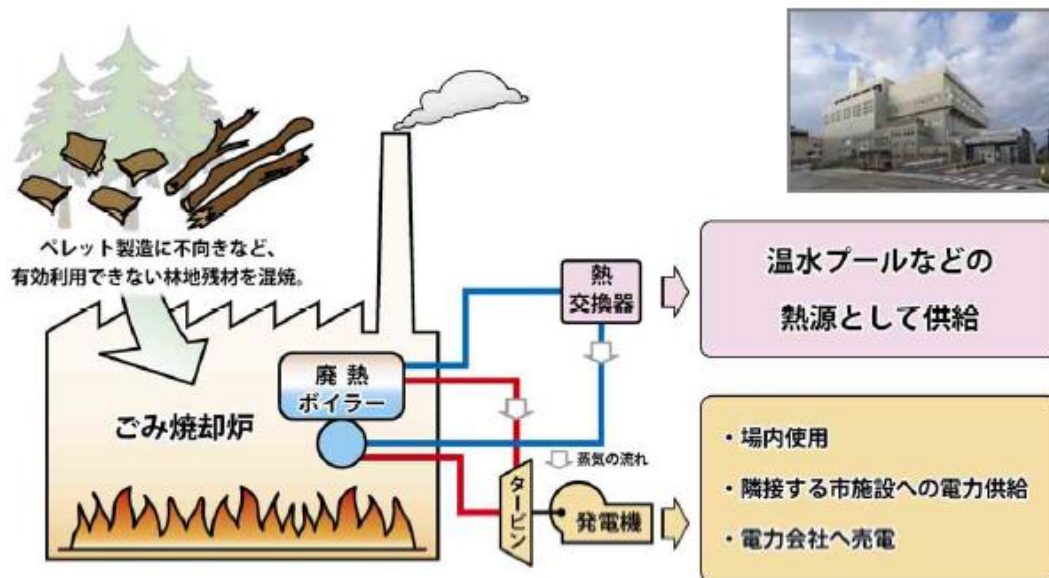


図 I -2-(3)-1 ごみ焼却施設における林地残材混焼^{vi}

2) 技術的特徴

混焼する林地残材は、市の間伐事業によって発生する市営造林からの残材とし、間伐～現場集積された間伐材の搬出・運搬以降をモデル事業として環境部局が行う。搬出された林地残材は、処分場に隣接するリサイクル施設に搬入され、破碎処理の後に焼却施設へ運搬される。

焼却施設での混焼量は、10～20t/日程度で、平成26年1～3月の間に実証試験として実施された。

焼却施設側では、従来から粗大として集められた大きめの剪定枝等を破碎処理後に焼却処理しており、量的にも質的にも林地残材の混焼は対応可能である。

破碎処理後の運搬は、従来の剪定枝等の運搬と併せて実施可能だが、林地からの搬出・運搬の経済性が課題となっている。

- ◎平成 25 年度に 10～20t/日程度の林地残材混焼（実証試験）を実施
- ◎林地から破碎場所までの搬出・運搬コストが課題

3) 廃棄物発電増強効果等

本技術の発電増強効果等については、H市再生可能エネルギー導入プランにおいて、下表の数値が示されている。

実際には、焼却施設で蒸発量一定制御運転を行っているため、実運転データでの発電増強効果等を確認することはできない。

^{vi} H市再生可能エネルギー導入プランより

表 I-2-(3)-2 林地残材の混焼による効果等^{vii}

	H市施設
導入規模	(既存のごみ発電施設を利用)
エネルギーの用途	施設内で使用、余剰分は売電 (通常のごみ発電に追加)
年間想定発電量	290,000kWh
年間エネルギー削減量	1,000GJ/年
年間CO ₂ 削減量	190tCO ₂ /年
検討課題 波及効果など	<ul style="list-style-type: none"> ・市営造林の間伐作業に合わせた効率的な積み込み、運搬作業を実施する。 ・林地残材を処分することで、更に山奥にある間伐材の搬出も可能となり、市産材の販路拡大につながる。 ・林地残材を放置しておけば、いずれ分解しメタンガスを放出することになるので、温室効果ガスの排出削減につながる。

上記より、以下の事項が確認された。

- ◎ 実証試験における林地残材混焼で、施設側への負荷増による運転・維持管理上の影響はなし。
- ◎ 蒸発量一定制御による運転を行っているため、実運転データによる混焼効果（林地残材混焼による発電量増強の効果）の確認はできない。

以上から、林地残材混焼効果に関する次年度以降の実証については、次の観点からの実証について、市における実証試験の進捗に応じて検討する。

- 林地残材の法的な取り扱いの整理
- 林地残材の処理に伴う焼却施設の運転状況の変化の検討（処理量、低位発熱量、稼働炉数等）
- 運転の安定化や稼働率上昇等による発電量の増加の検証
- 林地残材の収集等を含むコストの評価

^{vii} H市再生可能エネルギー導入プランより作成

3. 廃棄物エネルギーの効率的利用に係るケーススタディ

(1) 概要

焼却施設の整備・運営では、発電効率の向上が重視されると同時に、周辺に熱需要が存在する地域においては、排熱供給源としての役割が期待される場合もあると考えられる。

そこで、電気以外にも熱など異なる形態でのエネルギー利用がありうる場合を念頭に、発電以外も含めた廃棄物エネルギーの効率的利用の評価手法を検討し、どのような利用方法がエネルギー有効利用や温室効果ガス削減のためにすぐれているかという観点から参考事例を調査整理する。

1. 既存データを用いた評価指標の設定と試算

[現行の代表的効率指標例]

- ① 廃棄物処理施設整備計画(H25.5)
 - ・ 発電効率 ※発電端
- ② 一般廃棄物の排出及び処理状況等
 - ・ ゴミ処理量当たりの発電電力量
 - ・ 発電効率 ※発電端
- ③ 循環型社会形成推進交付金(H26-)
 - ・ エネルギー回収率 (発電効率+熱利用率) ※発電端 (発生端)

[今回試算の特徴]

- 視点① 温室効果ガス削減の観点より
 - ・ 送電端 (送出端) で評価を実施
 - ※ 参考として発電端 (発生端) も計算
 - 視点② 熱利用と合算した評価
 - ・ 総合効率 (電気と熱を熱量で単純合算)
 - ・ エネルギー回収効率
- (熱は、余熱利用量×0.46)

有効熱量×0.46

2. 試算結果に基づく調査対象事例の選定

(下表は各指標での上位施設を抽出・区分結果)

区分	①発電を行っておらず、熱利用のみ	②発電しているが、ネット送電 (ほぼ) なし、熱利用率が高い	③外部にも一定送電+熱利用により総合効率が相当向上	④外部送電効率が高く、熱利用で総合効率も一定向上
送電端				
総合効率	3施設 (うち1施設※)	I 清掃工場、J 清掃工場、K 清掃工場	該当なし	2施設
エネルギー回収効率	1施設※		該当なし	上記2施設ほか5施設

※スーパーゴミ発電で蒸気利用する発電施設が別施設 (なお、同施設のカスタマーは現在停止中)

総合効率上位施設のうち、発電に加えて相当の熱を供給する②の区分の施設を選定。

基本的には高効率発電施設 (送電端でみた場合にも)

熱利用に着眼し詳細調査対象は総合効率で選定

3. 効率的な廃棄物エネルギー利用事例のとりまとめ

選定された事例 (施設) についてヒアリングを行い、下記について把握、整理。

(1)特に熱利用先の条件を踏まえたエクセルギーからみた変換効率と CO₂削減効果計算

【エクセルギー】=エネルギーの質 (仕事に変換できる割合) を考慮したエネルギーの量

(2)廃棄物エネルギー利用方式の決定に至る経緯、施設の運転状況

(3)今後、熱利用も含めてエネルギー利用効率を高めるための課題等

(参考) 用語説明

【エクセルギー】 エネルギーの質の違いを考慮した量。系の温度や圧力などが周囲（環境）と平衡に達するまでに有効な仕事として取り出せる理論的最大量。質の高いエネルギーである電気のジュール熱の量はエクセルギーの量と等しい（エクセルギー率 100%）。一方、環境温度に近い熱のエクセルギー率は低い。エンタルピーでは排ガスや放熱など系外への物質・エネルギーの移動のみが損失として評価されるが、エクセルギーでは燃焼、混合、伝熱、減圧など系内の損失も評価できる。

【エンタルピー】 物質がもつ熱量（内部エネルギー）と圧力によるエネルギーを足した量（熱含量）。ある物質のエンタルピーが変化すると、その変化した分の熱や仕事が外部とやり取りされる。

【ターボ冷凍機】 蒸発器で冷媒を蒸発させることにより冷水を製造した後、電力で駆動する遠心式の圧縮機により、冷媒を圧縮して凝縮器へと送って冷媒を冷却して、再び蒸発器に戻すサイクルによる冷凍機。地域冷暖房センターや大型建物の冷熱源装置または冷温熱源装置として使用される場合が多い。

【吸収式冷凍機】 低温の吸収剤（臭化リチウムなど）が蒸発した冷媒を吸収することで蒸発器内を低圧状態として、冷媒を気化させて低温を得る冷凍機。吸収液は加熱され、吸収された高温高压の気体冷媒が放出された後に冷却されて吸収液に戻る。熱によってサイクルが駆動されるため、廃熱を利用することができる。

【復水タービン】 蒸気タービンの排気の全量を復水器で凝縮させて水に戻す方式で、（ここでのタービン形式の中で）最も発電効率が高くなる。復水器では大気圧以下の真空（負圧）状態にすることで蒸気タービンの効率が高まる。

【抽気復水タービン】 蒸気タービンの途中で蒸気の一部を取り出して利用し、残りの蒸気で発電し、復水器に通す方式で、比較的高い発電効率と蒸気利用を両立できる。蒸気使用量の変動が大きく、相対的に電気の使用量が大きい場合に用いられる。抽気では、排気よりも高温・高压の蒸気を利用することができる。

【背圧タービン】 タービン出口の排気圧力を大気圧力以上（正圧）とし、復水せずに、そのままタービン外の工場などで全量の蒸気を利用する方式。発電効率は低下するが、大量の蒸気利用が可能となる。

【抽気背圧タービン】 2種類以上の圧力の蒸気が必要な場合に用いられる。タービンに供給された蒸気を、抽気及び排気で利用する。

(参考文献)

久角喜徳他監修「エクセルギーデザイン学の理解と応用」（平成 24 年 12 月）大阪大学出版会
下田吉之「都市エネルギーシステム入門」（平成 26 年 9 月）学芸出版社
公益財団法人日本冷凍空調学会ホームページ
環境省「小規模火力発電に係る環境保全対策ガイドライン」（平成 26 年 10 月）

事例 1 | 清掃工場 (1986 年竣工) 300t/日 背圧タービン (850kW、275°C1.7MPa→0.13MPa)

発電端：発電効率 3.5%

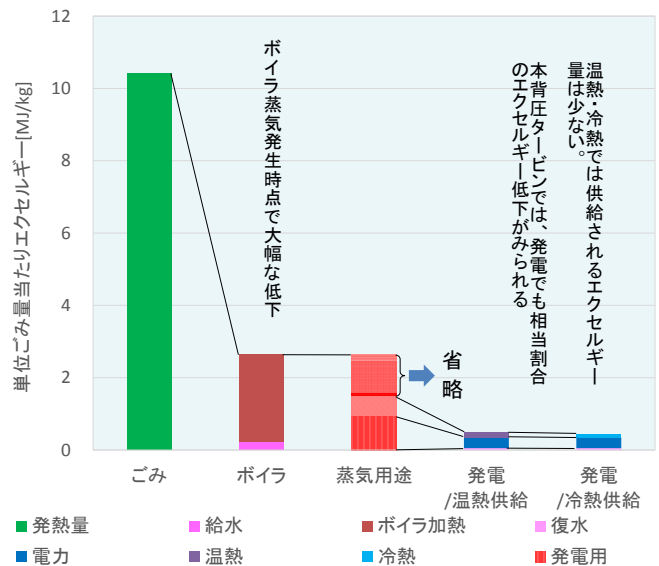
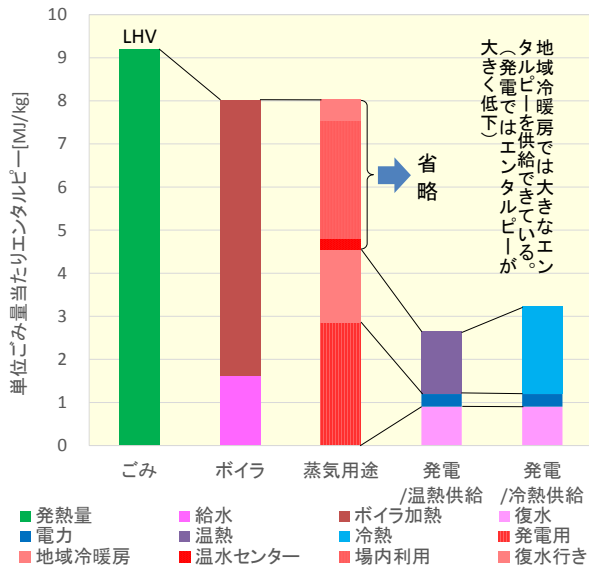
送電端：ネット送電量 負値

発生端：総合効率 53.9%、エネルギー回収効率 27%

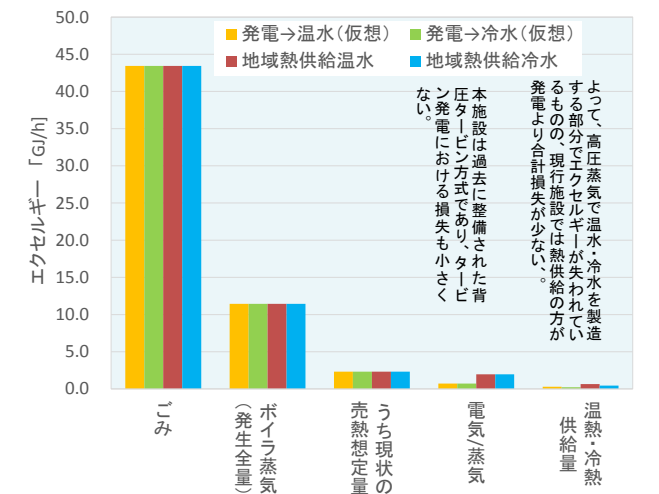
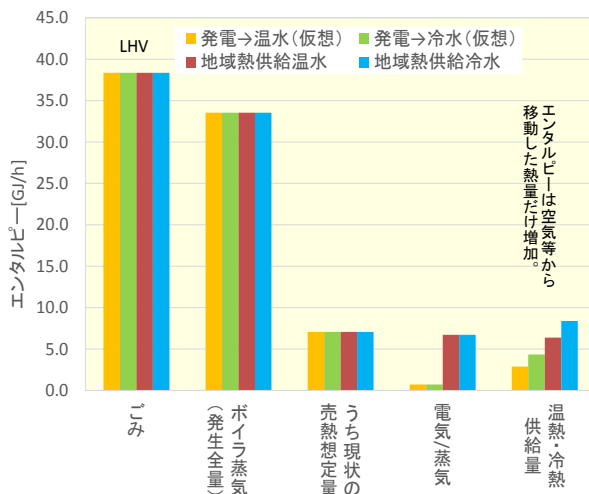
送出端：総合効率 15.2%、エネルギー回収効率 6.3%

余熱利用 | 発電の他に、【ボイラ発生蒸気】を地域熱供給（郊外の新市街地；業務系）にも供給

【現状】年間 CO₂ 削減量：発電 2.5 千 tCO₂(0.55tCO₂/MWh)、場外熱供給 4.1 千 tCO₂(0.055tCO₂/MJ)



● 仮に売熱をやめて発電した電気を高効率で変換し熱供給した場合→温熱・冷熱供給可能量は減少



● 地域熱供給への売熱をやめた場合：地域熱供給側の年間 CO₂ 排出増加量の概略試算

1.7 千 tCO₂(電動ターボ冷凍機代替)～2.9 千 tCO₂(都市ガスボイラ代替または熱の排出係数 0.055tCO₂/MJ)

※なお、売熱をやめて発電することにより、別途に 1 千 tCO₂ が削減されると見込まれる。(ただし、本事例では、タービン発電機容量の制約から、実際には売熱量を削減しても必ず発電量が増加できるわけではない。)

【実現の経緯】 郊外の新市街地開発に参加した住宅・都市整備公団による清掃工場竣工後の調査・提案(学識者を含む委員会を設置)で、地域熱供給を導入し、清掃工場の排熱蒸気の活用が提案された。

【今後の見通し】 現在の清掃工場の建替は、地域熱供給エネルギーセンター及び共同溝から離れた地区に移転する方向で検討されており、地域熱供給での余熱利用は非常に困難になると考えられる。

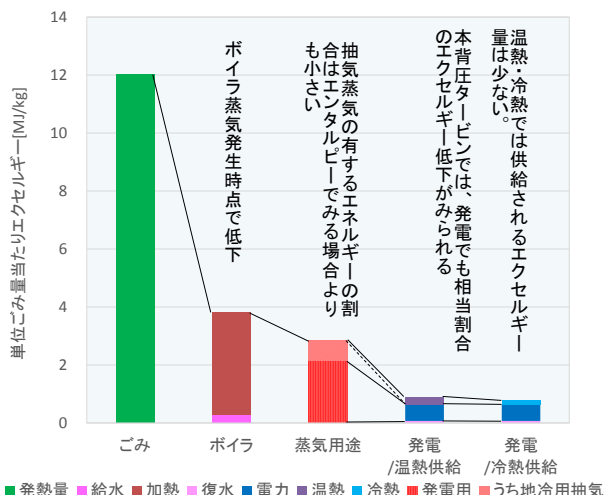
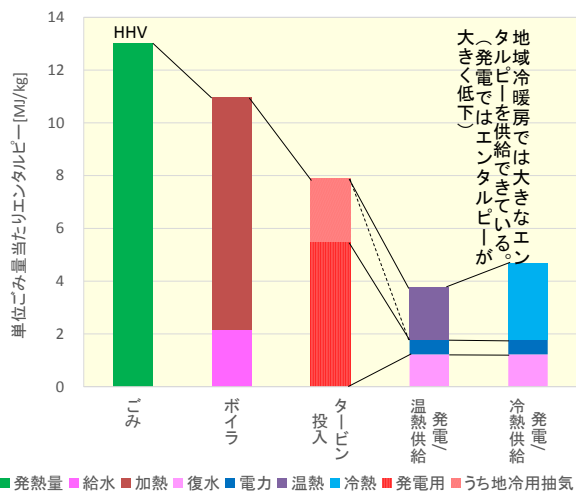
注) 焼却余熱による温水・冷水製造割合は不明のため、供給余熱全量でいずれかを製造した場合をそれぞれ示した。焼却施設部分の試算は実データや設計値等に基づく部分が多いが、地域熱供給側の機器の効率は仮定である。

事例 2 J 清掃工場（1994 年竣工）400t/日 抽気背圧タービン（5600kW、295℃2.45MPa→0.13MPa）

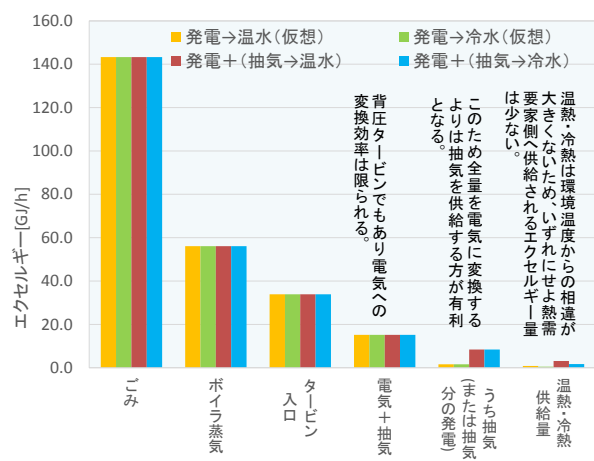
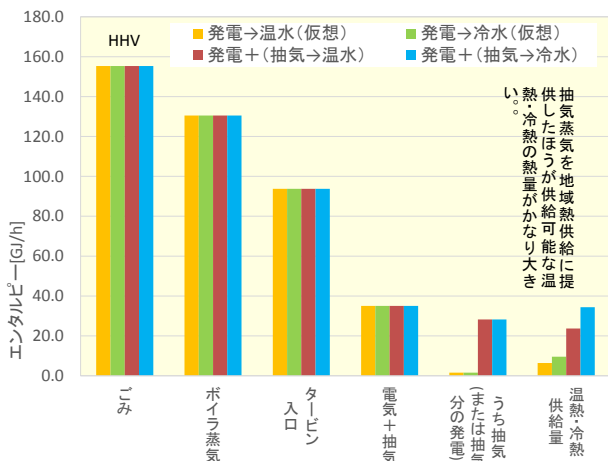
発電端：発電効率 5.1% 送電端：ネット送電量 負値
 発生端：総合効率 24.0%、エネルギー回収効率 13.8% 送出端：総合効率 16.7%、エネルギー回収効率 6.5%

余熱利用 発電の他に、【タービン抽気蒸気】を地域熱供給（臨海部の開発地；業務系）にも供給

【現状】年間 CO₂ 削減量：発電 9.1 千 tCO₂(0.55tCO₂/MWh)、場外熱供給 12.0 千 tCO₂(0.055tCO₂/MJ)



● 仮に売熱をやめて発電した電気を高効率で変換し熱供給した場合→温熱・冷熱供給可能量は大幅に減少



● 地域熱供給への売熱をやめた場合の地域熱供給側の年間 CO₂ 排出増加量の概略試算

5.2 千 tCO₂(電動ターボ冷凍機代替)～12 千 tCO₂(都市ガスボイラ代替または熱の排出係数 0.055tCO₂/MJ)

※なお、売熱をやめて発電することにより、別途に 2.1 千 tCO₂ が削減されると見込まれる。

【実現の経緯】昭和 62 年の地域開発の基本構想で地域冷暖房の導入を図るとされ、翌年の同基本計画で地域冷暖房への都市排熱活用、清掃工場等の設置など地域内クローズドシステム化が示された。熱導管等は共同溝に收容するとされ、清掃工場・熱供給施設などの一体的開発が進められた。

【今後の見通し】平成 27 年 2 月に改訂された「一般廃棄物処理基本計画」により、稼動 40 年を目標とした延命化が予定されている。従って、同地区の今後の熱供給は、平成 40 年代中盤までは継続されるものと推測される。

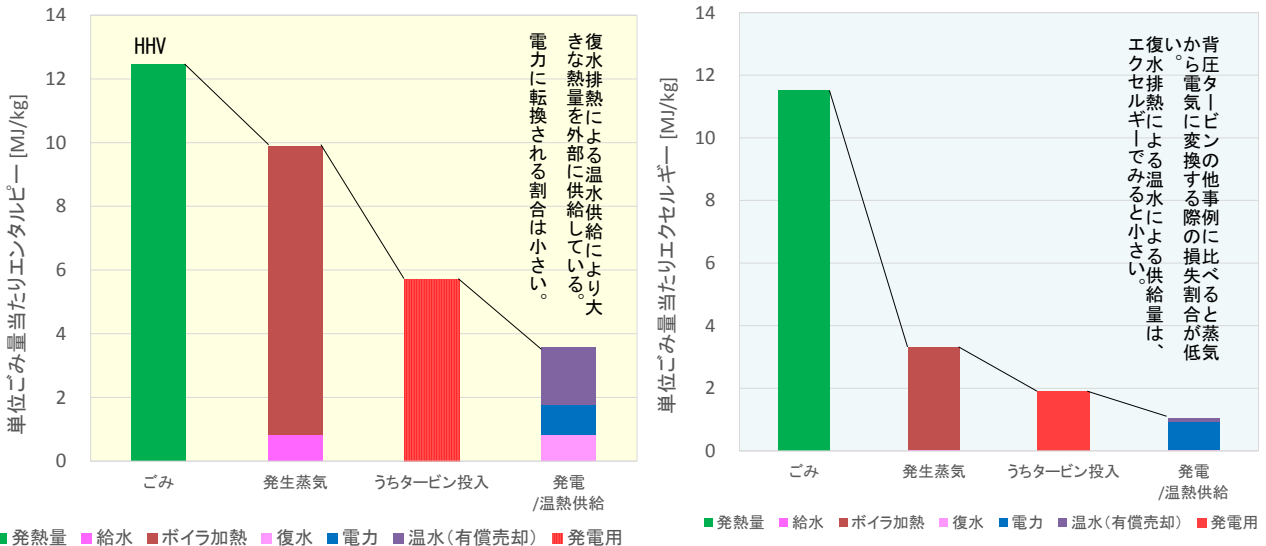
注) 焼却余熱による温水・冷水製造割合は不明のため、供給余熱全量でいずれかを製造した場合をそれぞれ示した。焼却施設部分の試算は実データや設計値等に基づく部分が多いが、地域熱供給側の機器の効率は仮定である。

事例 3 K 清掃工場（1983 年竣工）300t/日 復水タービン（4000kW、275℃1.9MPa→0.031MPaA）

発電端：発電効率 8.7%	送電端：0.5%
発生端：総合効率 20.1%、エネルギー回収効率 16.7%	送出端：総合効率 17.8%、エネルギー回収効率 8.4%

余熱利用 発電後の【タービン排気蒸気】の復水排熱で地域熱供給（住宅団地等）に温水供給

【現状】年間 CO₂ 削減量：発電 9.5 千 tCO₂(0.551tCO₂/MWh)、場外熱供給 6.8 千 tCO₂(0.055tCO₂/MJ)



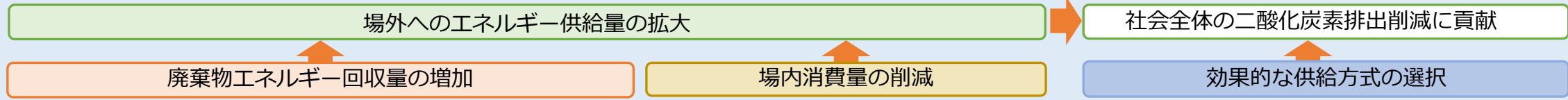
- 復水排熱を利用しているので売熱をやめても基本的には発電効率は増大しない。
- 地域熱供給への売熱をやめた場合の地域熱供給側の年間 CO₂ 排出増加量の概略試算（温水供給）
5.1 千 tCO₂(ヒートポンプ代替)～6.7 千 tCO₂(都市ガスボイラ代替または熱の排出係数 0.055tCO₂/MJ)
※ただし、地域熱供給側が供給した熱量ではなく、地域熱供給側に供給された排熱量に基づく試算である。

【実現の経緯】アメリカ空軍の家族宿舎の全面返還に伴い、開発計画が検討され、住宅団地の都市計画が決定され、同時に地域冷暖房システムの導入の検討が開始された。一度は断念されたが、東京電力によるヒートポンプ活用型システムの提案を契機に、プロジェクトが再開され、現工場の発電後の排熱供給の方向で協議が進められた。自治体の総合実施計画において、余熱利用による発電施設を増設し、ローカルエネルギーセンターとして役立てていくことが標榜、同清掃工場が正式に計画された。同年に住宅関係の行政部局・公社・公団の三者が地域冷暖房事業に係る費用負担に合意、自治体を筆頭株主に地域熱供給会社が設立された。

【今後の見通し】平成 24 年度より建替計画の策定が始まり、同 24 年より環境アセスメント開始、平成 28 年度より解体着手予定であり、平成 29 年度着工平成 32 年度の竣工が目指されている。現在地において建替えて、竣工後は、高効率発電を行うとともに、公共施設や地域冷暖房施設へ熱供給を行うとされている。

建替の検討において、現状の温水供給に加えて、蒸気 1.5t/h を供給しても、交付金の高効率発電効率の要件 17%を満たせるかどうかを検討された経緯がある。

熱利用を含めて廃棄物エネルギーの利用効率を高め二酸化炭素排出量を削減するための課題(案)



現行の対策例	主に政策	焼却施設数の削減（合理的な規模での計画に伴う効率向上）	
	主に技術	水冷式復水器 低温エコノマイザ、低空気比燃焼、抽気復水タービン 高温高压ボイラ	白煙防止条件設定なし、排水放流 低温触媒脱硝・高効率無触媒脱硝、高効率乾式排ガス処理、排水膜処理再利用等

エンタルピーとエクセルギーの両面の試算結果より

- 廃棄物を燃焼し、ボイラで蒸気を発生させた時点で、廃棄物が有していたエネルギー（エクセルギー）は、既に大部分が失われている。
- 原理的には、蒸気条件の高温高压化によりボイラで回収するエクセルギーを増加させて、エネルギー回収率の上限を高める必要がある。
- エネルギーの量をエンタルピーで評価すると、タービンにおける電気への変換過程での損失（復水排熱など）が大きいにみえる。
- エクセルギーで評価すると、効率の高い復水タービンであれば、蒸気から電気への変換での損失率はエンタルピーで思うほどには大きくない。
- つまり、高効率廃棄物発電の復水排熱は重視すべき無駄ではなく、化石燃料を燃焼し温水等が製造される損失が真にもったいないとみるべきではないか。
- FITによる売電単価の上昇は、当時よりも500℃、10MPaの採算性を改善する。

【高温高压化に重点をおいた廃棄物発電高効率化の過去の国の技術開発プロジェクト例】

■ NEDO「高効率廃棄物発電技術開発『従来型ストーカ炉発電等高効率化技術開発』」（平成3～11年度／事業費総額88億円）

- ・高温高効率燃焼炉の開発／耐腐食性スーパーヒーター材料開発
- 高温高压蒸気（500℃、10MPa級）による実用炉における信頼性の実証

● 現実には1995年（平成7年）ごろより、実機においても蒸気条件が400℃、4MPa程度の従来よりも高効率な施設の導入が進んできた。

● このことは、同時に、その後の現在までのおよそ20年間、本部分の抜本的な技術革新または革新的技術の実装がなかったことを示唆しているのではないか？

図の出典：角田(2010)

蒸気条件の高温高压化の必要性

- 現在の蒸気条件の設定は、温度上昇に応じた伝熱管（特に過熱器管）の腐食の悪化という技術的な障害要因を背景として、合理的な水準に抑えられているためと考えられる。
- 蒸気条件が現状に留まる場合、外部送電効率の向上が早晚頭打ちとなり、将来にはエネルギー回収量の更なる増大が困難となる事態も予想される。
- 世界最高水準の発電効率を有する廃棄物発電施設を実用に導入できれば、今後、ごみ焼却量の増加が見込まれる地域も世界的には少なくない中で、わが国の高度な環境技術を分かりやすく示すことにも大きく貢献することが期待できるのではないか。

将来的な発電効率向上に向けた課題

- 現状よりも高度な蒸気条件の実導入に向けて、技術面等での実現可能性等の調査を踏まえ、必要に応じ中期的な視点から技術開発・実証及び導入促進のための新たなプロジェクトが検討されることも、考慮に値するのではないか。
- 次年度は、この点も踏まえつつ、コンバインド化等の方法も含め、調査検討を実施してはどうか。

政策的課題(熱供給)

従来から認識されている課題

- 本調査対象施設は、いずれも周辺の大規模な開発計画と何らかの関係性・整合性をもって比較的過去に建設された事例。
= 従来から認識されている都市開発における一体的な検討やインフラ整備の必要性

本調査で判明した最近の課題

- CO₂排出削減効果に照らし発電と同等の支援が望まれるのではないかと。
- 売電した場合は買取費用が賦課金で補填されるが、売熱では補填されない。
- 過去には交付金要件が発電効率のみであったが、現在は解消。
- 焼却施設から地域熱供給の中央熱源設備までのインフラの整備・更新費用が地域熱供給側の負担。
- 建替時の熱供給の継続・強化
- 既に地域熱供給への供給を実施している焼却施設の建て替え時に、地域熱供給への排熱供給が継続されないと、地域熱供給側での二酸化炭素排出量は増大するため、社会全体としての二酸化炭素排出量削減効果が十分発揮されないおそれもある。

熱供給の特性・対象

- 外部熱供給は大量だが低エクセルギー率の需要を低エンタルピー損失で賄うことができる。
- しかし、熱を熱として大量に地域で利用しようとすれば、方法は限られる。本調査で抽出された発電のみならず相当の熱を供給する3つの焼却施設は、いずれも、地域熱供給（地域冷暖房）に排熱を供給。
- 本調査で判明した課題も踏まえ熱供給を拡大するための方策も改めて検討されるべきではないか。

技術的課題(熱供給)

- 試算結果より、現状では発電のみに比べCO₂排出量削減に資する可能性は十分あると考えられるが、供給された蒸気から温水や冷水を製造する過程でのエクセルギー損失割合が大きい場合もある。
- 冷熱・温熱製造過程における損失を低減するために、今後、焼却施設からの最適な熱供給条件・方式の追求（例：タービン入口を高圧化して熱落差を確保しつつ、排気蒸気を熱供給する等？）や、地域熱供給の熱源設備における高効率な変換機器の一体的導入なども期待されるのではないか。