

I S S N 1 3 4 6 - 7 3 2 8

国総研資料 第 859 号

平成 27 年 9 月

国土技術政策総合研究所資料

TECHNICAL NOTE of
National Institute for Land and Infrastructure Management

No.859

September 2015

B-DASH プロジェクト No.9

脱水・燃焼・発電を全体最適化した

革新的下水汚泥エネルギー転換システム導入ガイドライン(案)

B-DASH Project No.9

Guideline for introducing an innovative energy-conversion system
through total optimization of sludge dehydration, combustion and electricity generation

国土交通省 国土技術政策総合研究所

National Institute for Land and Infrastructure Management
Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism, Japan

B-DASHプロジェクト No.9

脱水・燃焼・発電を全体最適化した

革新的下水汚泥エネルギー転換システム導入ガイドライン(案)

国土技術政策総合研究所 下水道研究部 下水処理研究室

B-DASH Project No.9

Guideline for introducing an innovative energy-conversion system

through total optimization of sludge dehydration, combustion and electricity generation

Wastewater and Sludge Management Division, Water Quality Control Department

National Institute for Land and Infrastructure Management

概要

本ガイドラインは、下水道事業におけるコスト縮減や再生可能エネルギー等の創出を目指し、下水道革新的技術の一つである「脱水・燃焼・発電を全体最適化した革新的下水汚泥エネルギー転換システム」について、下水道事業者が導入検討する際に参考にできる資料として策定したものである。

キーワード：機内二液調質型脱水機、低空気比燃焼設備、廃熱発電、連携最適化

Synopsis

This Guideline for introducing an innovative energy-conversion system through total optimization of sludge dehydration, combustion and electricity generation which is one of sewage high technologies, is designed to reduce sewage service costs, create renewable energy and support Japanese enterprises' overseas water business expansion.

Key Words : advanced centrifugal dehydrator, low excess-air-ratio incinerator, power generation utilizing waste heat, auto trade-off adjusting

はじめに

我が国の下水道は、国民生活に不可欠な社会資本として、77%まで普及が進んできており、水洗トイレが普及するとともに川や海の水質の改善につながっている。しかし、その一方で、大量に発生する汚水の浄化には大きな電力を要し、それだけで我が国の総電力消費量の0.7%近くを占めている。これは、下水処理場の維持管理費を押し上げる要因ともなっている。

また、下水や汚泥の処理に伴い温室効果ガスが排出されるため、地方公共団体の公共事業の中でも最大級の温室効果ガス排出源となっている。今後、下水道の未普及地域の解消や高度処理化など、排出を増加させる要因が引き続き見込まれることから、地球温暖化防止に一定の役割を果たそうとする我が国において、その削減が急がれる。

さらに、下水汚泥や下水の持つエネルギー価値やリン等資源のポテンシャルに期待が高まっており、省エネ・省資源のみならず、積極的にエネルギー・資源を創出する取組も始まっている。

これらのことを踏まえ、今後は、有機物、栄養塩類を除去対象物質でなく資源として捉え、革新的な技術・システム等を導入し、他バイオマスを集約することで、下水処理場を水・資源・エネルギーの集約・自立・供給拠点化することが「新下水道ビジョン」（平成26年）でも打ち出されているが、潜在的なポテンシャルに対して実際に活用されている割合はわずかであり、優れた新技術が開発されても、まだ実績が少ないため導入に慎重な下水道事業者も多い状況である。

このため、国土交通省下水道部では、優れた革新的技術の実証、普及により下水道事業におけるコスト縮減や再生可能エネルギー等の創出を実現し、併せて、本邦企業による水ビジネスの海外展開を支援するため、「下水道革新的技術実証事業（B-DASH プロジェクト※）」を平成23年度から開始し、国土技術政策総合研究所下水道研究部が実証研究の実施機関となっている。

本ガイドライン「脱水・燃焼・発電を全体最適化した革新的下水汚泥エネルギー転換システム導入ガイドライン（案）」で示す技術は、従来の脱水技術、燃焼技術、発電技術をそれぞれ高度化・高効率化することに加え、各技術間で連携して運転条件を決定し運転することで、システム全体の省エネ・創エネ効果を最大化することが可能となる革新的な技術である。実証研究により、従来技術と比較してコスト縮減、温室効果ガス排出量削減、エネルギー消費量削減に効果があることが実証されている。

本ガイドラインは、国土技術政策総合研究所委託研究（脱水・燃焼・発電を全体最適化した革新的下水汚泥エネルギー転換システムの技術実証研究 受託者：メタウォーター・池田市共同研究体 実施期間：平成25～26年度）において実施した成果を踏まえ、下水道事業者が革新的技術の導入を検討する際に参考にできる資料として策定したものであり、これらの優れた技術が全国そして海外にも普及されることを強く願うものである。

技術選定から実証研究施設の設置、実運転による実証を踏まえたガイドラインの策定までを2年間という短期間でまとめるにあたり、大変なご尽力をいただいた評価委員会および検討会の委員各位をはじめ、実証研究に精力的に取り組まれた研究体各位等全ての関係者に深く感謝申し上げます。

※B-DASH プロジェクト：Breakthrough by Dynamic Approach in Sewage High Technology Project

目 次

第1章 総 則	1
第1節 目 的	1
§ 1 目 的	1
第2節 ガイドラインの適用範囲	3
§ 2 ガイドラインの適用範囲	3
第3節 ガイドラインの構成	4
§ 3 ガイドラインの構成	4
第4節 用語の定義	6
§ 4 用語の定義	6
 第2章 技術の概要と評価	 8
第1節 技術の概要と特徴	8
§ 5 システム全体の目的	8
§ 6 システム全体の概要と特徴	10
§ 7 低含水脱水技術の概要と特徴	12
§ 8 低空気比省エネ燃焼技術の概要と特徴	15
§ 9 高効率排熱発電技術の概要と特徴	18
§ 10 連携・最適化機能の概要と特徴	22
第2節 技術の適用条件	24
§ 11 適用条件および推奨条件	24
§ 12 効率的な導入シナリオ	27
第3節 実証研究に基づく評価の概要	30
§ 13 評価項目	30
§ 14 評価結果	37
 第3章 導入検討	 43
第1節 導入検討手法	43
§ 15 導入検討手順	43
§ 16 基礎調査	44
§ 17 導入効果の検討	47
§ 18 導入判断	51
第2節 導入効果の検討例	53

第4章 計画・設計	63
第1節 導入計画	63
§ 19 導入計画手順	63
§ 20 詳細調査	64
§ 21 基本計算	69
§ 22 施設計画の検討	73
§ 23 導入効果の検証	75
§ 24 導入計画の策定	76
第2節 設備設計	77
§ 25 低含水脱水設備の設計	77
§ 26 低空気比省エネ燃焼設備の設計	81
§ 27 高効率排熱発電設備の設計	86
§ 28 連携・最適化機能の設計	89
第5章 維持管理	91
第1節 運転管理	91
§ 29 導入効果を高める運転管理の要点	91
§ 30 運転管理	94
第2節 保守点検	100
§ 31 保守点検	100
第3節 緊急時の対応	102
§ 32 緊急時の対応	102
資 料 編	103
I. 実証試験	105
II. 簡易算定式	137
III. ケーススタディ	164
IV. 参考文献	177
V. 問い合わせ先	178

第1章 総 則

第1節 目 的

§ 1 目 的

本ガイドラインは、下水道事業における大幅なコスト削減や省エネルギー・創エネルギー効果の増大に寄与するため、下水道革新的技術実証事業（B-DASH プロジェクト）の革新的技術の1つである「脱水・燃焼・発電を全体最適化した革新的下水汚泥エネルギー転換システムに関する技術」（以下、本技術とする）について、実証研究の成果を踏まえて、技術の概要、導入検討、計画・設計および維持管理などに関する技術的事項について明らかにし、もって導入の促進に資することを目的とする。

【解 説】

下水道革新的技術実証事業（B-DASH プロジェクト）は、新技術の研究開発および実用化を加速することにより、下水道事業における資源回収、大幅な省エネルギー・創エネルギー効果やコスト削減を実現し、併せて、本邦企業による水ビジネスの海外展開を支援するため、国土交通省が実施しているものである。

B-DASH プロジェクト全体の概要は、図 1-1 に示すとおりである。各実証事業においては、国土技術政策総合研究所からの委託研究として、実証研究を実施している。

平成 23 年度は、[1] 水処理における固液分離技術（高度処理を除く）、バイオガス回収技術、バイオガス精製技術、バイオガス発電技術に係る革新的技術を含むシステムについて公募を行い、2 件の実証研究を採択・実施し、平成 25 年 7 月にガイドライン案を策定している。

平成 24 年度は、[2] 下水汚泥固形燃料化技術、下水熱利用技術（未処理下水の熱利用に限る。）、栄養塩（窒素）除去技術（水処理に係る技術は除く）、栄養塩（りん）除去技術（水処理に係る技術は除く。回収技術を含むことは可。）に係る革新的技術について公募を行い、5 件の実証研究を採択・実施し、うち 4 件については平成 26 年 8 月にガイドライン案を策定している。

平成 25 年度は、[3] 下水汚泥バイオマス発電システム技術（低含水率化技術、エネルギー回収技術、エネルギー変換技術を組み合わせたシステム技術）、[4] 管きょマネジメント技術に係る革新的技術について公募を行い、5 件の実証研究を採択・実施し、[4] については平成 26 年 10 月にガイドライン案を策定している。

平成 26 年度は、[5] 下水汚泥から水素を創出する創エネ技術、[6] 既存施設を活用した省エネ型水処理技術（標準活性汚泥法代替技術・高度処理代替技術）、[7] ICT による既存施設を活用した戦略的水処理管理技術および既存施設を活用した ICT による都市浸水対策機能向上技術に係る革新的技術について公募を行い、6 件の実証研究を採択・実施している。

本技術は、[3] に係る革新的技術であり、実証研究のとりまとめにあたっては、専門的知識を有する有識者及び実務に精通した地方公共団体の下水道事業者より意見を聴取したうえで、学識経験者で構成される「下水道革新的技術実証事業評価委員会」（以下、評価委員会とする）の評価を受け、

十分な成果が得られたと評価された。本ガイドラインは、下水道事業における大幅な省エネルギー・創エネルギー効果やコスト削減を実現するため、評価委員会で評価された本技術の実証研究の成果を踏まえ、本技術の導入の促進に資することを目的として、国土技術政策総合研究所において策定するものである。このため、本ガイドラインでは、地方公共団体などの下水道事業者が本技術の導入を検討する際に参考にできるように、技術の概要と評価、導入検討、計画・設計および維持管理などに関する技術的事項についてとりまとめている。

なお、本ガイドラインについても、実証研究の成果と同様に、専門的知識を有する有識者及び実務に精通した地方公共団体の下水道事業者より意見を聴取のうえ、評価委員会の評価を受け、了承を頂いているものである。

下水道革新的技術実証事業(B-DASHプロジェクト*)の実証テーマ

* Breakthrough by Dynamic Approach in Sewage High Technology Project

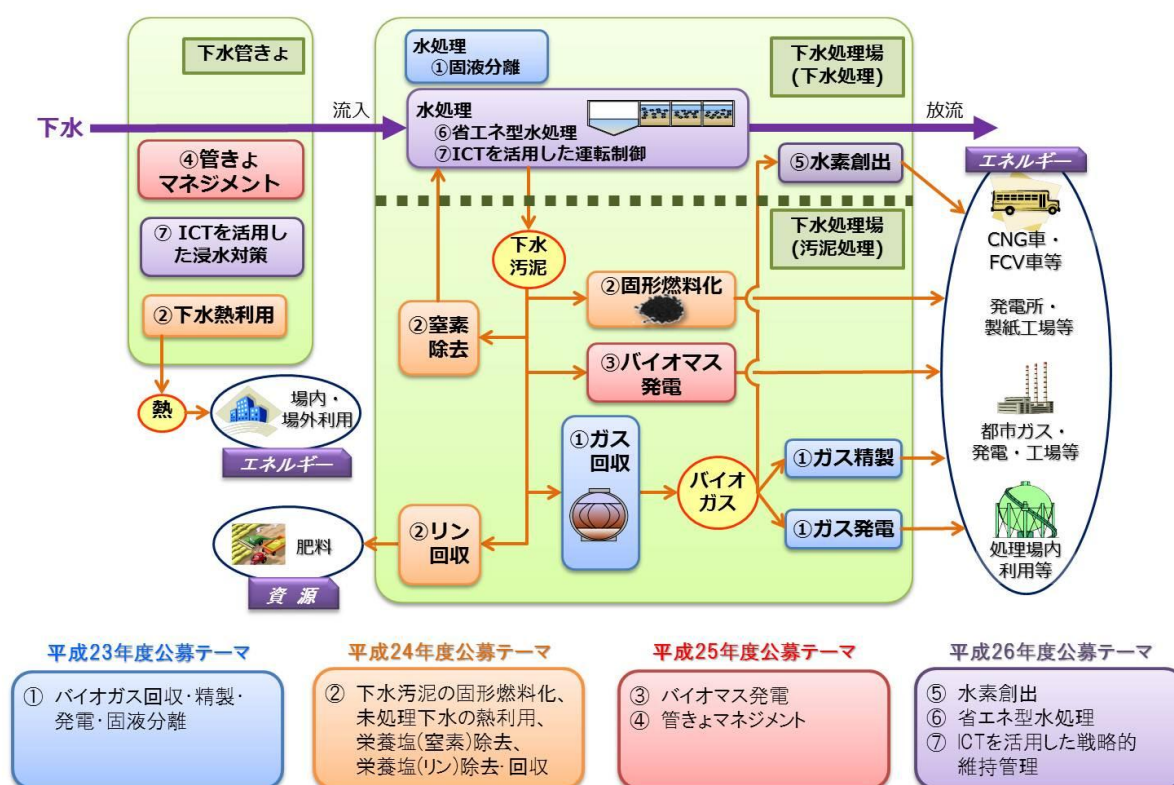


図 1-1 下水道革新的技術実証事業 (B-DASH プロジェクト) の概要 (全体)

第2節 ガイドラインの適用範囲

§ 2 ガイドラインの適用範囲

本ガイドラインは、本技術のシステム全体または一部についての、下水道施設を対象とした導入検討、計画・設計および維持管理に適用する。

【解 説】

本ガイドラインは、下水道施設の新・増設あるいは既設施設・設備の更新に際して、本システムの導入を促進することを目的として、本技術の導入検討、計画・設計、維持管理の参考となるようにとりまとめたものである。

本技術のシステム全体を同時にまたは段階的に導入する場合、または、一部の技術のみを導入する場合のどちらにも、本ガイドラインは適用される。

本ガイドラインは、地方公共団体などの下水道事業者および関連する民間企業などに利用されることを想定して策定している。

第3節 ガイドラインの構成

§ 3 ガイドラインの構成

本ガイドラインは、総則、革新的技術の概要と評価、導入検討、計画・設計、維持管理および資料編から構成される。

【解 説】

本ガイドラインは、図 1-2 に示す構成から成る。

各章の内容は、以下のとおりとする。

(1) 第1章 総則

第1章では、目的、ガイドラインの適用範囲、ガイドラインの構成、用語の定義について記述する。

(2) 第2章 技術の概要と評価

第2章では、革新的技術の目的、概要、特徴、適用条件、導入シナリオ例について整理する。また、実証研究で得られた成果に基づく革新的技術の評価結果を示す。

(3) 第3章 導入検討

第3章では、革新的技術の導入を検討する際に必要な手順、手法を整理するとともに、導入効果の検討例を示す。

(4) 第4章 計画・設計

第4章では、導入検討の結果として、革新的技術の導入効果が期待できると判断された場合に、導入に向けてより具体的に計画・設計を進めるための方法について整理する。

(5) 第5章 維持管理

第5章では、革新的技術を導入した場合において、下水道管理者などが実施すべき維持管理の具体的方法について整理する。

その他、資料編として、実証試験、簡易算定式、ケーススタディ、参考文献、問い合わせ先に関する資料を示す。

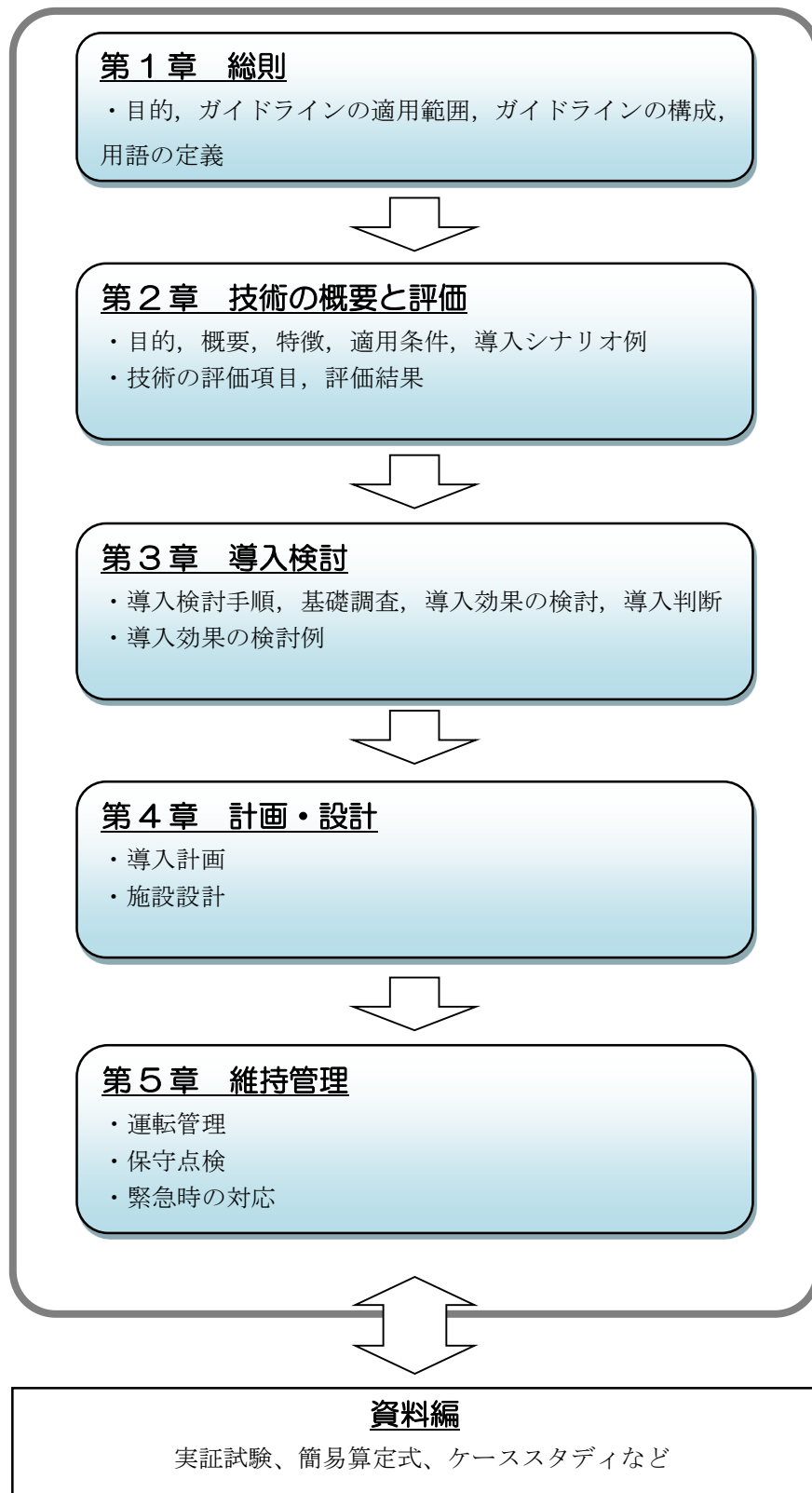


図 1-2 本ガイドラインの構成

第4節 用語の定義

§ 4 用語の定義

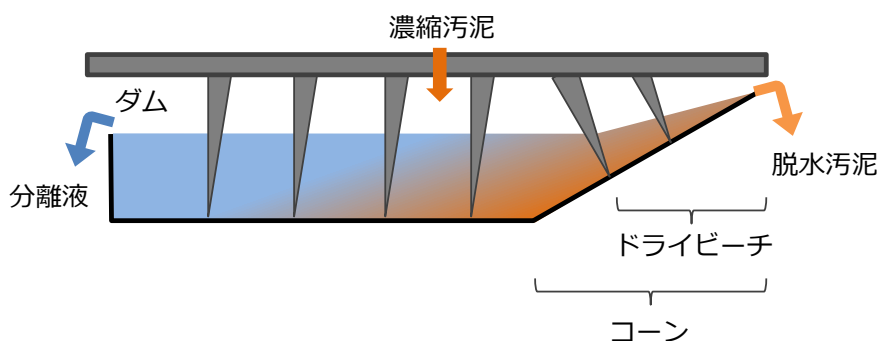
本ガイドラインで取り扱う用語は「下水道施設計画・設計指針と解説 2009 年版（以下、設計指針とする）」（社団法人日本下水道協会）、「下水道用語集 2000 年版」（社団法人日本下水道協会）、「バイオソリッド利活用基本計画（下水汚泥処理総合計画）策定マニュアル」（社団法人日本下水道協会）に準拠する。

(1) 二液調質脱水

高分子凝集剤のみを適用する脱水に対して、高分子凝集剤に加えてポリ硫酸第二鉄等の無機凝集剤を併用する濃縮汚泥の脱水方法のこと。

(2) ドライビーチ

遠心脱水機内部におけるボウル部から連続的につながる排出部手前の径が縮小される部分（コーン）で、ろ液を排出するダム高さよりも回転体の中心に近い部分のこと。



(3) 遠沈管試験

対象汚泥の脱水性を評価するメーカ固有の試験法のひとつ。卓上の遠心分離機を用いて凝集剤で調質した対象汚泥を遠心分離し、得られた固形分の含水率や、分離液のSS濃度等を測定することで、対象汚泥の相対的な脱水性を評価する。ベルトプレス等の場合に用いられるヌッチェ試験等と比較して、実際の脱水条件に近い操作であることから、遠心脱水機での脱水性を検討する際に用いられることが多い。

(4) 砂層 (SB : Sand Bed)

流動焼却炉における最下部の流動砂が充填されている部分のこと、脱水汚泥の分散および蓄熱体としての役割を持つ。

(5) フリーボード (FB : Freeboard)

流動焼却炉における砂層上部の空間のこと、砂層で分解生成した可燃ガスの燃焼用空間となる。

(6) 自然運転

焼却炉において、補助燃料を使用せず運転を行うこと。自然運転を行うことにより、燃料使用量の抑制および温室効果ガス排出量の低減が可能となる。

(7) 保温運転

定格汚泥処理量に対して投入可能な脱水汚泥量が少なく、低負荷かつ間欠的な運転にならざるを得ない場合等に脱水汚泥ではなく補助燃料を連続的あるいは間欠的に炉内に供給することで、炉内の温度が一定水準以下に低下しないように保持する運転をいう。頻繁な温度低下・上昇は耐火物や躯体構造物に熱応力のサイクルを与え、疲労・劣化につながるため、それを避けるために選択される場合が多い。

(8) バイナリーサイクル発電

加熱源に流れる熱媒体の熱サイクルとは別に、より低沸点の熱媒体（例えば、代替フロンガスやアンモニア液）の熱サイクルを回してエネルギーを回収するシステム。

(9) モデル予測制御

ある系からの出力の変動を事後に検知して、入力を調整するフィードバック制御とは異なり、系内部のモデルを構築し、入力と出力の因果関係を利用して、目的の出力を得るための入力を事前に調整する制御方法。

(10) 系統連系

太陽光・風力発電やコージェネレーションなどの様々な分散電源の発電設備などを商用電力系統に接続すること。

(11) カスケード利用

資源やエネルギーを利用すると質が下がるが、その下がったレベルに応じて再度利用すること。

第2章 技術の概要と評価

第1節 技術の概要と特徴

§5 システム全体の目的

本システムはエネルギー多消費型の汚泥処理システムからの脱却とエネルギー創出プラントへの転換をめざし、従来の脱水技術、燃焼技術、発電技術をそれぞれ高度化・高効率化することに加え、各技術間で連携して運転条件を決定、運転することでシステム全体の省エネ・創エネ効果を最大化することを目的とする。

【解 説】

下水処理場では、地球温暖化対策としての省エネルギー対策やエネルギー回収が求められるようになっている。近年、気候変動問題への関心が高まる中、低炭素社会の実現に向けてカーボンニュートラルであるバイオマス資源の利活用が期待されている。下水汚泥は、人の生活に付随して常時一定の質・量で発生する安定したバイオマスであると同時に、下水道が収集インフラとして機能する集約型バイオマスであること、人口が集中する需要地ほど大量に回収できる都市型バイオマスであることなど、有効利用に適した特徴をもっている。このため資源として積極的に位置づけ、エネルギー利用を推進していくことが期待されており、下水汚泥のエネルギー利用技術としては、これまでに、消化により発生するバイオガス活用技術や、下水汚泥の乾燥・炭化による汚泥燃料化技術等が実用化されている。

一方で、多くの下水処理場において汚泥の減量化と衛生的な処理を目的として焼却処理が行われているが、脱水汚泥は含水率が高く、焼却処理において、不足する燃焼温度の確保のため補助燃料が必要であることから、一般的にエネルギー消費型の処理方式となっている。これに対して、脱水汚泥の低含水率化により燃焼物としての発熱量を高くすれば、補助燃料の低減あるいは自燃運転が可能となるだけでなく、システム内で得られた余剰エネルギーを回収して電力等に変換することが可能となり、また焼却炉を低消費電力型とすることで、従来エネルギー消費型であった焼却処理をエネルギー創造型に転換させることができる。

以上の背景をもとに、本システムは、「汚泥の処理」の視点から構成されてきた、従来型の焼却システムの変革し、エネルギーの大量消費を要する処理システムから、地域に潜在的に存在する汚泥資源を活用する発電システムへと転換することを目指して開発されたものである。

脱水設備、焼却設備単独での省エネ性能（省電力、省補助燃料性能）を高めることはもちろん、焼却炉の排熱を活用して未利用エネルギーを回収する発電設備を付加することや、従来は別々に運転管理が行われていた脱水設備、焼却設備および発電設備を1つのシステムとして捉えて、互いに連携して運転することで各設備の持つ省エネ・省コスト・創エネ効果を最大化することによって、汚泥処理設備の建設および維持管理に要する費用、エネルギー消費量、温室効果ガス排出量を抜本的に低減することを目的としている。図2-1に本システムを従来システムと対比させて示した。

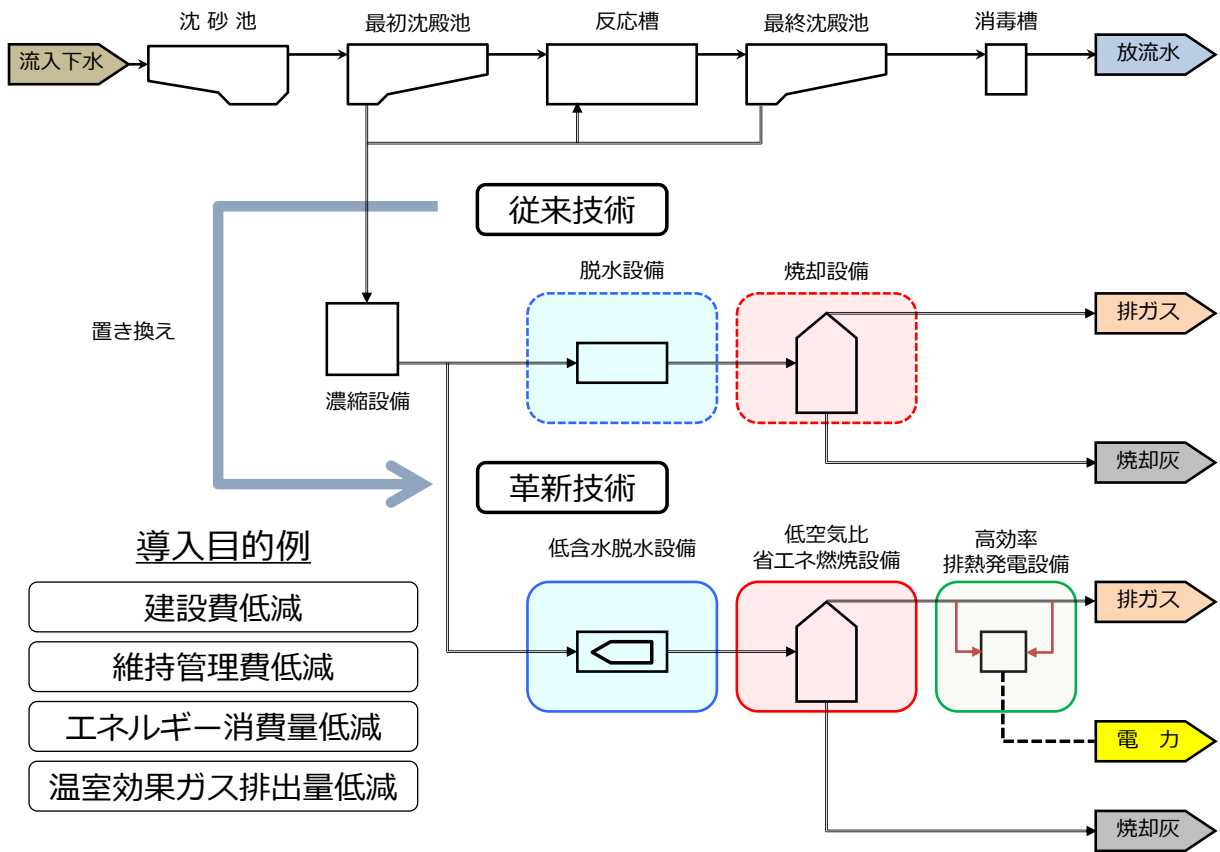


図 2-1 従来システムとの差異と導入目的例

§ 6 システム全体の概要と特徴

本システムは、汚泥処理における脱水・燃焼・発電の各工程をそれぞれ高機能化・高効率化した低含水脱水設備、低空気比省エネ燃焼設備、高効率排熱発電設備から構成されており、コスト（建設費、維持管理費）、エネルギー消費量、温室効果ガス排出量等の低減が可能である。さらに、各設備間で連携して運転することで、システム全体でのこれら導入効果を最大化することを特徴とする。

【解 説】

本システムは、①低含水脱水技術（脱水）、②低空気比省エネ燃焼技術（燃焼）、③高効率排熱発電技術（発電）の3つの特徴的な個別技術から構成されている。これらの個別技術は、以下に示した従来技術を改良発展することによって建設費、維持管理費、エネルギー消費量、温室効果ガス排出量の面で追加的なメリットを創出する技術である。さらに各々を連携させて運転することで、「システム全体の省エネ、省コスト、創エネ効果の最大化」が可能となる。図 2-2 に本システムの全体構成を、図 2-3 に実証設備の外観を示した。

(1) 建設費の低減

本システムは、従来技術に比較して、脱水汚泥含水率の低減にともなう燃焼設備のコンパクト化、脱水設備を燃焼設備の上部に設置することや、発電設備を燃焼設備と一体的に設置する等の配置の工夫等により、従来の汚泥処理システムに比較して建設費の低減を図ることができる。

(2) 維持管理費の低減

本システムは、脱水設備の自律制御や燃焼設備の低空気比化・自燃化によって脱水設備、焼却設備で使用する電力や薬品、補助燃料の消費量の低減、およびシステム全体を協調して運転すること等で従来技術に比較して維持管理費の低減を図ることができる。

(3) エネルギー消費量の低減

本システムは、脱水設備、燃焼設備の電力消費量の低減、燃焼設備の補助燃料の消費量の低減に加え、発電設備における未利用排熱を利用した発電による買電量の低減等で、従来技術に比較してエネルギー消費量の低減を図ることができる。

(4) 温室効果ガス排出量の低減

本システムは、脱水設備、燃焼設備の電力消費量の低減、燃焼設備の補助燃料の消費量の低減、多層燃焼技術による N_2O の排出量低減等で、従来技術に比較して温室効果ガス排出量の低減を図ることができる。

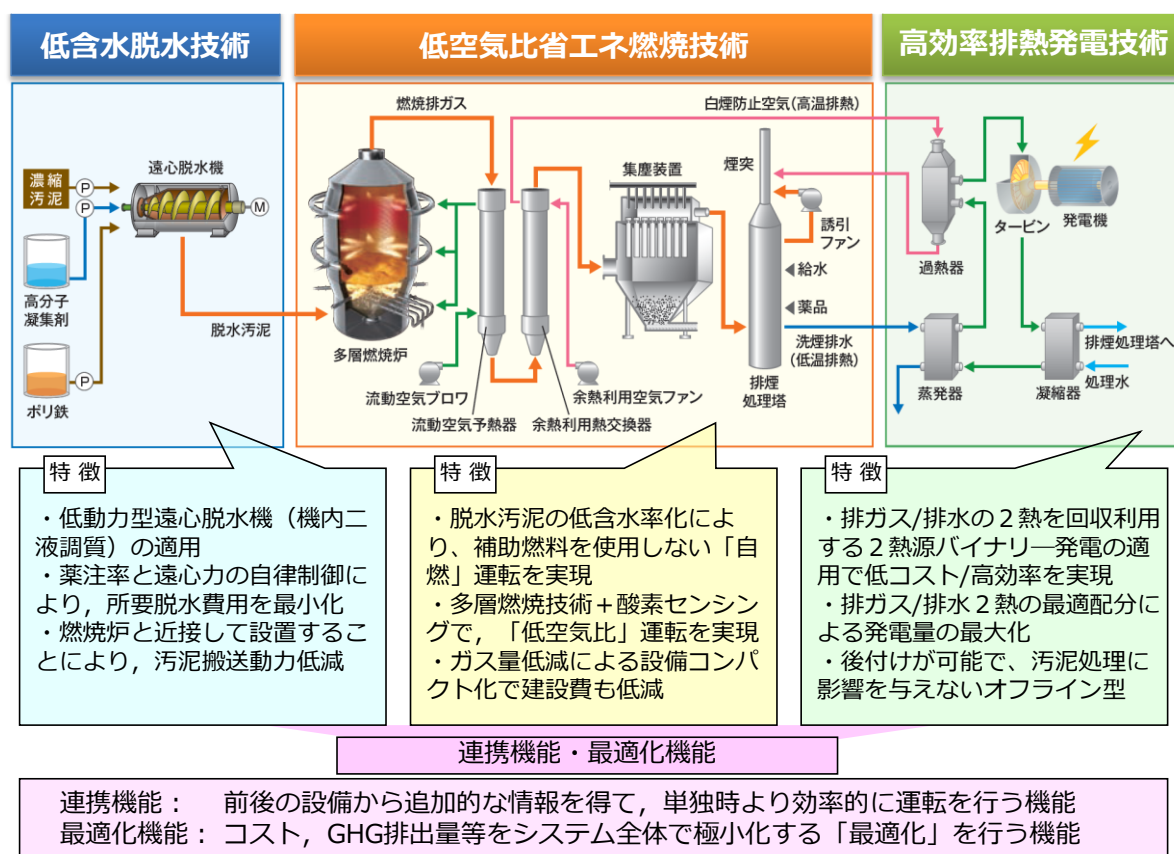


図 2-2 本システムの全体構成



図 2-3 実証設備（25 t-wet/d 規模）外観

§ 7 低含水脱水技術の概要と特徴

本技術は、低動力型高効率遠心脱水機（機内二液調質対応）に、薬注率、遠心力等の運転条件を自律的に決定し、所定の脱水汚泥性状（含水率）を得るのに要する電力費、薬品費の合計を最小化する機能を加えたことを特徴とする。

【解 説】

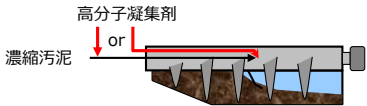
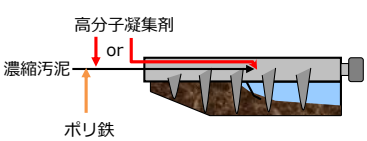
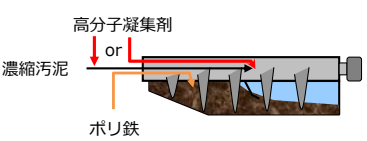
本技術は近年開発された低動力型高効率遠心脱水機（機内二液調質対応）に、薬注率、遠心力、差速等の運転パラメータを脱水機内部で自律的に決定し、所定の脱水汚泥性状（含水率）を得るのに要する電力費、薬品（無機凝集剤）費を総合的に最小化するソフト的な機能（自律制御機能）を追加した設備である。図 2-4 に本設備の外観を示した。

低動力型の高効率遠心脱水機は、省電力ギヤボックスの採用や、分離液排出半径の縮小、より深くなった液深等の対策により消費電力の抜本的な削減と固液分離効率の向上を図っている。また、機内二液調質とは、従来の高分子凝集剤のみの一液調質、また高分子凝集剤添加前の汚泥供給管に無機凝集剤を添加する高分子凝集剤と無機凝集剤の二液を用いて脱水機外で調質を行う調質法とは異なり、遠心脱水機内に無機凝集剤を添加する点が特徴である。高分子凝集剤によりフロックが形成され、ある程度脱水が進んだ脱水機のドライビーチに、追加的に無機凝集剤（一般的にポリ硫酸第二鉄が用いられる）を供給することで、フロックからの脱水がさらに進み、従来の一液脱水に比較して、格段の低含水率化が期待できるとともに、消化汚泥等の難脱水性汚泥への適用性も向上している。表 2-1 に従来の調質方法との差異を示した。



図 2-4 低含水脱水設備（実証設備）

表 2-1 無機凝集剤添加方法の差異

一液調質	従来型二液調質	機内二液調質
高分子凝集剤： 汚泥供給管または回転筒内 に添加する	高分子凝集剤： 汚泥供給管または回転筒内 に添加する 無機凝集剤： 前段でライン添加する	高分子凝集剤： 汚泥供給管または回転筒内 に添加する 無機凝集剤： ドライビーチに添加する
		

とりわけ経時的に変化する汚泥性状に対しては、運転員が運転状況を把握して主に過去の経験と遠沈管試験、ジャーテスト等の実験的な検討に基づいて、脱水設備の遠心力や無機凝集剤の薬注率等の運転パラメータを調整していたため、きめ細かな脱水条件の管理、さらなる低コスト化の追及を行う場合には、相応の人的負担を必要としていた。しかし、維持管理の人的負担を軽減するためには、汚泥性状の経時的な性状悪化に対しても対応できるように予め高い遠心力で運転することや、凝集剤の注入率を高めを設定すること等で維持管理費用を犠牲にして余裕を確保しつつ運転することが不可欠となる。本技術は、図 2-5 に示したように、従来は運転員が判断していた遠心力・薬注率・差速の条件を、汚泥性状と目標含水率に応じて運転員に代わり脱水設備そのものが自律的に決定する。より有利な経済的条件での運転を常に維持することで、人的負担の軽減、電力費・維持管理費の低減の両面で効果を発揮する。

図 2-5 の「固定運転」の例では、運転中に脱水汚泥の固形分濃度が上昇し、脱水性が改善する例を示しているが、当初の遠心力や薬品注入率での運転を継続すると、脱水性の改善に伴って、含水率が過剰に低減していく。一方で、「自律運転」の例では、脱水性の改善に伴って、脱水機の運転条件を細かく調整することで、脱水汚泥の含水率を所定の範囲に保ち、期間全体で一層のコスト低減が可能である。なお、現状の電力および無機凝集剤の単価水準においては、遠心力を増加させて含水率の低減を図る方がより安価となる傾向があるため、脱水能力を上げる方向の調整では遠心力の増加が優先され、遠心力による脱水が限界に達した後に無機凝集剤の注入を行うことが一般的である。

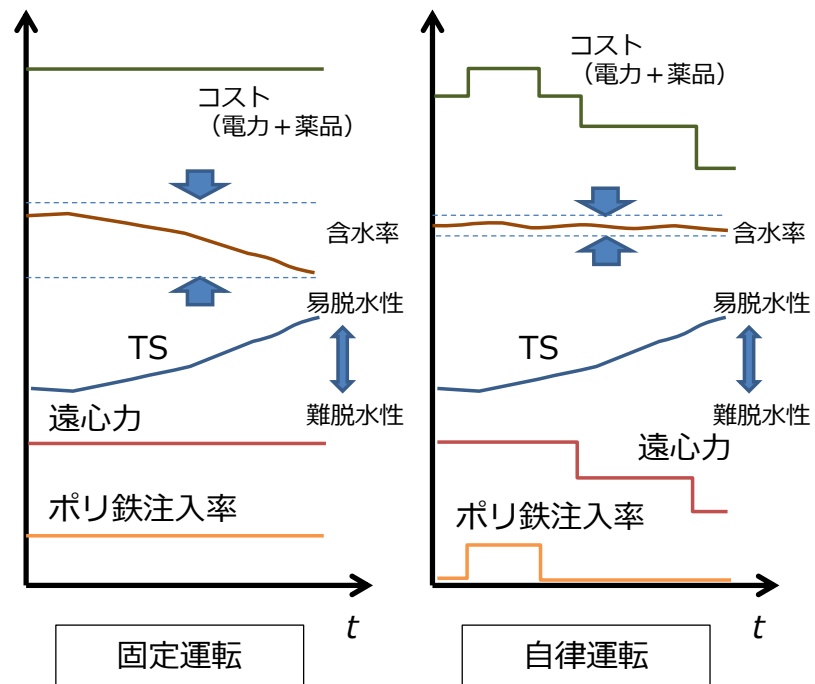


図 2-5 低含水脱水設備の自律的脱水条件変更の概念

§ 8 低空気比省エネ燃焼技術の概要と特徴

本技術は「モデル予測制御」により燃焼炉内へ供給する燃焼空気供給量のバランスを調整することで、低燃費、低 N_2O を実現した「多層燃焼技術」に、より低い空気比で安定運転を実現するための機能を追加し高度化したことを特徴とする。

【解 説】

本技術は既に多くの導入実績を有している「モデル予測制御」を活用して燃焼空気を砂層と炉上部の複数の箇所から導入し、低燃費、低 N_2O を実現する「多層燃焼技術」に、排ガス中の酸素濃度の情報をさらに追加して低空気比での安定運転を実現するものである。図 2-6 に従来技術との技術的な差異を示した。図 2-7 に本設備の外観を示した。

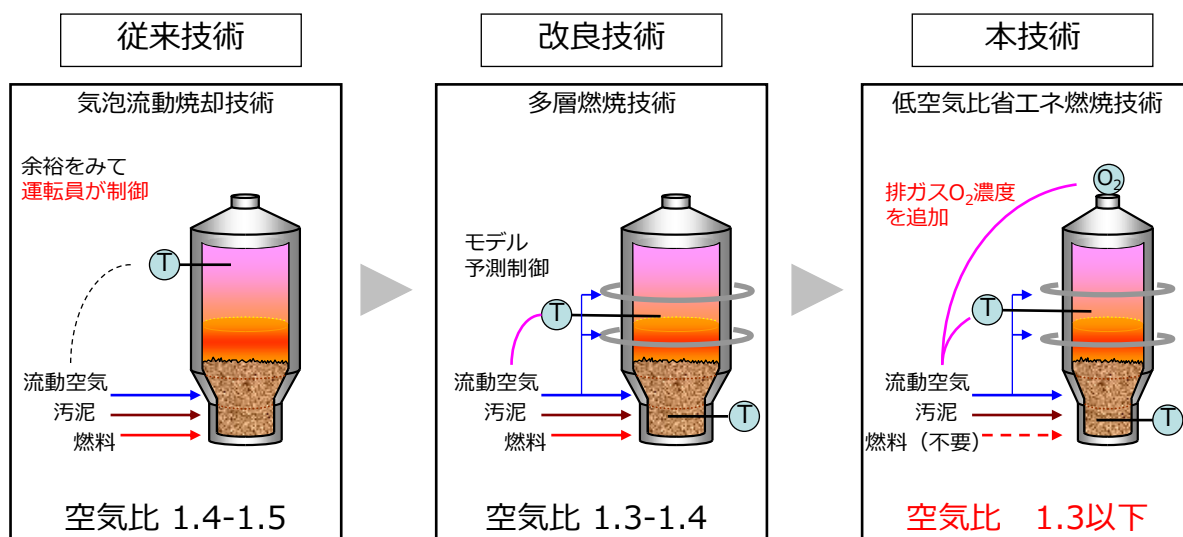


図 2-6 従来型焼却技術と低空気比省エネ燃焼技術の差異



図 2-7 低空気比省エネ燃焼設備（実証設備）

従来の気泡流動技術は、流動空気量を運転員が決定し、汚泥性状や供給量の急変動に対する備えとして比較的高い空気比(1.4～1.5)となるように、炉の規模にも余裕を持たせた設計とすることで対処をしていた。本設備では、排ガス中の酸素濃度の変化を測定することにより、酸素濃度変化に対して流動空気ブロワの回転数を増減し流動空気量を燃焼に必要な最小限量となるように制御する。この運転方法によって、以下の効果が得られる。

- ① 固定速運転に比較して空気量を低減することで、ブロワ動力が低減され電力消費量低減
- ② 投入空気の昇温に消費される熱量が低減、炉内の熱バランスが改善され補助燃料消費量低減、結果として自燃運転可能な汚泥性状範囲が拡張
- ③ 排ガス量が低減されることにより、炉容積および排ガス系を縮小できることから設備がコンパクト化され建設費低減

なお、酸素濃度の変化に基づいて流動空気量を上下させるためには、従来型の単純なフィードバック制御では不十分であり、図 2-8 で解説するような燃焼現象の物理化学的なモデルを構築して制御に利用する「モデル予測制御」により安定的な運転を図っている。

従来のフィードバック制御においては、制御対象の現在値と目的値の「ズレ」を材料として、出力の増減等の制御を行うが、物理化学的な関係とは無関係に実際の入出力応答を基に関係性を構築するため、複数の要素が複雑に絡み合っている場合や、現在の設備の状態によって未来が複雑に分岐するような場合等においては、ズレと出力増減量の相関関係を現象論に基づいて単純化することは困難であった。一方でモデル予測制御においては、ズレと出力増減量の相関関係を物理化学的な相関関係に基づいたモデルに基づいて構築しているため、ズレと複数の出力増減量の関係性を高い精度で表現でき、その結果、高い精度で未来の状態を予測することができる。この関係性を逆向きに捉え、目的とする未来の状態を得るために、どのようなズレからスタートし、複数の制御要素の出力増減をどのように調整するかを逆算、制御に活用することがモデル予測制御である。

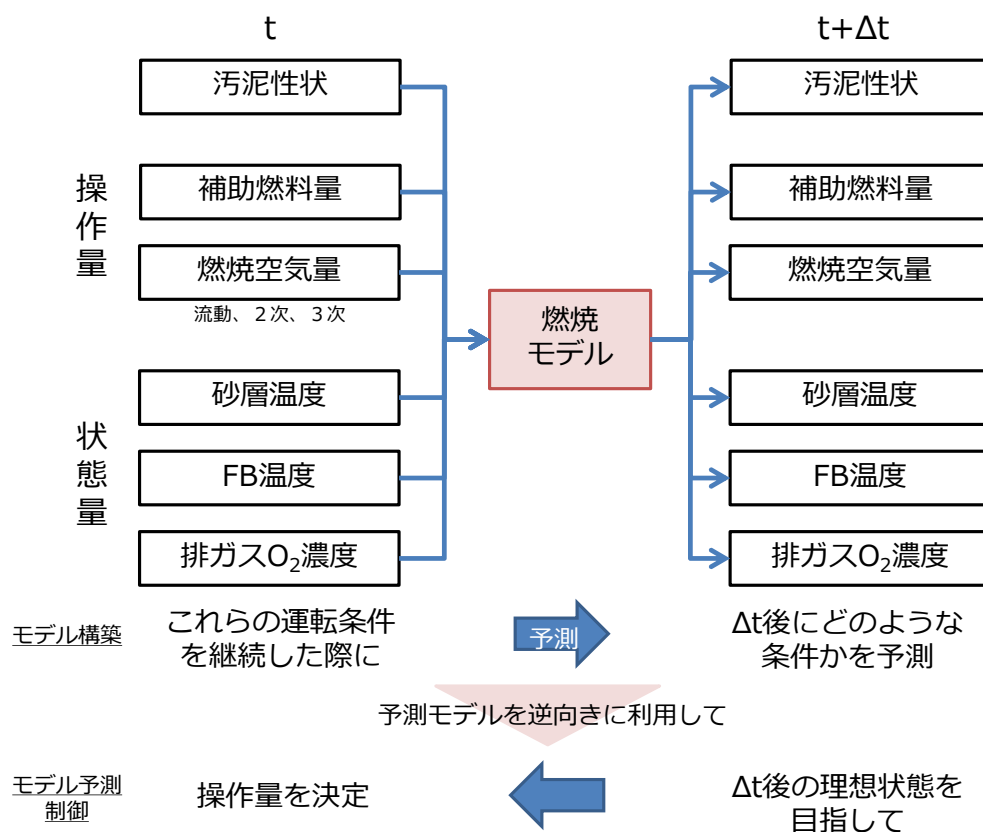


図 2-8 燃烧設備のモデル予測制御の概要

§ 9 高効率排熱発電技術の概要と特徴

本技術は下水汚泥焼却設備から排出される排ガスおよび排水に含まれる顕熱および潜熱を利用し、低沸点の熱媒体としてアンモニア水等を用いた2熱源バイナリーサイクルによって発電することを特徴とする。

【解 説】

本技術は海洋温度差発電や地熱発電等に活用されてきた、低温の排熱を活用して電力に変換するバイナリーサイクル発電技術を下水汚泥焼却炉からの排熱を対象にして改良した技術である。本技術は、加熱熱源として、排ガス、排煙処理水の2種類、熱媒体としてアンモニア水を用いた「2熱源バイナリーサイクル」を構成している。水分の多い下水汚泥焼却システムにおいて特徴的に発生しながらも、従来あまり利用されてこなかった排煙処理水熱を、高温の排ガス熱と組み合わせて有効に活用することができるシステムであることが最大の特徴である。表2-2にそれぞれの熱源の性状、表2-3に従来の代替フロンを利用する排熱発電設備との比較をまとめた。

表2-2 高効率排熱発電設備で利用する熱源の特徴

熱 源	熱媒体	特 徴
排ガス熱	排ガスから熱交換した高温空気 (=従来の白煙防止空気)	・排ガスの顕熱に由来 ・最高 400℃程度 ・エネルギー量は限定的だが、高エクセルギー※ ・熱媒体が清浄空気であり取扱いが容易
排煙 処理水熱	排煙処理塔を循環する排煙処理水	・排ガス中の水分の潜熱に由来 ・最高 80℃程度 ・低エクセルギーだが、エネルギー量は豊富 ・熱媒体の水にはばいじんや硫黄酸化物等の腐食、スケーリング原因物質を含むため、取扱いに配慮が必要

※エクセルギー

熱を仕事に変換する際の理論的な最大仕事量をいい、工学的に利用を検討する際のエネルギーの質を表す概念である。熱力学第二法則によれば、理想的な熱サイクルにおける理論熱効率はカルノー効率以上に高めることは不可能である。例として、加熱熱源を 100℃、冷却熱源を 0℃とした場合のカルノー効率は 26.8%であり、残りの 73%余りは仕事として取り出せないため低エクセルギーである。一方で、高温熱源を 400℃とすれば、59.4%となり、熱として捨てなければならないエネルギーは 40%余りであり、100℃の場合と比較すると高エクセルギーである。

図 2-9 に本設備の基本サイクルを示した。熱サイクル中のアンモニア水は、まず排煙処理水からの熱を受け取って水よりも低い温度で蒸発を開始する。さらに、図 2-10 に示した通りアンモニア水は沸点が低く、さらに混合物であることから沸騰しながら温度が上昇し続けるため、等温蒸発する熱媒体（純物質）を用いる熱サイクル（例として、地熱発電等で多くの実績があるフロン系熱媒を利用するランキンサイクル）と比較して、より低温の熱源からより多くの熱量を回収できる。よって、同等の温度差（蒸発器入口の熱源温度と冷却水温度の差）で取り出せる仕事量を大きくとることが可能であり、特に熱源温度が低い場合に有利な方式である。

表 2-3 バイナリーサイクル発電に適用される熱媒の比較

熱媒体	水-アンモニア利用の発電設備		代替フロン利用の発電設備
	アンモニア／水	混合物	代替フロン（HFC 245fa※）
沸点（大気圧）	-33.4℃		15.3℃
（運転圧）	58～73℃（2～2.6 MPaG）		119℃（1.8 MPaG）
熱媒の利点	・ 分解温度が高い（性状が安定） ・ 温室効果ガスではない ・ 非等温蒸発による効率的な熱回収		・ 金属への腐食が無い ・ 人体への影響が小さい
	・ 漏洩に対する管理が必要 ・ 強い刺激臭がある ・ 金属（銅・アルミ）への腐食有り		・ 高い温暖化係数（R245fa＝1,000） ・ 250℃を超えると分解する
設備の利点	・ 高温での安定性を活かし、低温熱源だけでなく高温熱源を利用し、発電量を大きくできる		・ 下水以外の熱源（地熱等）での、導入実績が多い ・ パッケージ化されている
	・ 熱媒漏洩への対応（検知器・散水装置の設置）が必要 ・ 少量危険物の貯蔵、取扱の届出（消防法）、特定化学設備の届出（安衛法）および作業主任者の選任が必要		・ 発電量ごとに機種が限定される ・ 低温熱源に対する効率が低い ・ 分解温度を超える熱源は利用不可
設備の欠点			
発電量目安（比率）	100		80

※HFC 245fa（フルオロカーボン 245fa）：1, 1, 1, 3, 3-ペンタフルオロプロパン（ $\text{CHF}_2\text{CH}_2\text{CF}_3$ ）

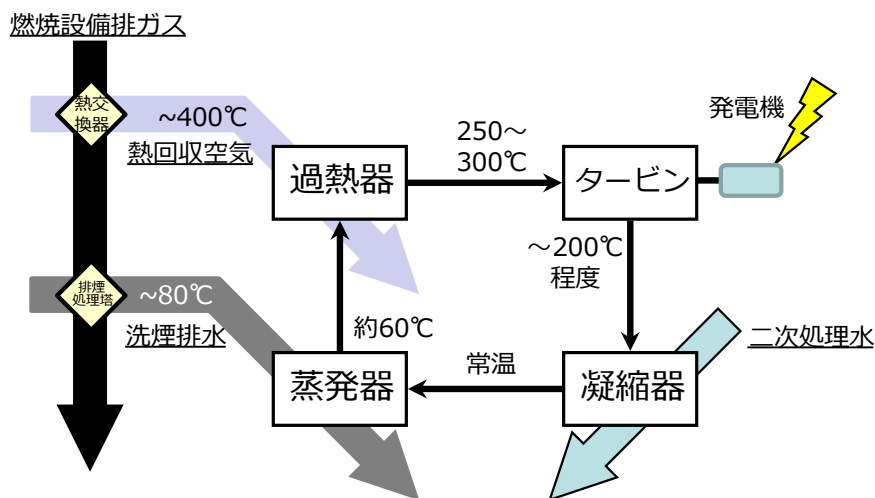


図 2-9 高効率排熱発電設備の基本サイクル

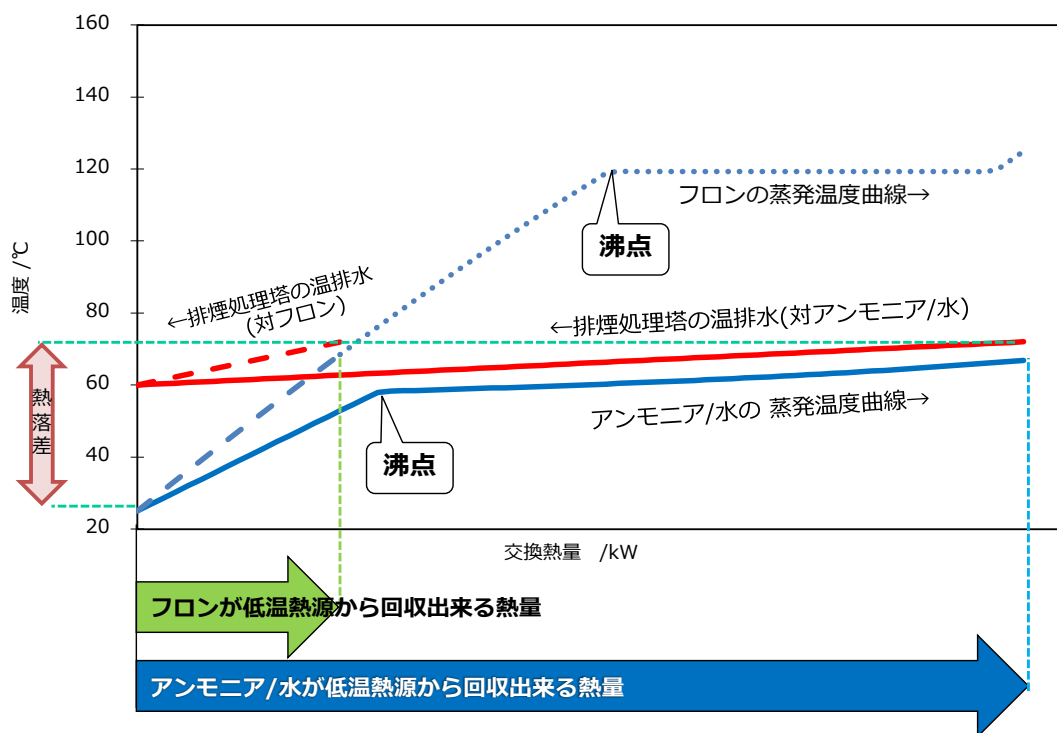


図 2-10 混合媒体の熱交換の利点

排煙処理水の熱によって蒸発したアンモニア水は、次に、排ガス熱によって過熱されてタービンに供され発電機を回す。タービンを通じた熱媒体は凝縮器で冷却されるが、冷却水として温度が安定し、かつ膨大に存在する二次処理水を掛け流しで使うことができる点でも下水処理場への設置は親和性が高い。図 2-11 に本設備の外観を示した。実証設備においては、過熱器を除く主要機器がパッケージ内に収納されている。



図 2-11 高効率排熱発電設備（実証設備）

また、本設備は構成上、図 2-12 に示したように、燃焼設備と容易に切り離すことが可能な、「オフライン型」の構成としている。オフライン型設置の最大のメリットは、発電設備の付加を考慮していない従来焼却設備であっても白防空気熱交換器や、排煙処理塔を改造することによって適用が可能であることである。また、もう1つのメリットとして発電設備の点検等による停止が汚泥の安定処理に影響しないことが挙げられる。例えば、発電設備と燃焼設備の定期点検時期が異なるような場合でも、発電設備を停止した状態で燃焼設備の運転を継続することが可能である。

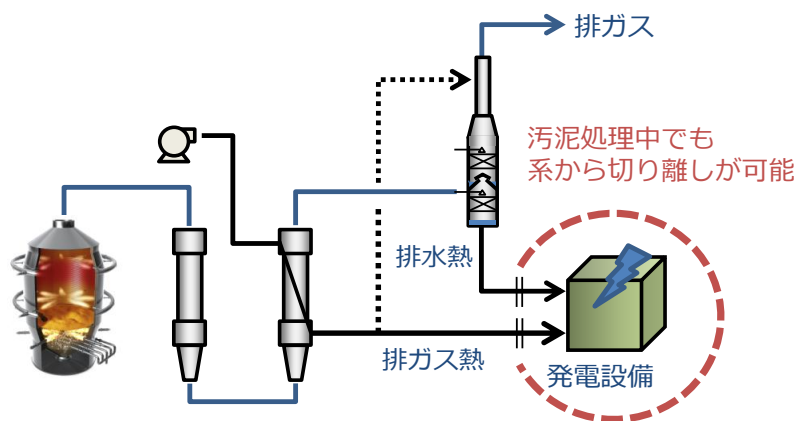


図 2-12 発電設備のオフライン型構成

§ 10 連携・最適化機能の概要と特徴

本機能は、従来別々の制御体系で運転されていた設備同士を、物理化学的な因果関係を元に関連付けモデル化（「連携」）し、理論的なシステム全体の最適状態と現在の状態を漸近させるように制御する（「最適化」）ことを特徴とする機能である。

【解 説】

本機能は、維持管理費あるいは、温室効果ガス排出量を最小化することを目的として、従来別々に運転管理されてきた、脱水、燃焼および発電設備を一体的に制御するシステムである。図 2-13 に、含水率を例にして、各設備の維持管理費がどのように上下するかを示した。脱水設備においては、脱水汚泥の含水率を低下させるために、電力や薬品等の消費量を大きくする必要があるため、含水率とは負の相関を示す。一方で燃焼設備は、低含水率時に、補助燃料が低減・不要となることや、ガス量が低減することから電力消費量が低減されるため、含水率とは正の相関を示す。さらに、発電設備の場合は、高含水率側で自燃を維持するために消費され利用できない排熱量が大きくなるため、発電量は低減する。一方で、低含水率側では発電量は増大するが、定格発電量までと限りがある。よって低含水率側で一定となるが、高含水率側では自己消費が上回る場合がある。これらを合計すると、脱水設備と燃焼設備の個別の維持管理費用が交差する点よりもやや低含水率側に極小値を持つ曲線となる。

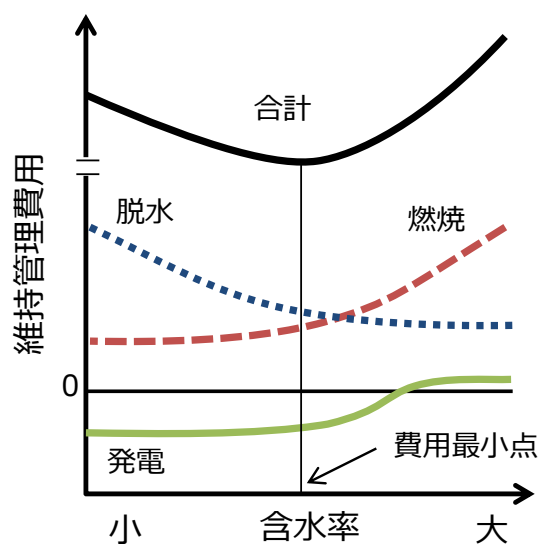


図 2-13 各設備の維持管理費用と脱水汚泥含水率の関係

従来の脱水設備や燃焼設備では、特に脱水設備の能力が不十分であったこともあり、低含水率化を追求する運転が為される場合が多かったが、近年の凝集剤や脱水技術の進歩もあり、脱水汚泥の含水率が概ね 74%以下で運転をする場合には、全体システムにおける最適ポイントの存在を意識した運転が不可欠である。

本機能は各設備のトレードオフ関係を解消するために、図 2-14 に示すように各設備の運転状態

指標（脱水汚泥含水率、燃焼温度、発電量等）と所要の維持管理費用あるいは温室効果ガス排出量
 の関係をモデル化（＝連携）することで、現在のシステムの状態とより望ましい状態の差異を評価
 し、システムの安定運転を損なわないことを前提としつつ、この差異を徐々に低減し全体での最適
 な状態（図 2-13 における合計の極小値）に自動的に近づく（＝最適化）ものである。本機能は
 緻密な運転管理によって人的にも実現できるものであるが、本機能を活用することにより、各種単
 価の変更や、汚泥条件の変化にも連続的に追従することが可能である点に優位性がある。なお、本
 機能の適用にあたっては、本機能が操作因子とする含水率をコントロールするものであることから、
 脱水設備に低含水脱水設備を適用することが望ましいが、既存の遠心脱水設備の改造や、ベルトプ
 レス・スクリーンプレス等の無機凝集剤の注入率での脱水汚泥含水率のコントロールに対応した機
 種であれば改造により対応することも可能である。



図 2-14 連携・自動最適化機能

第2節 技術の適用条件

§11 適用条件および推奨条件

本システムはシステム全体および各設備単独で多くの環境で適用が可能であるが、汚泥性状や処理規模等の各種条件によって、導入効果の大きさに差異がある。このため、「適用条件」を満たすことを基本とするが、その中でも特に大きな導入効果が得られることが予想される「推奨条件」を合わせて示す。

【解 説】

本システムは下水処理場の汚泥脱水設備、汚泥焼却設備の新設および更新、既存の遠心脱水機、気泡流動炉の改造の際に導入が可能であり、個別設備の段階的導入、あるいは複数の設備を一括して導入することも可能である。各設備の適用条件と設定理由を表2-4に示した。本条件を満たさない場合には、各設備を導入することは困難である。なお、低含水脱水設備に関しては、従来の遠心脱水機導入の際の条件に準ずる。

表2-4 本システムの適用条件

低含水脱水設備	・粗大なきょう雑物が除去または、破碎されていること ・十分な電力供給が確保できること (一般の遠心脱水機導入に必要な条件に準ずる)
低空気比省エネ燃焼設備	・改造の場合は気泡式流動炉であること → 長寿命化等と合わせて実施することが望ましい (新設の場合は既設焼却設備の方式を問わない)
高効率排熱発電設備	・二次処理水の年間平均水温が概ね25℃以下 ・汚泥処理量1 t-wet/dあたり概ね1 m³/h以上の二次処理水が利用可能であること。ただし、燃焼設備とのカスケード利用(図2-15)を考慮しても良い。 ・白煙防止空気およそ300℃以上、排煙処理水70℃以上の熱源が利用可能であること。ただし、現状の排煙処理水が70℃以下であっても、改造によってより高い温度を確保することが可能であることに留意する。 → 上記温度を満足しない場合は発電設備の自己消費を上回る発電が難しい。資料編Ⅰ. 実証試験を参照のこと。
連携・最適化機能	・低空気比省エネ燃焼技術に加えて、低含水脱水設備あるいは、高効率排熱発電設備が導入されていること → 単独導入時は、連携・最適化機能は機能しない

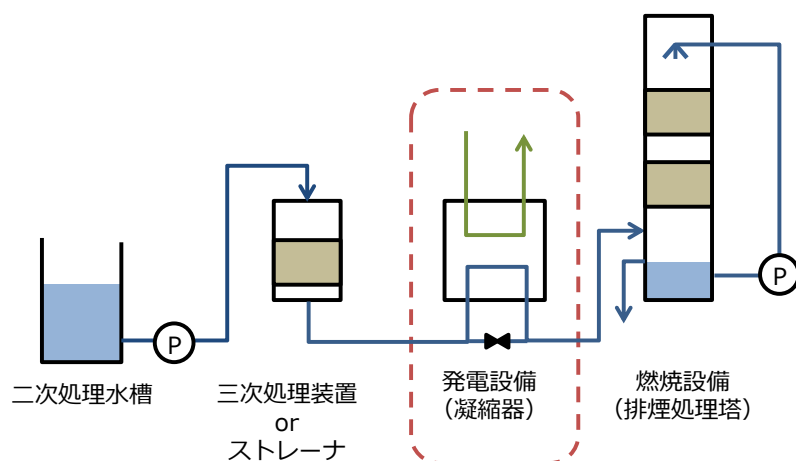


図 2-15 二次処理水のカスケード利用

表 2-5 に、本システムを適用する場合に特に大きな効果が得られる推奨条件と推奨理由を示した。いずれかの条件を満たす場合には、大きな導入効果を得られることが予想されるため、積極的な導入検討を推奨する。なお、対象汚泥としては熱量が高く、補助燃料の低減や発電量を確保できる可能性の高い混合生汚泥を推奨する。消化汚泥に対しても適用することは可能であるが、汚泥性状等を踏まえ個別の検討が必要である。なお、実証試験から得られた適用条件と推奨条件の適用根拠となったデータは資料編Ⅰ. 実証試験に提示している。

表 2-5 本システムの推奨条件

システム全体	・混合生汚泥を対象とすること
低含水脱水設備	・脱水汚泥をポンプ圧送しており、低含水率化により消費電力や摩耗等の増加が予想されること → 低含水汚泥の搬送によって、汚泥圧送の電力のさらなる増加、配管の更新、摩耗等による配管の頻繁な修繕が必要となる場合には、燃焼設備との近接配置によって解決が期待できる
低空気比省エネ燃焼設備	・既設焼却設備の実測の空気比が 1.4 以上であること → 電力、補助燃料消費量の低減が期待できる ・負荷率は定格に近く、稼働率も高く保つことができること → 単独炉よりも複数炉を有する方が高負荷率／高稼働率運転を行うための汚泥処理量の調整が容易である傾向がある
高効率排熱発電設備	・中規模（概ね 100～150 t-wet/d）以上の燃焼炉に付設すること → 中大規模の場合では発電効率のスケールメリットがある ・排煙処理塔の前段に、セラミックフィルタ等の集塵率の高い排ガス処理系統を有すること。 → ばいじんによる蒸発器の性能低下、閉塞等のリスクを軽減可能である ・改造の場合、白煙防止空気の熱回収において、自防熱交換器出口排ガス温度が概ね 250℃まで熱回収されていること → 熱回収後の排ガス温度が 250℃以下であれば、排ガス中の熱量を十分に回収できているといえ、相応の発電量が期待できる。熱回収空気の回収温度については資料編 III. ケーススタディを参照のこと。
連携・最適化機能	・現状の脱水汚泥含水率が定常的に自燃水準（概ね 74～76%以下）であること ・汚泥性状の短期的な変動が大きいこと → 過脱水、過自燃が予測される条件において、より一層の維持管理費低減効果を期待できる。

§ 12 効率的な導入シナリオ

本システムでは3技術を一括で導入するシナリオ（一括導入シナリオ）と、個別技術を段階的に導入するシナリオ（段階的導入シナリオ）等がある。基本的には、一括導入シナリオおよび焼却設備を軸とした段階的導入シナリオが、追加的費用の発生が少なく効率的である。

【解 説】

本システムを導入する際の一括導入シナリオおよび段階的導入シナリオの適用可能条件と、各シナリオの基本的な得失について以下に解説する。本システムは、従来の改築更新計画、および設備の耐用年数に合わせた柔軟な組み合わせによる段階的導入が可能であり、それにより、投資の平準化と投資効果の前倒し（三技術が揃わなくても、各設備の導入タイミングで、それぞれ導入効果が発現する）といったメリットを享受できる。

基本的に全てのシナリオで最終的には同等の維持管理費低減効果が得られるが、シナリオによっては、新旧設備の整合性の欠如によって、中途の段階での効果が低減されるもの、また、中途の段階で新旧の汚泥処理系を接続するために、追加的費用のかかるものがある。シナリオを選択する場合には、既存設備の残存価値、既存設備を運転継続した場合の維持管理費用、本システムを導入した後の維持管理費低減効果および従来の改築更新計画を踏まえて、追加的費用の発生を極小化した最適なタイミングでの導入が望ましい。

（１）一括導入シナリオ

本シナリオでは、3技術を同時に導入するため、脱水設備および焼却設備の更新時期が近いことが必要であり、主に新設の下水処理場や面整備の進展に伴い系列を増設する場合のシナリオとなる。なお、複数の焼却設備および脱水設備を持つ大規模な下水処理場の場合には、既存の焼却設備1基と、更新時期が近い同程度の処理能力の脱水設備を同時に更新する場合に適用が可能である。

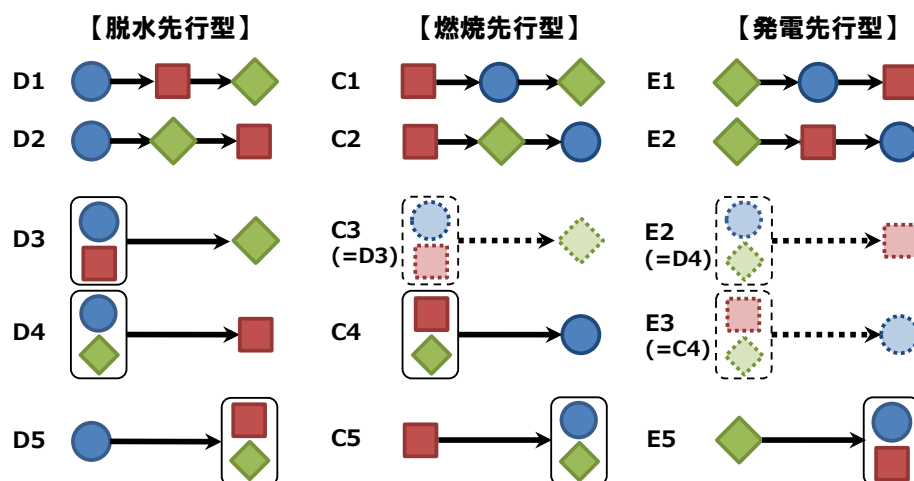
本シナリオにおいては、段階的な導入の場合に必要な追加的費用が一切不要となることや、各設備の最適な配置、構成によるコンパクト化や同時に建設を行うことによる調達の本格化、仮設の共有や工期の短縮がもたらす建設費の低減等のメリットが大きい。

（２）段階的導入シナリオ・部分導入シナリオ

本シナリオでは、3技術を段階的に導入するため、一括導入シナリオに比較して従来の下水処理場における改築更新計画と親和性が高い。また、本シナリオには、2技術を同時に導入し、その後に1技術を追加するシナリオ、1技術を導入し、その後に2技術を追加するシナリオ、3技術を別々に導入するシナリオがあるが、想定される段階的導入シナリオと部分導入シナリオのパターンを網羅したものを図2-16に示した。なお、重複するシナリオは点線で示した。全体としては、先行して2技術を同時に導入するシナリオが最も優位であり、その他シナリオは何らかの追加的費用が必要となる。追加的費用の発生する具体的な例は資料編III. ケーススタディに示した。しかし、一括導入シナリオに比較すると不利とはなるが、従来技術を継続する場合と比較すると十分な導入効

果が期待される。

- ・段階的導入： 3技術を順次導入し、最終的に全技術を揃える



- ・部分導入： 任意の1 or 2技術を、段階的あるいは一括で導入する

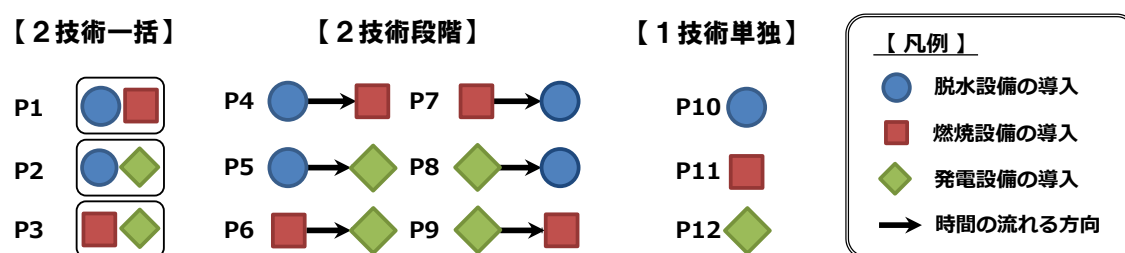


図 2-16 段階的導入シナリオと部分導入シナリオ

シナリオ毎の得失を総括し、定性的に導入効果が得られやすいシナリオを順に並べる。シナリオの適用可能性が幅広い場合には、以下の順序でシナリオ適用を検討すると良い。なお、以下に提示していないシナリオは、追加的費用が多くなり効果の発現も遅れるため、基本的に避けることが望ましい。

① 一括導入シナリオ

3技術を一体的に導入するため、段階的導入に伴う追加的費用の発生がなく、さらに初年度から導入効果を最大限に得られる。この場合、適用可能な対象は、新設の下水処理場、あるいは複数炉を持つ中大規模以上の処理場における系列増設や更新の場合となる。

② 脱水・燃焼同時先行導入シナリオ (D3 シナリオ)

主要部である脱水・燃焼を同時に導入し、発電設備の付加を踏まえた設計とすることで、追加的費用の発生が極小化され、さらに発電設備を遅らせることによって集中投資をやや抑制できる。ただし、発電による電力費低減メリットが遅れて発現することから、ライフサイクルでの維持管理費および温室効果ガス低減効果が一括導入シナリオに比較してやや小さくなる。

③ 燃焼・発電同時先行導入シナリオ（C4 シナリオ）

従来の焼却設備の更新時に適用が可能なシナリオであり、最も一般的なシナリオとして捉えることができる。ただし、脱水設備の導入を遅らせるため、脱水設備更新までの低含水率汚泥の供給が見込めず、旧脱水設備～新燃焼設備の脱水汚泥移送系の整備が必要である他、当初の維持管理費用が大きくなる、エネルギー創出量が小さくなる等のデメリットがある。

④ その他燃焼先行導入シナリオ（C1、C2、C5 シナリオ）

C4 シナリオ以上に、従来の焼却設備の更新と親和性が高いシナリオである。燃焼設備を先行させることによって、脱水設備、発電設備の設置スペースを確保することができるため、他の設備を先行するよりも基本的に有利である。ただし、C4 シナリオでのデメリットがより大きくなる。

⑤ 部分導入シナリオ（P1～P12、単独導入シナリオ）

段階的導入の最終形を3技術の導入とはしないシナリオである。P2、P5、P8 シナリオにおいては、既存の焼却設備が比較的新しい場合に、焼却設備を更新せず、前後の脱水設備と発電設備を導入することで、比較的小さい投資でエネルギー創出を行うことが可能である。また、その他の単独あるいは2技術を導入するシナリオでは、3設備を導入する場合に比較して、追加的費用の発生を抑えることができるものの、導入効果がやや限定的なものとなる。

⑥ 従来計画シナリオ

従来の改築更新計画に沿ったシナリオである、シナリオ検討における出発点とする。

なお、既存の気泡流動炉等を改造して低空気比省エネ燃焼設備相当の機能を持たせることも可能である。そのような「改造」を含む場合でも、上記のシナリオ分類は大きく変わらず、設備導入および更新を設備の改造と読み替えれば良い。ただし、改造をする場合には、改造工事中には既存設備の能力が失われるため、工事期間中の脱水汚泥の処分先確保等の対応検討が不可欠となることに留意する。また、燃焼設備の排熱の利用先として、蒸気や温水の需要家が近隣に存在している場合には、発電設備を設けない、あるいは発電設備を通過後の排熱をさらに利用することも検討すると良い。

第3節 実証研究に基づく評価の概要

§13 評価項目

本技術の実証研究において評価された項目は以下に示すとおりである。

- (1) コスト
- (2) 温室効果ガス排出量
- (3) エネルギー消費量
- (4) エネルギー創出量
- (5) 環境性能

【解 説】

本システムの導入検討においては、システムの性能指標を定量的に比較し、性能の優れた技術を選択できるように、評価項目、評価方法、評価結果を設定、提示する必要がある。本ガイドラインでは、本システムの性能を評価する項目として、(1) コスト、(2) 温室効果ガス排出量、(3) エネルギー消費量、(4) エネルギー創出量、(5) 環境性能について示す。なお、評価規模を表 2-6 に、評価の前提条件を表 2-7 に示した。評価規模は、本システムは汚泥処理規模が大きいほど導入効果が高いことを踏まえて設定し、シナリオは全て一括導入シナリオとした。

表 2-6 評価規模

本システム	処理汚泥量	t-wet/d	92.3	184.6	276.9
【含水率 74%】		t-DS/d	24	48	72
参考) 従来技術	処理汚泥量	t-wet/d	100	200	300
【含水率 76%】		t-DS/d	24	48	72

表 2-7 評価の前提条件

評価条件	設定値
濃縮汚泥濃度 (TS)	3.30% ※1
濃縮汚泥有機分率 (VTS)	84% ※1
汚泥発熱量【高位】	19.7 MJ/kg-DS ※2
汚泥組成	C 50.1%-VTS ※2
	H 7.37%-VTS ※2
	N 6.57%-VTS ※2
	O 35.0%-VTS ※2
	S 0.94%-VTS ※2
脱水設備稼働率	80% (292 日稼働)
燃焼設備稼働率	80% (292 日稼働)
	定期補修 : 30 日 × 1 回
	小点検 : 2 日 × 2 回
	汚泥量調整 : 3 日 × 13 回
発電設備稼働率	79.3% (289.4 日稼働) ※3
燃焼設備負荷率	100%
年間平均二次処理水温度	21.6℃ ※4

※1 下水道統計 (H23 年度) を基に設定

※2 バイオマス発電の B-DASH 実証フィールド 2 か所の組成の平均値を基に設定

※3 発電設備の稼働率と燃焼設備稼働率の関係は資料編 II. 簡易算定式を参照のこと

※4 全国 15 自治体の維持管理年報を基に設定

各設備の評価範囲の区分けは図 2-17 に示す通りである。なお、二次処理水供給装置（三次処理水を含む）に関しては、建設費には含まず、維持管理費として、使用水量に基づいて電力費を案分して計上することとした。また、各系統からの返流水を受け最初沈殿池に返送する排水設備（ピットおよび排水ポンプ）は水処理設備や他の系列と共有される場合が多いため、建設費・維持管理費に含めないこととした。電気設備には一次側の受変電設備および既存の中央監視設備への接続・改造等は含んでいない。また、以下に各評価項目の評価方法を示した。

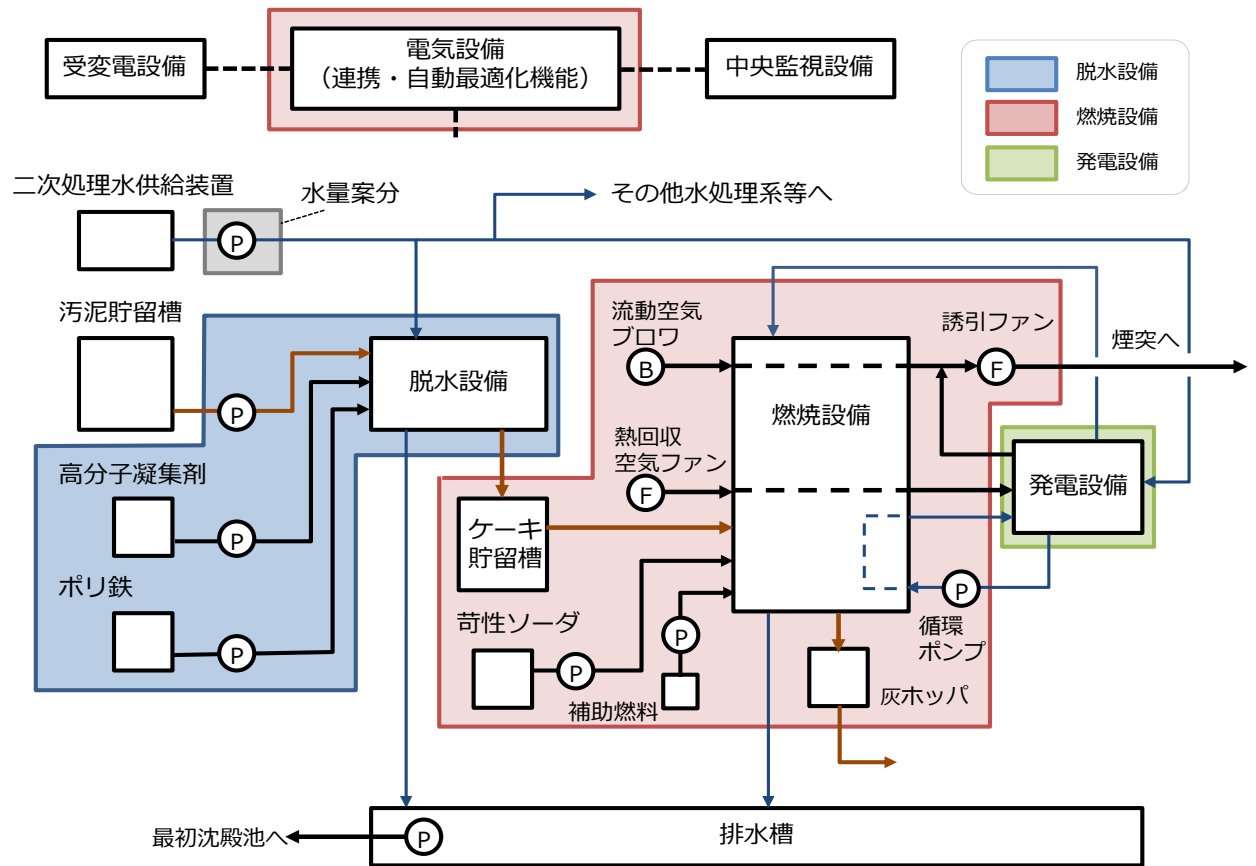


図 2-17 各設備の評価範囲

(1) コスト

本システムを導入し運転する場合におけるコストを評価する項目と含まれている細目を以下に示した。なお、コストは年あたり費用で試算を行い、建設費、維持管理費、解体・廃棄費を合算してライフサイクルコストとした。

1) 建設費

建設費には、土木工事費（設置場所に左右される地盤改良工事等の費用を含まず、床盤および機械基礎の築造を含む）、機械工事費、電気工事費（1次側の受変電設備、中央監視設備を除く）、据付工事費、試運転費を含む。寒冷地等を除いて基本的に建屋（囲いを含む）が不要であるため建築工事費は計上していないが、脱水設備の建設費には防音・防臭パッケージを含んでいる。また、一括で導入をする場合には脱水設備、発電設備を燃焼設備の補機的な扱いとし、土木工事費および電気工事は全て燃焼設備に計上している。

なお、本建設費の各項目は、メーカー見積もりおよび先行技術の過去の実績を参考にして共同研究体が独自に設定したものであり、周辺条件、対象工事範囲等で変動するものであることに留意する。また、年あたり費用に換算する際には、償却年数を踏まえた建設年価換算を行った。表 2-8 に年価換算の条件を示す。

表 2-8 年価換算条件

耐用年数	燃焼設備の機械設備	10 年
	その他の機械・電気設備	15 年
	土木構造物	50 年
利子率		2.3%

2) 維持管理費

維持管理費には、電力費、燃料費、薬品費（脱水設備用のポリ硫酸第二鉄、高分子凝集剤、燃焼設備用の苛性ソーダ）、補修費、灰処分費、人件費を含む。補修費および人件費はメーカー見積もりおよび先行技術の過去の実績を参考にして共同研究体が独自に設定し、それ以外の項目については、§ 17 に示した単価と実証試験の成果および化工計算結果によって設定する。

- ・電力費：電力消費量には、脱水設備、燃焼設備、発電設備およびそれらに電力を供給および制御をする電気設備が消費する電力量を計上する。ただし、共通排水処理設備（排水槽）から、水処理設備への返送に要する電力は含まず、二次処理水供給については、脱水、燃焼、発電設備で使用する二次処理水量に応じた電力として含んでいる。また、発電設備から供給される電力は、発電設備の消費電力を差し引いている。なお、各電力消費量は、実証試験の成果により確認された化工計算および容量計算結果によって設定する。
- ・燃料費：燃料消費量には、燃焼設備で補助燃料として用いられる A 重油の消費量を計上する。なお、補助燃料は、設備の立ち上げ時のみに使用されるものとし、表 2-7 に示す定期

補修時等の停止時からの立ち上げを考慮して試算した。なお、燃料消費量は、実証試験の成果と化工計算および容量計算結果によって設定する。

- ・薬品費：脱水設備における高分子凝集剤、ポリ硫酸第二鉄、燃焼設備における苛性ソーダを計上する。高分子凝集剤、ポリ硫酸第二鉄は脱水設備に、苛性ソーダは燃焼設備に計上する。なお、各消費量は、実証試験の成果と化工計算および容量計算結果によって設定する。
- ・補修費：各設備の点検および補修に要する費用を計上する。年毎に上下があるため、設備ごとに年平均として算出する。
- ・灰処分費：燃焼炉から排出される焼却灰の処分費を計上する。焼却灰量の試算にあたっては、ポリ硫酸第二鉄添加による無機分の増大、また、搬出時の飛散防止のため30%の加湿を考慮し、燃焼設備の項目に計上する。
- ・人件費：各設備を一体的に運用するケースでの人員を想定し計上している。

3) 解体・廃棄費

解体・廃棄費には、機械設備・電気設備の耐用年数後の撤去に関わる費用である。算出方法は建設費年価の10%とする。

(2) 温室効果ガス排出量

本システムを導入し運転する場合における温室効果ガス排出量を評価する項目と含まれている細目を以下に示した。なお、燃焼排ガスより排出されるメタン(CH_4)については、炉内で完全燃焼されるものとし、本試算においては含まれないものとした。

1) 二酸化炭素

二酸化炭素排出量には、建設、廃棄時に伴う排出^{※1}、電力使用に伴う排出、燃料使用に伴う排出、薬品使用（高分子凝集剤、ポリ硫酸第二鉄、苛性ソーダ）に伴う排出を計上する。なお、脱水汚泥の燃焼に伴う二酸化炭素は、バイオマス由来として算入しない。排出量の各項目の試算では、消費量を実証試験の成果および化工計算結果によって設定し、表2-9に示した排出量原単位を掛けて算出する。

※1 建設、廃棄時の排出量は国総研資料第579号「下水道におけるLCA適用の考え方」の算定事例から、試算された供用段階の温室効果ガス排出量を80.2%として建設段階が19.3%、解体・撤去時が0.5%として算出する。

2) N_2O

N_2O 排出量には、燃焼設備の排ガスに含まれる排出量を含む。排出量原単位は、実証試験の成果より $0.213 \text{ kg-N}_2\text{O/t-wet}$ と設定し、処理汚泥量と表2-9に示した地球温暖化係数を掛けて二酸化炭素排出量に換算する。排出量原単位および算出法は資料編II. 簡易算定式に示した。

表 2-9 温室効果ガスの排出量原単位と地球温暖化係数

項 目	利用量あたりの排出量原単位	設定根拠
電力	0.55 kg-CO ₂ /kWh	※1
燃料（A 重油）	2.71 kg-CO ₂ /L	※2
高分子凝集剤	6.5 kg-CO ₂ /kg	※2、粉ベース
ポリ硫酸第二鉄	0.0308 kg-CO ₂ /kg	※3、11%水溶液ベース
苛性ソーダ	0.938 kg-CO ₂ /kg	※3、濃度 100%のときの値
温室効果ガス	地球温暖化係数	設定根拠
N ₂ O	298	※4

※1：環境省地球環境局地球温暖化対策課ウェブサイト「平成 24 年度の電気事業者ごとの実排出係数・調整後排出係数等の公表について」に基づく代替値

※2：「下水道における地球温暖化防止実行計画策定の手引き」国土交通省（平成 21 年 3 月）

※3：「廃棄物処理施設の基幹的設備改良マニュアル」環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策部廃棄物対策課（平成 22 年 3 月）

※4：「地球温暖化対策の推進に関する法律施行令の一部を改正する政令」（平成 27 年 4 月 1 日施行）

（３）エネルギー消費量

本システムを運転する場合におけるエネルギー消費量には、各設備で消費する電力消費量および、燃焼設備で消費される燃料消費量を含む。電力消費量は、「エネルギー源別標準発熱量及び炭素排出係数の改訂について（2014 年 11 月 14 日 資源エネルギー庁）」に基づいた受電端原単位（9.484 MJ/kWh）を用いて一次エネルギー供給量ベースで熱量換算し、補助燃料消費量は A 重油の熱量原単位（39.1 MJ/L）を用いて熱量換算する。

（４）エネルギー創出量

本システムにおけるエネルギー創出量は、発電設備からの発電量を計上する。なお発電設備の内部で消費される電力量は（３）において計上する。発電量は実証試験の成果と化工計算および容量計算結果によって設定する。

（５）環境性能

本システムの環境性能は以下の項目で評価した。

１）排ガス性状

燃焼設備では、省エネルギー化を図るために流動空気量を低減する。流動空気量を低減すると、不完全燃焼によって一酸化炭素やシアン化物等の有害な成分の排出が増大する懸念がある。そこで、実証試験において定常状態における排ガス分析を行い、有害成分等が基準値を満たすかを確認する。

2) 灰性状

前項と同様に、不完全燃焼によって灰に未燃分が残存することや有害物質が生成することが懸念される。そこで実証試験において定常状態で排出された灰の溶出量分析を行い、有害成分等が基準値を満たすかを確認する。

3) 臭気・騒音

従来の脱水設備では専用の脱水機棟に設置し、さらに密閉性の高いポンプ移送を用いて脱水汚泥の供給を行っていた。一方で、本脱水設備では、脱水機を燃焼炉の上部に設置し、汚泥の搬送にはコンベヤを用いている。そのため、脱水機周辺および移送経路での臭気の発生リスクがあるので、実証試験において実証設備周辺環境における臭気測定を行い、有意な臭気の発生が見られないかを確認する。また、同様に、脱水機が燃焼炉の上部にあることによるリスクとして騒音の発生があるため、同様に騒音測定を行って、基準値を満たすかを確認する。

§ 14 評価結果

本システムにおける以下の項目を評価した。

- (1) コスト（建設費、維持管理費、ライフサイクルコスト）
- (2) 温室効果ガス排出量
- (3) エネルギー消費量
- (4) エネルギー創出量
- (5) 環境性能

【解 説】

試算結果を表 2-10、図 2-18～図 2-20 に示した。なお、試算にあたっては、処理能力を所定の脱水汚泥量（含水率 76%換算）とし、試算に用いた簡易算定式は § 18 に、簡易算定式の算出方法は資料編 II. 簡易算定式において示した。また、環境性能については、実証試験において特に問題となる事項が無いことが確認された。分析結果は資料編 I. 実証試験に示した。

表 2-10 試算結果

評価項目	単 位	100 t-wet/d	200 t-wet/d	300 t-wet/d
コスト（建設費）	百万円/年	427	571	715
コスト（維持管理費）	百万円/年	240	351	461
コスト（解体・廃棄費）	百万円/年	42.7	57.1	71.5
ライフサイクルコスト	百万円/年	710	979	1,248
温室効果ガス排出量	t-CO ₂ /年	3,544	6,813	10,082
エネルギー消費量	GJ/年	21,869	42,043	62,217
エネルギー創出量	GJ/年	9,756	22,121	34,486

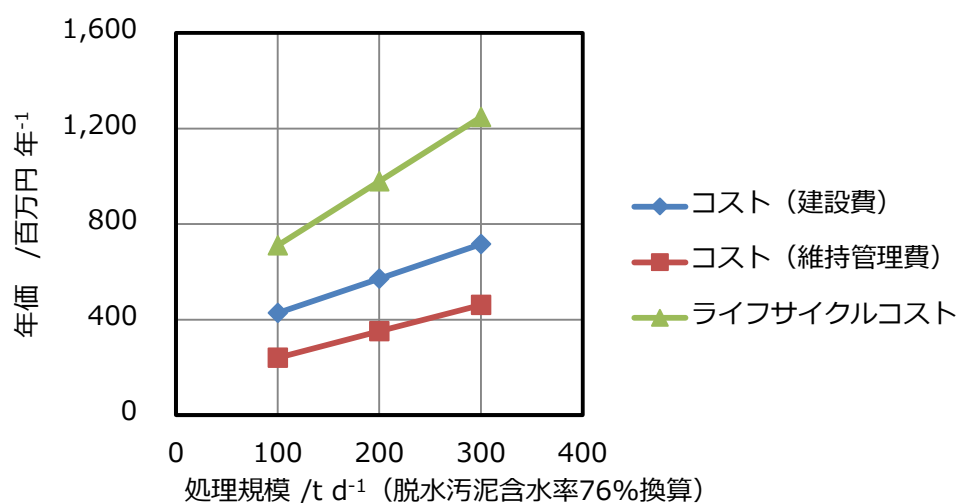


図 2-18 処理規模とコスト

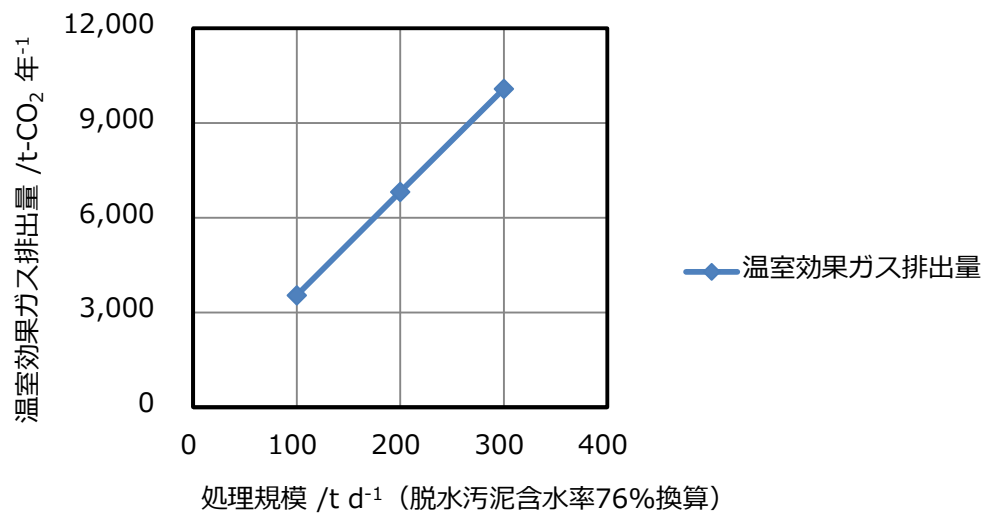


図 2-19 処理規模と温室効果ガス排出量

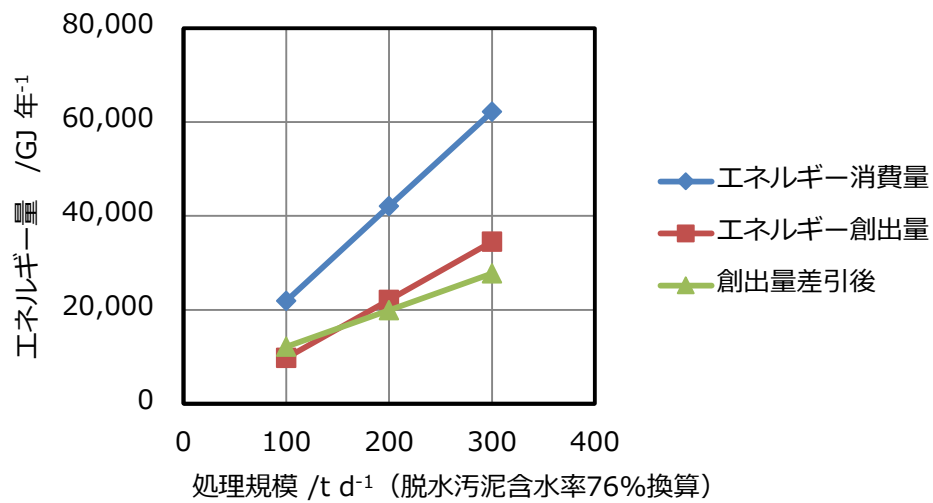


図 2-20 処理規模とエネルギー消費量・創出量

(1) コスト（建設費、維持管理費）

各規模における各設備の建設費の試算結果を表 2-11 に示した。また、維持管理費の試算結果を表 2-12 に示した。

表 2-11 建設費細目試算結果

評価項目	単 位	100 t-wet/d	200 t-wet/d	300 t-wet/d
脱水設備	百万円/年	62.1	88.9	115.7
燃焼設備	百万円/年	336.3	447.5	558.7
（内 機械設備）	百万円/年	275.2	376.9	478.7
（内 電気設備）	百万円/年	55.7	63.7	71.6
（内 土木工事）	百万円/年	5.4	6.9	8.4
発電設備	百万円/年	28.6	34.7	40.9

表 2-12 維持管理費細目試算結果

評価項目	単 位	100 t-wet/d	200 t-wet/d	300 t-wet/d
脱水設備	百万円/年	40.2	80.4	120.5
燃焼設備	百万円/年	56.9	111.9	167.0
発電設備	百万円/年	-14.1	-33.2	-52.2
点検補修費	百万円/年	102	137	171
人件費	百万円/年	55.0	55.0	55.0

(2) 温室効果ガス排出量

各規模における各設備の温室効果ガス排出量の試算結果を表 2-13 に示した。

表 2-13 温室効果ガス排出量

評価項目	単 位	100 t-wet/d	200 t-wet/d	300 t-wet/d
脱水設備	t-CO ₂ /年	603	1,206	1,809
燃焼設備	t-CO ₂ /年	3,011	5,954	8,897
発電設備	t-CO ₂ /年	-517	-1,216	-1,916
建設+解体廃棄時	t-CO ₂ /年	447	869	1,291

(3) エネルギー消費量

各規模における各設備のエネルギー消費量の試算結果を表 2-14 に示した。

表 2-14 エネルギー消費量

評価項目	単 位	100 t-wet/d	200 t-wet/d	300 t-wet/d
脱水設備（電力）	MWh/年	465	931	1,396
燃焼設備（電力）	MWh/年	1,641	3,167	4,693
発電設備（電力）	MWh/年	89	121	153
電力小計	MWh/年	2,196	4,220	6,243
	GJ/年	20,829	40,018	59,208
燃焼設備（燃料）	GJ/年	1,040	2,025	3,009
合計	GJ/年	21,869	42,043	62,217

(4) エネルギー創出量

各規模における発電設備のエネルギー創出量の試算結果を表 2-15 に示した。

表 2-15 エネルギー創出量

評価項目	単 位	100 t-wet/d	200 t-wet/d	300 t-wet/d
発電設備	MWh/年	1,029	2,332	3,636
	GJ/年	9,756	22,121	34,486

(5) 環境性能

実証試験設備において、排ガス、焼却灰、臭気、騒音の各項目について分析し、それぞれ基準値等と比較した。表 2-16 に排ガス分析結果を示した。燃焼設備排気塔出口における排ガスは大気汚染防止法（大防法）、ダイオキシン類対策特別措置法（DXN 特措法）および廃棄物の処理及び清掃に関する法律（廃掃法）の維持管理基準に基づく各基準値（詳細は、資料編 I. 実証試験を参照）を満足するものであった。

表 2-16 排ガス分析結果

2014. 3. 13-14 の分析値		単位	炉出口	排気塔 出口	基準値
大防法	ばいじん ^{※1}	g/Nm ³	7.5	<0.002	※2
	SO _x ^{※1}	ppm	400	<1	※3
	HCl ^{※1}	ppm	18	<0.8	<700
	NO _x ^{※1}	ppm	20	19	<250
DXN 特措法	ダイオキシン類	ng-TEQ/Nm ³	0.00039	0	※4
廃掃法	一酸化炭素	ppm	<100	<100	100

※1 O₂ 12%換算濃度

※2 基準値は施設規模により決まる（実証 25t-wet/日規模の場合の規制値は 0.15 g/Nm³ 以下）

※3 基準値は地域により決まる（K 値規制）

※4 基準値は施設規模のより決まる（実証 25t-wet/日規模の場合の規制値は 5 ng-TEQ/m³_N 以下）

また表 2-17 に焼却灰中の有害元素等の溶出量と熱しゃく減量、ダイオキシン類含有量の分析結果を示した。溶出量は金属等を含む産業廃棄物に係る判定基準を定める省令に基づく埋立基準値を満足し、下水道法施行令に定められた熱しゃく減量、ダイオキシン類対策特別措置法に定められたダイオキシン類の毒性当量も十分に低い値であり処理が健全であったことを確認した。基準値内ではあるものの比較的高い溶出量を示した、砒素又はその化合物およびセレン又はその化合物については、変化傾向を確認するため継続的に、合計 8 検体での溶出量調査を実施した。図 2-21 に示すとおり、いずれも埋立基準値である 0.3 mg/L を超過しないことを確認した。

表 2-17 焼却灰中の有害元素等の溶出量・熱しゃく減量・ダイオキシン類含有量

採取日		単位	2014/2/26	2014/3/7	基準値
項目					
廃掃法	アルキル水銀化合物	mg/L	0.0005 未満	0.0005 未満	不検出
	水銀又はその化合物	mg/L	0.0005 未満	0.0005 未満	0.005
	カドミウム又はその化合物	mg/L	0.005 未満	0.005 未満	0.3
	鉛又はその化合物	mg/L	0.01 未満	0.01 未満	0.3
	六価クロム化合物	mg/L	0.02 未満	0.02 未満	1.5
	砒素又はその化合物	mg/L	0.27	0.14	0.3
	セレン又はその化合物	mg/L	0.079	0.16	0.3
	1,4-ジオキサン	mg/L	0.05 未満	0.05 未満	0.5
下水道法	熱しゃく減量	%	0.6	0.7	15
DXN 特措法	ダイオキシン類	ng-TEQ/g	0.0014	0.00091	3

※溶出量は基準値を満足しているが、実証試験を実施した池田市下水処理場では、確実に埋立基準を満足することを担保するために、追加的な不溶化处理を施し検出下限値程度まで低下させたうえで搬出をしている。

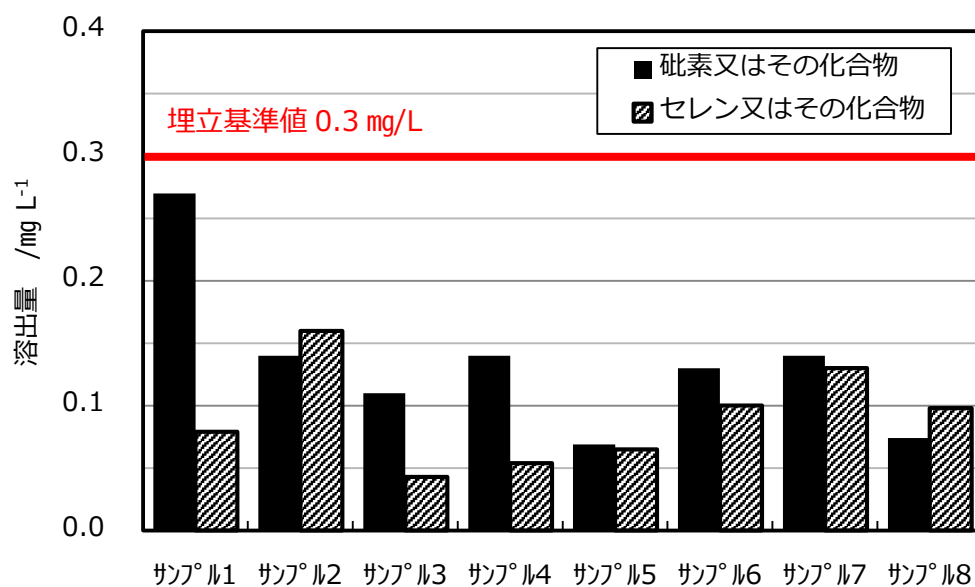


図 2-21 焼却灰からの砒素およびセレン溶出量調査結果

第3章 導入検討

第1節 導入検討手法

§15 導入検討手順

本システムの導入検討においては以下の手順で導入を検討する。

- (1) 基礎調査
- (2) 導入効果の検討
- (3) 導入判断

【解 説】

本システムの導入検討においては、導入の目的を明確にした後、図3-1に示す導入検討フローに従って、必要な情報を収集し、費用関数等を用いた導入効果の概略試算を行い、導入範囲および導入時期を含めた導入判断を行う。また、試算結果が導入効果不十分であった場合には、適用シナリオを見直して、複数回の検討を行うことが望ましい。

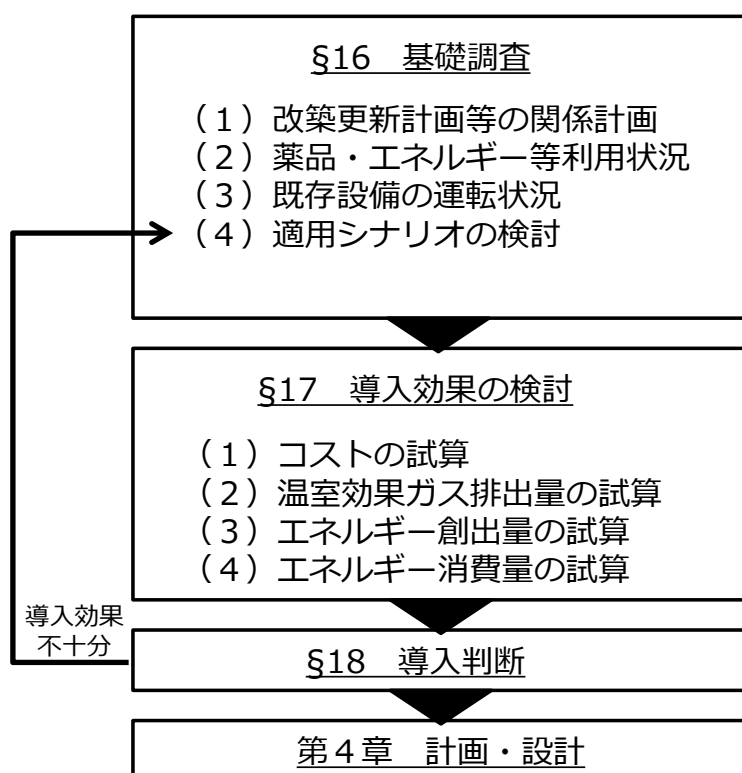


図3-1 導入検討フロー

§ 16 基礎調査

基礎調査では主に以下について調査する。

- (1) 改築更新計画等の関係計画
- (2) 薬品・エネルギー等利用状況
- (3) 既存設備の運転状況
- (4) 適用シナリオの検討

【解 説】

基礎調査は、設計検討に先立ち、これまでの計画検討状況をまとめ、運転状況の調査を行うことにより現状を明確にし、**§ 17 導入効果の検討**に必要な基礎情報を取得することを目的とし、下水道施設や関連計画等の情報の収集と整理、および運転状況の整理を行う。**表 3-1**に調査項目と収集方法をまとめた。

表 3-1 基礎調查內容

調査項目	細目	収集方法例	優先度	活用法
改築更新計画 等の関係計画	(上位計画)			
	流域別下水道整備総合計画			
	都道府県構想			
	下水汚泥処理総合計画 (個別計画)		○	設計汚泥量設定
	汚泥処理計画	—	○	設計汚泥量設定
	施設再構築基本計画		○	導入段階設定
	長寿命化事業計画 (関係法令)		○	〃
	公害防止条例等			上乗せ基準の確認
薬品・エネル ギー等利用状 況	電力消費量	管理月報	○	現状把握
	補助燃料消費量	および日報	○	〃
	高分子凝集剤消費量	(3～5年分)	○	〃
	無機凝集剤消費量		○	〃
既存設備の 運転状況	濃縮汚泥発生量・濃度	管理月報	○	設計汚泥量の設定
	脱水汚泥発生量・含水率	および日報 (3～5年分) 少なくとも 四半期毎収集	○	〃
	各設備稼働日数・負荷率	管理月報	○	設計汚泥量の設定
	場内利用二次処理水 (水量・水質・水温)	および日報 (3～5年分)	○	冷却水使用量の設定

(1) 改築更新計画等の関係計画

設備の導入検討にあたって、既存の改築更新計画等の関連下水道計画の確認を行い、導入を検討している設備の位置づけや適用法令等を調査する。特に、段階的導入を検討する場合には、既存設備の導入時期や改築更新時期が導入効果に大きな影響を与えるため、既存設備の実際の劣化状況を踏まえて、長寿命化計画等の妥当性も含めて確認する。

(2) 薬品・エネルギー等利用状況

既存の脱水設備や焼却設備がある場合には、少なくとも、管理月報等より電力消費量、燃料消費量、薬品消費量等の過去3年～5年程度分の月次履歴を整理する。望ましくは単純な消費量の把握だけでなく、定期修繕等の特殊要因での増減を区別し、定常時の消費量と非定常時の消費量を分けたうえで、定常時の消費量を汚泥処理量で割った原単位として算出することが望ましい。定常時の消費量原単位同士を導入前後で比較することで、より正確な導入効果の検討が行える。非定常時の

データを含んだまま比較検討を行うと、起動停止時の一時的な消費量変動の影響を受けて導入効果の正しい評価ができない場合がある。

（３）既存設備の運転状況

一般的な汚泥処理技術導入時の調査項目である、流入下水の水量、水質や水処理設備の運転状況を管理月報等より把握することに加えて、既存設備の稼働日数（稼働率）、濃縮・脱水汚泥性状および発生量、運転時の負荷率を整理し、現状の課題を抽出する。特に濃縮・脱水汚泥性状および発生量は、導入効果の試算に大きく影響を与えるため、最低でも四半期に一度、可能であれば毎月のデータを収集することが望ましい。また、十分な汚泥性状のデータが得られない場合には、焼却設備の補助燃料の消費量や脱水設備での凝集剤消費量、SS 回収率等のデータを基に、脱水性等を類推することも有効である。さらに、発電設備において使用されることとなる二次処理水の水質や、水温についても調査する。水質は、日報等から二次処理水の SS 濃度等を確認するとよい。水温は二次処理水の分析を行う際に付随的に測定することが多いため、そのデータを活用すると良い。

ここまで整理した結果をもとに、§ 13 に示した評価項目を参考に課題を整理し取りまとめる。段階的導入を検討する場合には、老朽化度合や、維持管理費用の内訳を鑑みて、より多くの課題を抱えている部分について優先的に更新を図る計画（シナリオ）とするのが良い。また、既存設備が遠心脱水機や、気泡流動炉である等の場合には、直接的に建設費や維持管理費を比較することも有効である。

（４）適用シナリオの検討

導入効果の検討にあたっては、導入シナリオを設定する必要がある。適用するシナリオの検討においては、§ 11 で示した適用条件・推奨条件、（１）～（３）で整理した情報、§ 12 の推奨シナリオを踏まえて、導入効果発揮の可能性が高いと思われる全てのシナリオを抽出する。

§ 17 導入効果の検討

導入効果の検討では、§ 16 で調査した内容を踏まえて適切な評価シナリオを選択し、簡易算定式により、本システムの以下の項目について試算し、現状システムおよび他システムとの比較をする。

- (1) コスト
- (2) 温室効果ガス排出量
- (3) エネルギー創出量
- (4) エネルギー消費量

【解 説】

本システムの導入を検討する際には、コスト、温室効果ガス排出量、エネルギー消費量等を算出し、現状や他システムの導入を行った場合等と比較することで導入効果の多寡を検討する。なお、本ガイドラインで提示する簡易算定式は、実証試験の成果等に基づき、特定の条件（第2章第2節における評価条件）を前提として設定したものである。他に詳細な建設費等の積算や、別途実証試験を行い維持管理費等の評価をした場合には、検討結果を踏まえ、導入下水処理場の実態に合わせた条件設定および試算を行ってもよい。

導入効果の検討手順を図3-2に示した。なお、効果試算に用いる本システムの簡易算定式は第2章第2節における評価条件を前提としており、例えば、稼働率が異なる場合には、同じ検討規模であっても年間の処理汚泥量に差異が生じるため、灰処分費や苛性ソーダ消費量等の処理汚泥量に比例する項目については処理量比例で補正することが必要になる。また、発電設備における発電量は稼働率・負荷率の影響を大きく受けるため、定格処理量以下で運転することが多い場合や、頻繁に立ち上げ立ち下げをする場合には、簡易算定式の算出の前提としている稼働率(80%)・負荷率(100%)を踏まえて必要に応じて別途設定する必要がある。

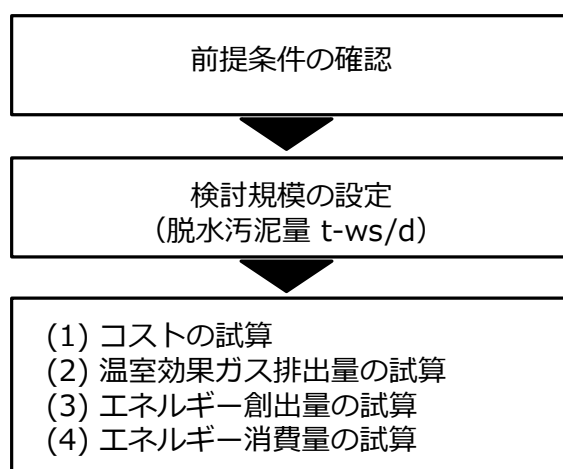


図 3-2 導入効果の検討手順

次に、検討規模（＝設計の脱水汚泥処理量）[t-wet/d] の設定をする。本ガイドラインで提示した簡易算定式における検討規模は、以下の式により固形物量基準で含水率 76%相当に換算した脱水汚泥量となっている。ただし、濃縮汚泥や脱水汚泥の貯留や、一時的な外部搬出等の合理的な手段により規模を調整することが可能であれば、その点を加味して検討規模を調節すると良い。検討規模を決めると、簡易算定式により各種費用や消費量が算出可能となる。

検討規模 x [t-wet/d]

＝日最大汚泥量（固形物量）[t-DS/d] $\times 100\% \div (100\% - \text{脱水汚泥含水率}[\%]) \div \text{稼働率} \div \text{基数}$

（１）コストの試算

コストの試算においては、各設備および各費目に設定された簡易算定式等を用いて積算を行う。簡易算定式の適用範囲は脱水汚泥 100 t-wet/d から 300 t-wet/d の検討規模とする。また、導入シナリオによっては、導入時期が前後することによる追加的費用が生じる場合があり、その額は配置、利用期間、既設流用可否等によって大きく変化するため、個別に費用を積算し、足し合わせる必要がある。さらに、3 技術を一括導入する場合と個別に導入する場合には、追加的費用とは別に、建設費に含まれる据付工事費や人件費等に増減が出るが、本簡易算定式は一括導入の場合を前提としており、段階的導入ケースにおいてより正確な評価を行いたい場合には、その差分を個別に調整することが不可欠である。具体的な調整・試算方法例については、第 2 節および資料編 II. 簡易算定式に示した。

1) 建設費

建設費は、表 3-2 に示した費用関数で総額を算出する。なお、表中の x は脱水汚泥ベースの設計の検討規模[t-wet/d]（含水率 76%換算）である。なお、脱水設備の費用関数は、予備機を含まないことに留意する。

表 3-2 建設費用関数

脱水設備	機械設備： $y_1 = 3.365x + 444.3$
燃焼設備	土木設備： $y_2 = 0.438x + 117$
	機械設備： $y_3 = 9.000x + 1533$
	電気設備： $y_4 = 1.000x + 600$
発電設備	機械設備： $y_5 = 0.772x + 282$

y_n ：建設費[百万円] x ：検討規模[t-wet/d]（含水率 76%換算、 $100 \leq x \leq 300$ ）

2) 維持管理費

維持管理費は、表 3-3 に示した消費量の簡易算定式で各々の年間消費量を算出し、設定した単価をかけて算出する。なお、点検補修費は、脱水設備、燃焼設備の建設費年価の 2.4%と、発電設備の建設費年価の 1.3%を計上し、人件費は 100～300 t-wet/d の範囲で規模によらず一定で年間

5,500万円を計上する。

表 3-3 消費量・発生量の簡易算定式

	消費量・発生量	単価（参考）	
脱水設備	電力 MWh/y : $y_6=4.654x$	15 円/kWh	
	高分子凝集剤 t/y : $y_7=0.516x$	50 万円/t	注入率 0.7%-TS
	ポリ硫酸第二鉄 t/y : $y_8=3.688x$	2 万円/t	注入率 5%-TS
燃焼設備	電力 MWh/y : $y_9=15.26x+115.3$	15 円/kWh	
	燃料 kL/y : $y_{10}=0.252x+1.439$	90 円/L	
	苛性ソーダ t/y : $y_{11}=4.050x$	4 万円/t	
	焼却灰 t/y : $y_{12}=17.101x$	0.8 万円/t	
発電設備	電力 MWh/y : $y_{13}=0.320x+57.44$	15 円/kWh	

y_n : 消費量・発生量 x : 検討規模[t-wet/d]（含水率 76%換算、適用範囲 $100 \leq x \leq 300$ ）

なお、各種ユーティリティ単価は、調達単価を調査して、適切な値を設定することが望ましい。特に、電力費や燃料費等で過去の単価変動が大きいものに関しては、実績をベースにしつつも、耐用年数（10～15年以上）を考慮して余裕を持った設定とすることが望ましい。また、高分子凝集剤やポリ硫酸第二鉄、苛性ソーダ等の工業用薬品の単価は、調達規模・方式、出荷地との距離等により大きく変動するため、新規に取り扱う薬品はメーカーから見積もりを取得する等して単価を設定することが望ましい。エネルギー（電力および燃料）消費量についても頻繁な立ち上げ、立ち下げを行う場合等には、大きく乖離する可能性があることに留意する。

3) 解体・廃棄費

解体廃棄費は、建設費年価の 10%を毎年計上する。

4) ライフサイクルコスト

ライフサイクルコストは、建設費年価、維持管理費、解体・廃棄費を足し合わせて算出する。

（2）温室効果ガス排出量の試算

温室効果ガス排出量の試算においては、簡易算定式で算出される電力消費量、燃料消費量等に表 2-9 に示した排出原単位をかけて算出する。なお、施設の建設段階および解体・撤去時の温室効果ガス排出量については、「下水道における LCA 適用の考え方（平成 22 年 2 月国土交通省国土技術政策総合研究所）」終末処理場における環境負荷量（LC-CO₂）の算定事例から、建設段階 19.3%、供用段階 80.2%、解体・撤去時 0.5%の比率で換算し算出した。また、N₂O においては、資料編 I. 実証試験に示した実証試験における測定結果より、排出量原単位として 0.213 kg-N₂O/t-wet と設定する。

(3) エネルギー創出量の試算

エネルギー創出量の試算においては、設定された発電量関数を用いて試算する。発電量関数を表 3-4 に示した。発電量関数は、汚泥の熱量 ($\propto$ VTS) や冷却水として使われる二次処理水温によって左右されるが、資料編 II. 簡易算定式にそのような場合の試算結果を合わせて示している。

表 3-4 エネルギー創出量の簡易算定式

発電量	
発電設備	$y_{14}=13.04 \ x-275.1$

y_{14} : 発電量[MWh/y] x : 検討規模[t-wet/d] (含水率 76%換算、適用範囲 $100 \leq x \leq 300$)

(4) エネルギー消費量の試算

エネルギー消費量の試算においては、電力および燃料の消費量に表 3-5 に示したエネルギー原単位を掛けて試算する。

表 3-5 熱量ベースの換算係数

エネルギー	原単位
電力	9.484 MJ/kWh
A 重油	39.1 MJ/L

§ 18 導入判断

本システムの導入可否は、§ 17 で算定した定量的な導入効果から総合的に判断する。また、検討条件によって導入効果が小さい、または得られない場合には、その原因を分析し再度ケースを設定しなおして検討を行うことが望ましい。

【解 説】

本システム導入時のコスト等を算出後、従来技術や他システムとの比較を行い、本技術の導入判断を行う。コストのみならず、温室効果ガス排出量等の全ての項目で有意性を示すことが望ましいが、導入自治体および導入下水処理場が持つ固有の優先順位を設定し、例えばコストを重視して導入判断をすることも構わない。また、これらの視点以外で、例えば、敷地に余裕が少ない下水処理場等において低含水率化されることによる燃焼設備のスペースの縮小等の点を導入判断に加味しても良い。

検討を行った結果、優位性が得られなかった場合においても、検討シナリオの見直しにより優位性が得られる可能性がある。図 3-3 にコスト優位性が得られない場合のシナリオの見直し方策の例を示した。汚泥処理量を見直すことで、規模の効果の享受を期待することや、図 3-4 に示したように、設計の汚泥処理量を脱水機や発電機の機種ラインナップの区切りに合わせることで、負荷率・稼働率を高めて効率化すること、また段階的導入を前倒し、追加的費用の低減や連携効果の発現を前倒すこと等が有効である。

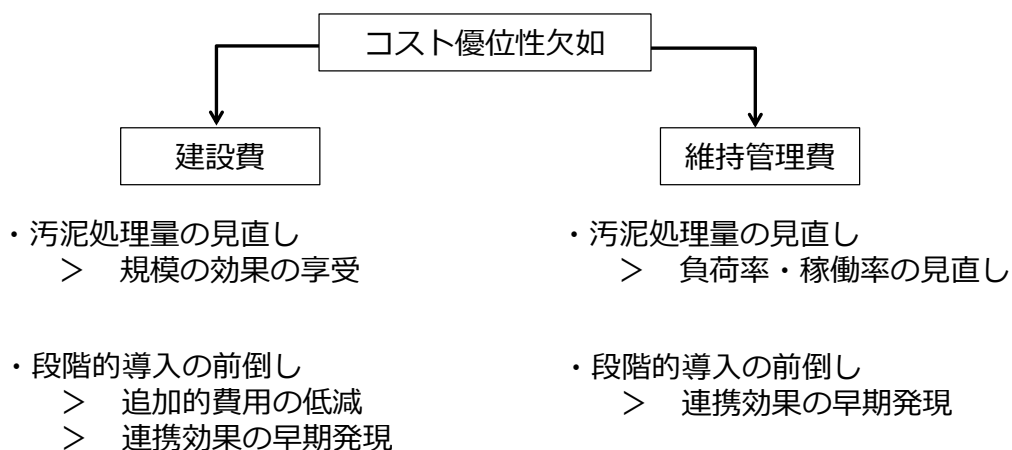


図 3-3 シナリオの見直し方策例

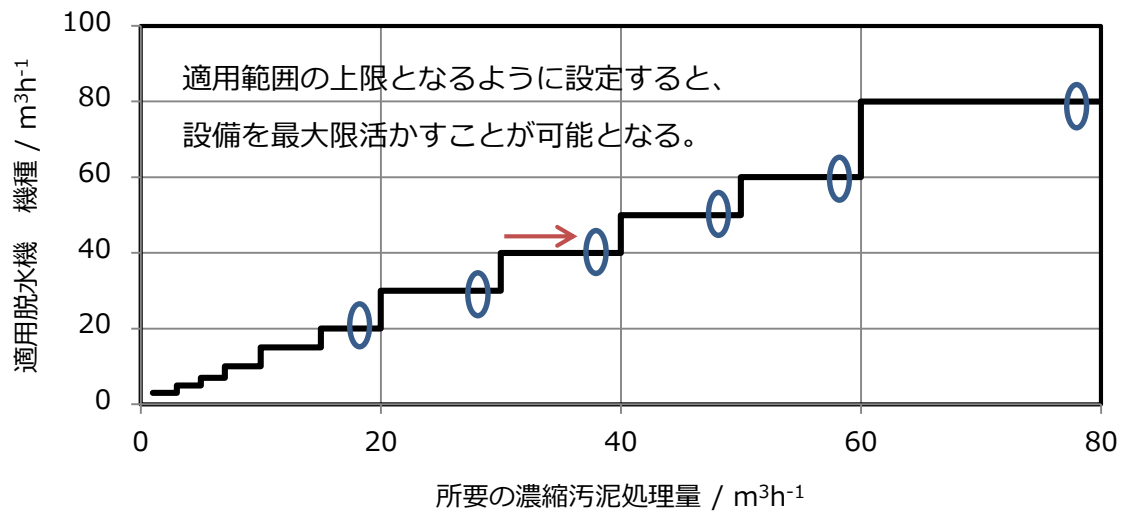


図 3-4 脱水機選定における規模の効果

第2節 導入効果の検討例

(1) 試算条件の設定

本節では、追加的費用の発生が少なく、効果が早期に発現する条件として以下3ケースを設定し、試算結果を費用関数等による試算方法の説明と合わせて解説をする。またその他のケース（既存の焼却設備を改造するケース、消化汚泥を対象としたケース）および比較対象となる従来技術（一液調質脱水機＋流動焼却炉）に関する試算については資料編 III. ケーススタディに試算方法および試算結果を収録している。なお、従来技術の試算と、本システムに関する試算では試算範囲が多少異なるため、図 3-5 にその対応表を示した。

- ・ CASE-1：一括導入ケース
- ・ CASE-2：脱水・燃焼先行導入ケース
- ・ CASE-3：燃焼・発電先行導入ケース

処理規模は、CASE-1 を 100 t-wet/d とし、CASE-2、CASE-3 は 200 t-wet/d とし、燃焼設備および発電設備は単基とする。また CASE-2 および CASE-3 の更新スケジュールを表 3-6 および表 3-7 に示す。双方ともに5年目に設備を追加・更新（6年目より効果が発現）するとした。その他の条件設定については、簡易算定式の算出に用いた条件をそのまま適用した。また、CASE-3 については、脱水設備からの汚泥移送経路の付け替えを伴う追加的費用の発生があるため、資料編 II. 簡易算定式に示した段階的導入時における補正方法を用いて、脱水設備の建設費を補正し計上している。なお、ここで特に示した条件以外については、第2章において設定した条件を踏襲した。

表 3-6 CASE-2 の更新スケジュール

年次	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
脱水	更新(革新技術)															更新(革新技術)					~30年
燃焼	更新(革新技術)										更新(革新技術)										
発電						導入(革新技術)															

表 3-7 CASE-3 の更新スケジュール

年次	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
脱水						更新(革新技術)*															~30年
燃焼	更新(革新技術)										更新(革新技術)										
発電	導入(革新技術)															更新(革新技術)					

※一括導入時と異なり、脱水～燃焼設備間の汚泥移送経路付け替え費が追加的に発生する

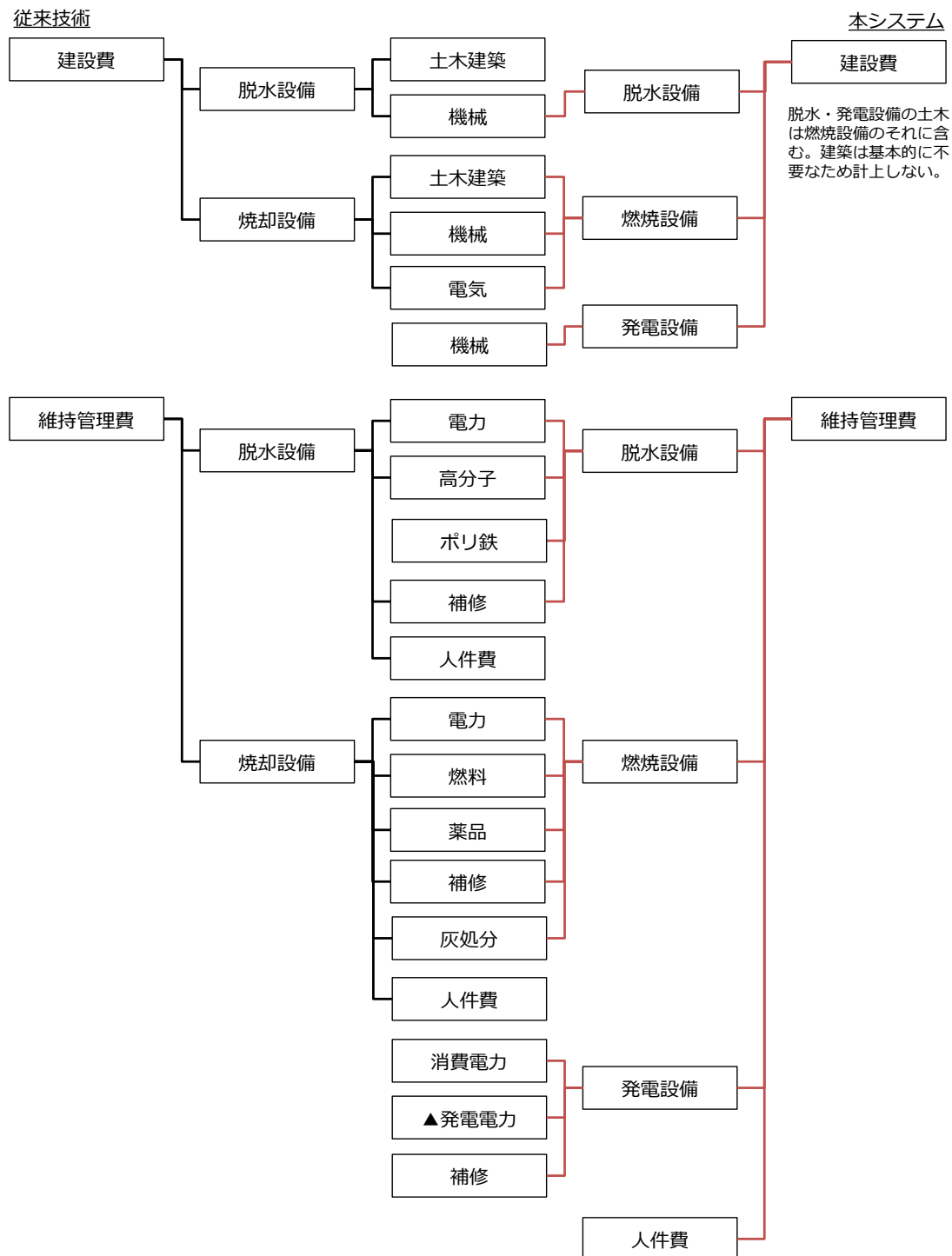


図 3-5 費用構造

(2) 導入効果の検討結果 (CASE-1)

表 3-8～表 3-11 および図 3-6～図 3-8 に、従来技術と比較した導入効果の試算結果を示した。全ての比較項目で大幅な削減を達成した。特に、コストにおける維持管理費は4割強の削減率となり、

ライフサイクルコストの低減に寄与している。また、エネルギー消費量（ここでは、発電によるエネルギー創出量を差し引いた消費量）においては燃焼設備において定常的に自然が可能であることを反映して、燃料消費量が9割以上低減された。また、発電設備からの電力で全体の消費エネルギーの約半分を賄えることが示された。同様に温室効果ガス排出量については、補助燃料使用と電力使用に由来するCO₂排出量低減と燃焼に伴うN₂O排出量の低減がそれぞれ大きく6割以上の低減となった。

表 3-8 導入効果の試算結果 (CASE-1)

	従来技術	本システム	低減率
ライフサイクルコスト	10.24 億円/年	7.10 億円/年	30.6 %
エネルギー消費量※	52,754 GJ/年	12,113 GJ/年	77.0 %
温室効果ガス排出量	10,222 t-CO ₂ /年	3,544 t-CO ₂ /年	65.3 %
エネルギー創出量	—	1,029 MWh/年	—

※発電によるエネルギー創出量を差し引いた消費量

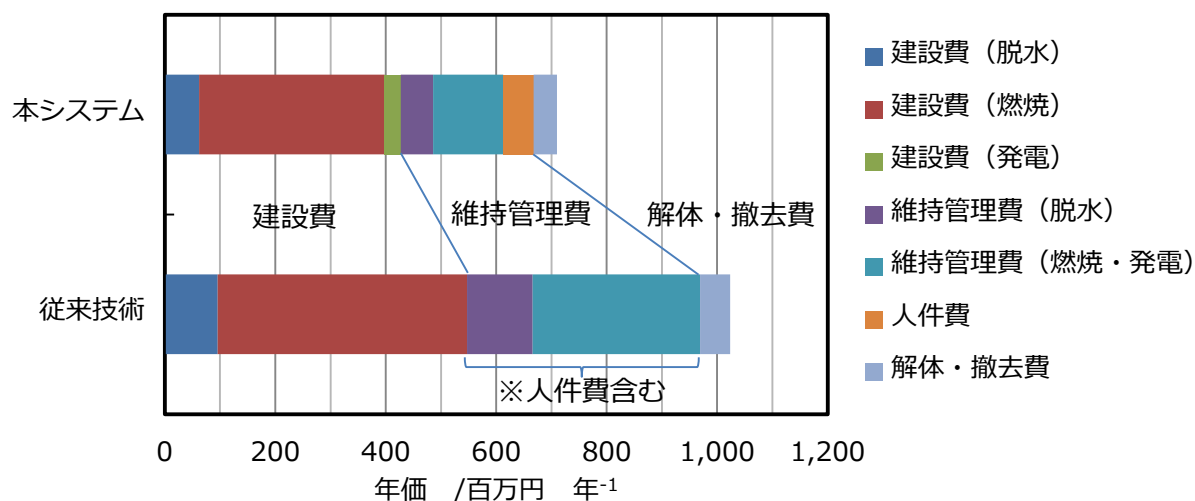


図 3-6 CASE-1 のライフサイクルコスト（年価換算）

表 3-9 CASE-1 のライフサイクルコスト（年価換算）

百万円/年	従来技術	本システム	低減率
建設費・脱水設備	95.7	62.1	21.9%
建設費・燃焼設備	451.1	336.3	
建設費・発電設備	－	28.6	
維持管理費・脱水設備	118.9	58.9	43.0%
維持管理費・燃焼設備	303.3	135.9	
維持管理費・発電設備	－	－9.4	
人件費	維持管理費に含む		55.0
解体・撤去費	54.7	42.7	21.9%

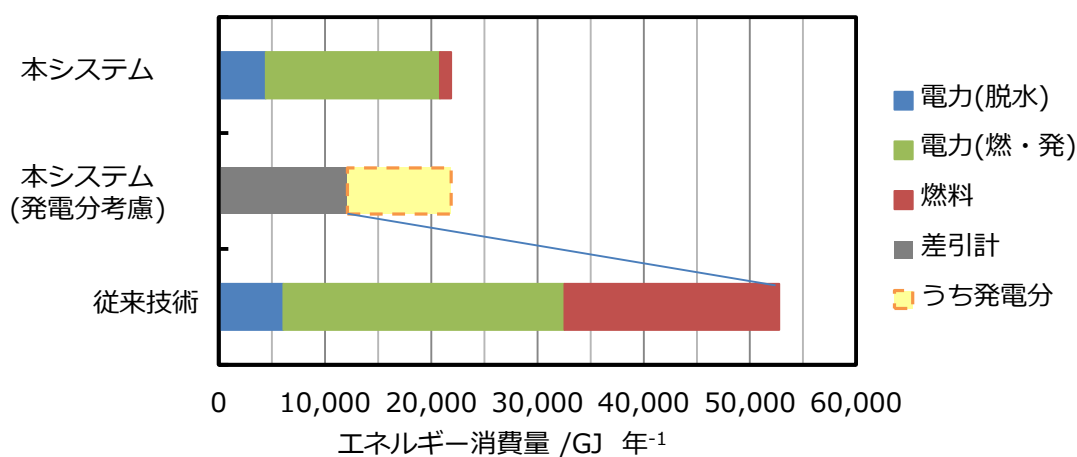


図 3-7 CASE-1 のエネルギー消費量

表 3-10 CASE-1 のエネルギー消費量

GJ/年	従来技術	本システム	低減率
消費電力・脱水設備	6,093	4,414	27.5%
消費電力・燃焼設備	26,447	15,566	41.1%
消費燃料・燃焼設備	20,215	1,040	94.9%
消費電力・発電設備	－	848	－
発電電力・発電設備	－	－9,756	－

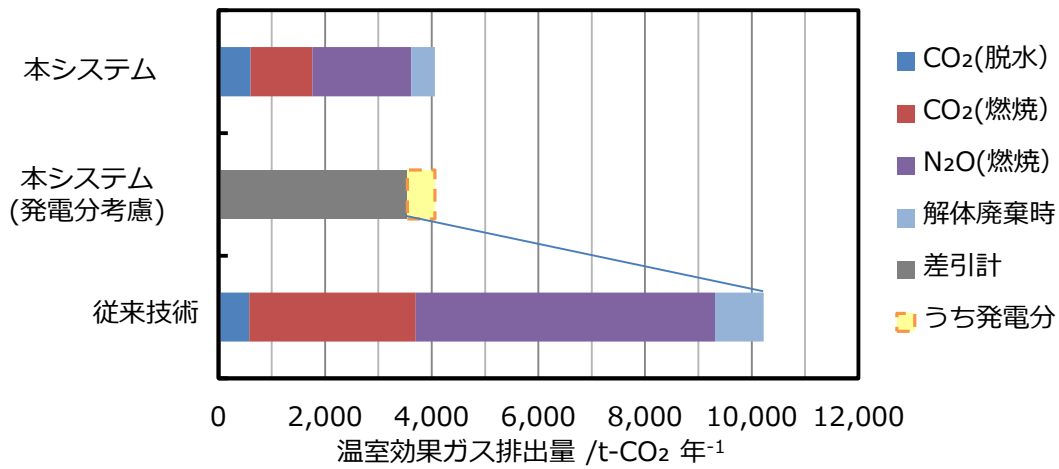


図 3-8 CASE-1 の温室効果ガス排出量

表 3-11 CASE-1 の温室効果ガス排出量

t-CO ₂ /年	従来技術	本システム	低減率
CO ₂ ・脱水設備	581	589	-1.4 %
CO ₂ ・燃焼設備	3,116	1,157	62.9 %
N ₂ O・燃焼設備	5,613	1,853	67.0 %
CO ₂ ・発電設備	0	-517	-
建設+解体廃棄時	913	447	-

(2) 導入効果の検討結果 (CASE-2)

CASE-2 における本システムの導入効果を、従来技術及び一括導入シナリオとの比較で評価した。図 3-9～図 3-12 及び表 3-12～表 3-13 に試算結果を示した。なお、累計コストは投資年次に建設費年価×耐用年数分の費用を計上し、維持管理費は毎年計上した。脱水・燃焼を先行し、後から発電設備を導入するケースでは、一括導入シナリオに比べ建設費が約 1 %、発電設備導入前の維持管理費が 8% 上昇するものの、従来技術との比較では、建設費が 28%、発電設備導入前の維持管理費が 43% 削減され、20 年間の累計コストで約 4 割削減される等、一括導入に近い導入効果が得られることが確認できた。なお、GHG 排出量は発電設備の追加によって 2 割程削減された。

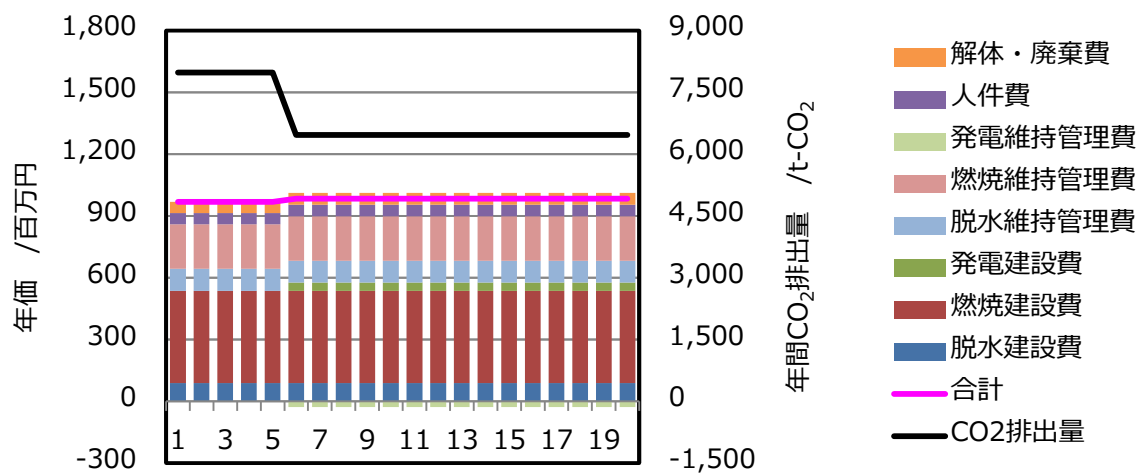


図 3-9 ライフサイクルコスト（年価換算）と GHG 排出量の推移（革新技術（脱水・燃焼先行））

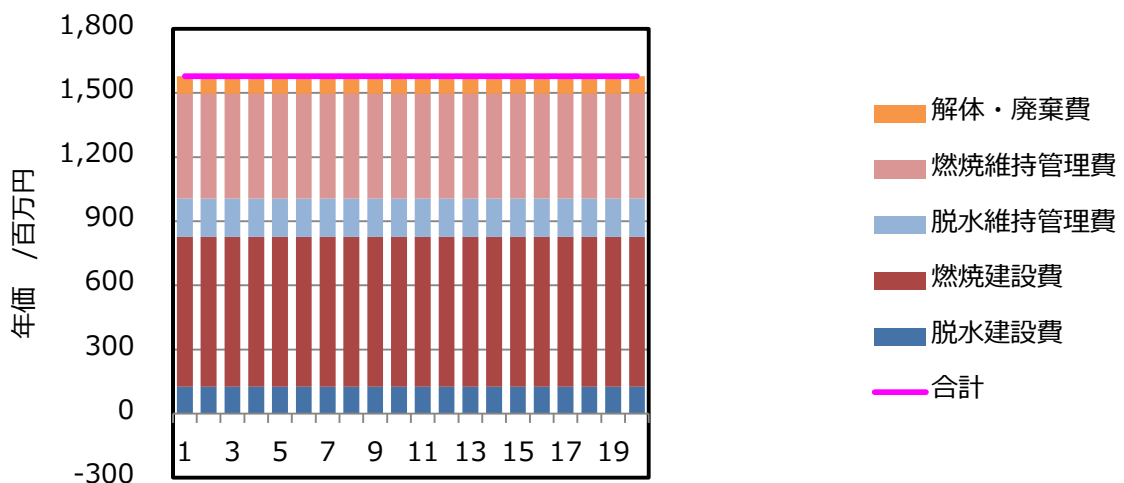


図 3-10 ライフサイクルコスト（年価換算）の推移（従来技術）

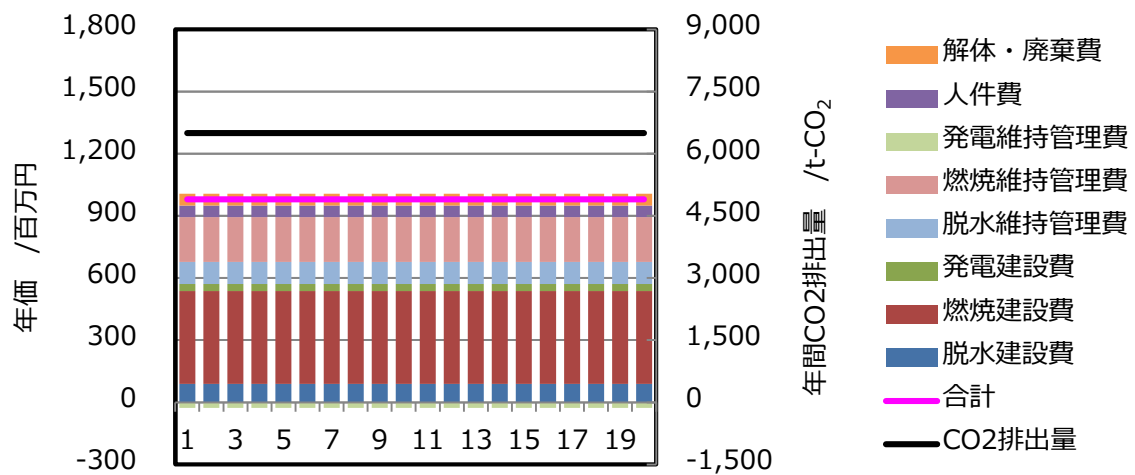


図 3-11 ライフサイクルコスト（年価換算）と GHG 排出量の推移（革新技術（一括導入））

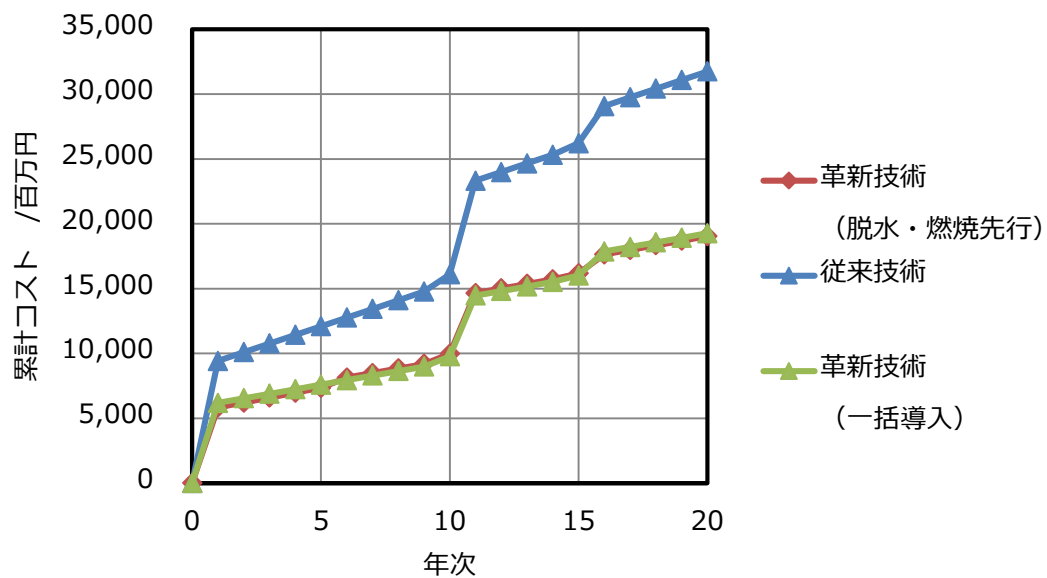


図 3-12 各シナリオにおける累計コストの推移比較 (CASE-2)

表 3-12 CASE-2 の累計コスト

年次	革新技術 (脱水・燃焼先行) 百万円	従来技術 百万円	革新技術 (一括導入) 百万円	設備の導入・更新
1	5,833	9,423	6,185	脱水・燃焼の導入
2	6,211	10,091	6,536	
3	6,589	10,760	6,886	
4	6,968	11,428	7,237	
5	7,346	12,096	7,588	
6	8,133	12,765	7,939	発電の導入※
7	8,484	13,433	8,289	
8	8,834	14,102	8,640	
9	9,185	14,770	8,991	
10	9,969	16,094	9,775	燃焼の撤去
11	14,658	23,321	14,463	燃焼の更新
12	15,008	23,989	14,814	
13	15,359	24,658	15,165	
14	15,710	25,326	15,515	
15	16,172	26,214	16,016	脱水の撤去
16	17,640	29,079	17,863	脱水の更新
17	17,991	29,747	18,214	
18	18,342	30,415	18,565	
19	18,692	31,084	18,915	
20	19,043	31,752	19,266	

※一括導入の場合、発電設備は1年目に導入され、15年目に撤去、16年目に更新となる。

表 3-13 各シナリオにおける革新技術の導入コスト比較

		革新技術 (脱水・燃焼先行)	従来技術	革新技術 (一括導入)
建設費(6年目以降)	百万円/年	576.4	798.8	571.2
維持管理費(6年目以前)	百万円/年	378.2	668.4	350.7

(3) 導入効果の検討結果 (CASE-3)

CASE-3における本システムの導入効果を、従来技術及び一括導入シナリオとの比較で評価した。規模が同等のため、従来技術及び一括導入シナリオのライフサイクルコスト推移はCASE-2と同じである。図 3-13～図 3-14 及び表 3-14～表 3-15 に試算結果を示した。燃焼・発電を先行し、後から脱水設備を導入するケースでは、一括導入シナリオに比べ建設費が約2%、脱水設備導入前の維持管理費が17%上昇するものの、従来技術との比較では、建設費が27%、脱水設備導入前の維持

管理費が39%削減され、20年間の累計コストで約4割削減されることが確認できた。また、CASE-2との比較では、脱水設備の導入を遅らせることにより、非低含水率の脱水汚泥が供給し続けられるため、燃焼設備における補助燃料および電力消費量が大きくなり、システム全体の維持管理費が非効率となることが示された。このように、脱水設備は後段の全ての設備に影響を与えるため、建設時の追加的費用抑制を考慮しつつ、可能な限り上流側から整備を進めることにより投資効果の前倒し享受が可能となる。

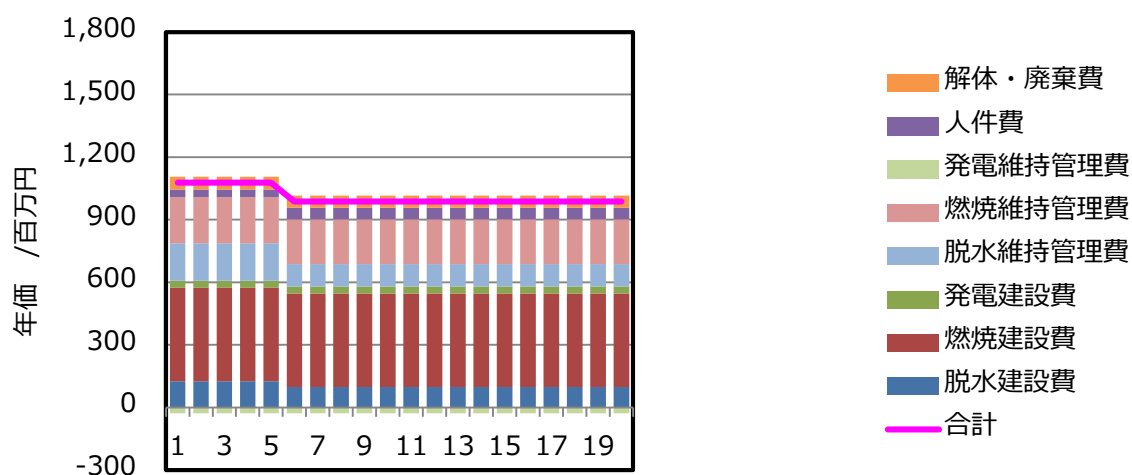


図 3-13 ライフサイクルコスト（年価換算）の推移（革新技術（燃焼・発電先行））

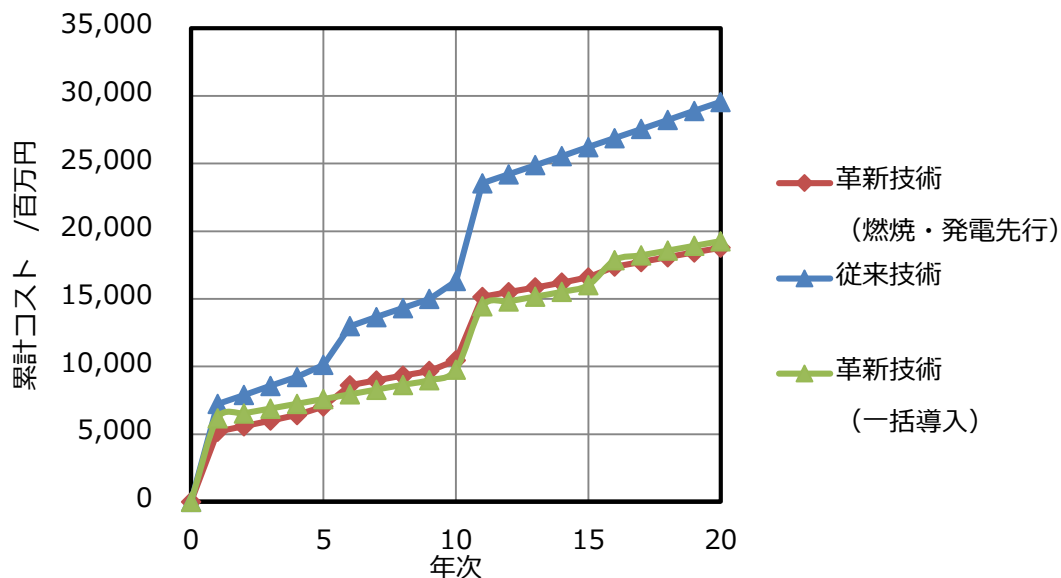


図 3-14 各シナリオにおける累計コストの推移比較（CASE-3）

表 3-14 CASE-3 の累計コスト

年次	革新技術 (燃焼・発電先行) 百万円	従来技術 百万円	革新技術 (一括導入) 百万円	設備の導入・更新
1	5,184	7,227	6,185	燃焼・発電の導入
2	5,593	7,895	6,536	
3	6,003	8,563	6,886	
4	6,412	9,232	7,237	
5	7,042	10,120	7,588	
6	8,621	12,984	7,939	脱水の導入※
7	8,972	13,653	8,289	
8	9,323	14,321	8,640	
9	9,673	14,990	8,991	
10	10,458	16,314	9,775	燃焼の撤去
11	15,146	23,540	14,463	燃焼の更新
12	15,497	24,209	14,814	
13	15,848	24,877	15,165	
14	16,198	25,546	15,515	
15	16,593	26,214	16,016	発電の撤去
16	17,380	26,882	17,863	発電の更新
17	17,730	27,551	18,214	
18	18,081	28,219	18,565	
19	18,432	28,888	18,915	
20	18,783	29,556	19,266	

※従来技術及び一括導入の場合、脱水設備は1年目に導入され、15年目に撤去、16年目に更新が発生する。

表 3-15 各シナリオにおける革新技術の導入コスト比較

		革新技術 (燃焼・発電先行)	従来技術	革新技術 (一括導入)
建設費(6年目以降)	百万円/年	580.1	798.8	571.2
維持管理費(6年目以前)	百万円/年	409.6	668.4	350.7

第4章 計画・設計

第1節 導入計画

§19 導入計画手順

第3章第1節での検討結果を踏まえ、以下の手順で導入計画を策定する。

- (1) 詳細調査
- (2) 基本計算
- (3) 施設計画の検討
- (4) 導入効果の検証
- (5) 導入計画の策定

【解説】

第3章にて、導入効果が見込まれると判断された場合には、図4-1の手順で導入計画を策定する。

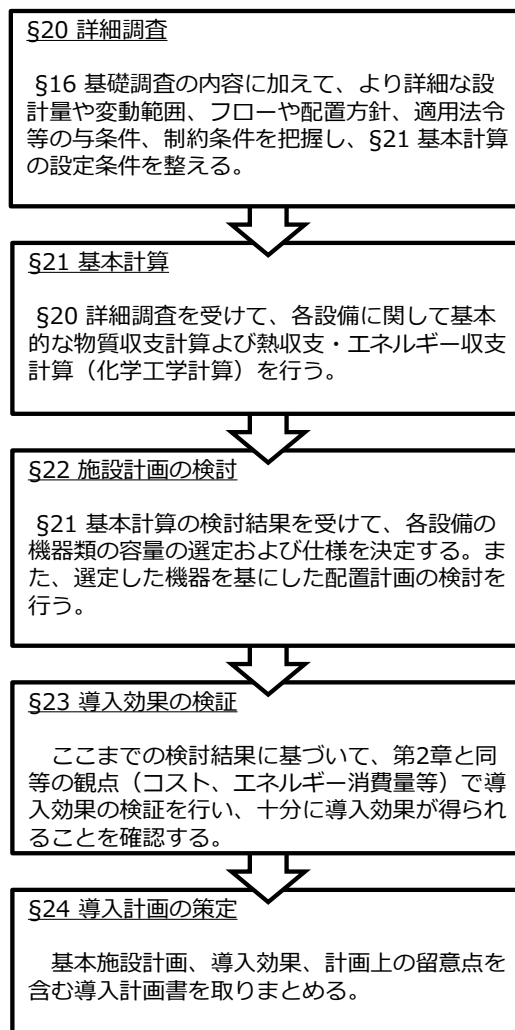


図4-1 導入計画手順

§ 20 詳細調査

設計に先立ち以下の項目を明確化するために詳細調査を行う。

- (1) 設計濃縮汚泥量および性状
- (2) 設計脱水汚泥量および性状
- (3) 二次処理水温度およびその変動、二次処理水利用可能量
- (4) 基本設備フローおよび配置方針
- (5) 適用法令の確認

【解 説】

(1) 設計濃縮汚泥量および性状

導入検討での基礎調査情報（§ 16）を基に年間変動を考慮して、計画処理汚泥量および表 4-1 に示した施設計画の基本となる処理汚泥性状の代表値および変動範囲を設定する。導入施設での計画処理汚泥量は、計画 1 日最大汚水量と計画流入水質を用いて算出するが、汚泥処理施設の計画には実績値を考慮し汚泥処理施設からの返流水による負荷も加味した量とする。また計画処理汚泥量の設定にあたっては、将来的な流入水量の変化だけではなく、流入水質の変化等に起因する流入水量当たりの発生汚泥量の変化や、一年を通じた季節変動パターン特性も考慮し、固形物収支計算により計画処理汚泥量を算出する。

表 4-1 濃縮汚泥の設定

項目	内容	備考
汚泥種類	混合生汚泥等	低含水率化技術の性能（含水率代表値）および機種選定に使用
濃度（％）	代表値および変動範囲	
強熱減量（％）	代表値および変動範囲	
繊維状物（％）	代表値	100 メッシュとする

(2) 設計脱水汚泥量および性状

(1) で設定した設計濃縮汚泥に対し、表 4-2 に示す施設計画の基本となる脱水汚泥性状の代表値及び変動幅を設定する。脱水汚泥量は設計濃縮汚泥の固形分と、脱水機の性能により決定される含水率によって算出される。含水率は表 4-3 により設定する方法と、実設備を用いた試験や遠沈管試験といった手法によって設定する方法があり、後者の方がより実態に沿った結果となることから好ましい。可燃分率は表 4-3 により設定する方法と、過去の分析結果から設定する方法がある。なお、脱水汚泥の性状範囲としては図 4-2 に示す P1～P6 の範囲を基本とする。P5 の上部および、P2 の下部を想定していないのは、表 4-3 に示されているように、可燃分率が高い場合には含水率が高い可能性が高く、可燃分率が低い場合には含水率が低い可能性が高いという、脱水機に一般的に適用される含水率と可燃分率の相関を反映したものである。

表 4-2 脱水汚泥性状

項目	内容	備考
含水率 [%]	変動幅 $W_{\min} \sim W_{\max}$	代表値 $W_s = (W_{\min} + W_{\max}) / 2$
可燃分率 [%]	変動幅 $V_{\min} \sim V_{\max}$	代表値 $V_s = (V_{\min} + V_{\max}) / 2$
可燃分組成 [%-VS]	炭素	Z_C
	水素	Z_H
	窒素	Z_N
	酸素	Z_O
	硫黄	Z_S
高位発熱量 [MJ/kg-DS]	H_{HV}	試算式より算出※ ¹
低位発熱量 [MJ/kg-wet]	L_{HV}	試算式より算出※ ²

※¹ : $H_{HV}[\text{MJ/kg-DS}] = 4.186 \times \{ (58.3 \times V_s) - 193 \}$

※² : $L_{HV}[\text{MJ/kg-wet}] = (H_{HV} - (Z_H \times 9 \times V_s) \times 2.5) \times (1 - W_s) - W_s \times 2.5$

汚泥焼却炉の省エネルギー化に関する調査報告書より引用。なお、ここでの低位発熱量には汚泥中の水素に由来する水分だけでなく、元々保有している水分も含んでいることに留意すること。

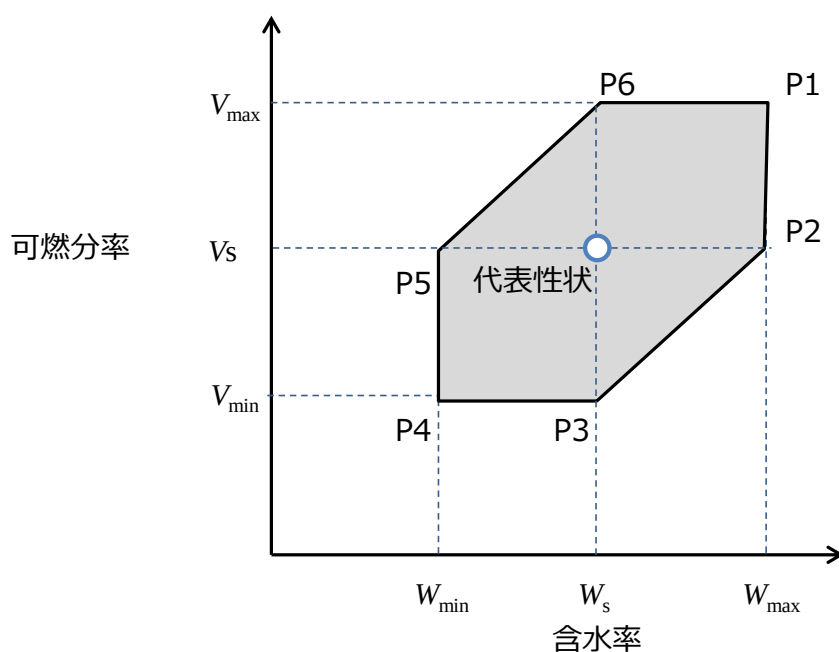


図 4-2 脱水汚泥性状範囲

表 4-3 機内二液調質型遠心脱水機 標準性能表

対象汚泥性状		水処理方式			標準活性汚泥法・高度処理法										
		汚泥の種類			混 合 性 汚 泥										
			強熱減量（VTS）	【％】	86.0 ～ 83.0		83.0 ～ 80.0		80.0 ～77.0		77.0 ～ 75.0		75.0 ～72.0		
		汚泥性状	供給汚泥場物（TS）	重力式	【％】	1		（分流式） 1.5		2		（合流式） 2.5		3	
機械式	【％】			3.5程度		3.5程度		3.5程度		3.5程度		-			
			繊維状物（100メッシュ）		【％】	10	20	10	20	10	20	10	20	10	20
機内二液調質型遠心脱水機	重力濃縮	2液調質	脱水汚泥含水率		【％】	75	74	74	72	73	71	71	69	69	68
			処理量		【m ³ /h	標準処理量		標準処理量		標準処理量		標準処理量		標準処理量	
			固形物（SS）回収率		【％】	96以上		96以上		96以上		96以上		96以上	
			薬注率（対TS：無機）		【％】	20以下		20以下		20以下		20以下		20以下	
			薬注率（対TS：ホリマー）		【％】	1.2以下		1.0以下		0.9以下		0.8以下		0.7以下	
	機械濃縮	2液調質	脱水汚泥含水率		【％】	75	74	74	72	73	71	71	69	-	-
			処理量		【m ³ /h	標準0.7倍		標準0.7倍		標準0.8倍		標準0.8倍		-	
			固形物（SS）回収率		【％】	97以上		97以上		97以上		97以上		-	
			薬注率（対TS：無機）		【％】	20以下		20以下		20以下		20以下		-	
			薬注率（対TS：ホリマー）		【％】	1.2以下		1.0以下		0.9以下		0.8以下		-	

※日本下水道事業団機械設備工事一般仕様書より引用

(3) 二次処理水温度およびその変動、二次処理水利用可能量

二次処理水温度等は、排熱発電設備の発電量の試算に不可欠な情報である。二次処理水温度には年間変動があり、地域差や処理場による差が大きい。そのため、少なくとも年間の最低水温、最高水温を把握し、できるだけ各月の水温も把握する。また、既存設備で利用している二次処理水の使用量、既存供給設備の最大供給能力と、ストレーナ、急速ろ過装置等のスペックを確認することが必要である。排熱発電設備の冷却水は、基本的に燃焼設備の排煙処理に利用していた水量を排熱発電設備の冷却水に振り分け、凝縮器で冷熱を利用されたのちに排煙処理塔へ導入するカスケード利用をすることで、二次処理水使用量の増加および消費電力の増加を抑制することができる。

(4) 基本設備フローおよび配置方針

§ 19 において導入効果を確認したシナリオと、既存設備との取り合いを踏まえて、導入する設備の基本的なフローを設定する。また、基本設備フローを踏まえて、導入を予定する下水処理場の敷地条件を調査し、概略の配置方針を検討する。なお、ここでの配置方針の検討は、基本設備フローが敷地の制約条件から明らかに不適となる可能性を排除することを目的としており、詳細な配置検討は § 22 以降で決定する。一般的に燃焼設備は焼却炉の更新用地等が確保されていることが多いため、燃焼設備の配置を軸に、脱水設備と発電設備を近接して配置することを原則とする。ここで決定したフローをもとに、§ 21 で基本計算を実施する。

(5) 適用法令の確認

本システムを構成する3設備の関係法令を表 4-4 にまとめた。設計および運転時にはこれら法令を順守する必要があるため、ポイントを良く確認し、対応に漏れが無いように留意する。ここに示

した法令以外にも、水質汚濁、騒音、振動、悪臭等の公害防止措置が各法令で求められているが一般的な脱水、焼却設備と共通するため、ここでは省略する。なお、各自治体による上乘せ規制がある場合があるので、個別の確認が必要である。

高効率排熱発電設備については、下水道設備で通常用いられている非常用発電設備とは異なり、電気事業法に基づくボイラー・タービン主任技術者等の有資格者の選定や、工事計画書の提出等の事前に準備が必要な事項、維持管理上対応が必要な事項が多くあるため、その対応について早期に計画をすることが求められる。

表 4-4 関係法令

設備	関係法令	内容
低含水脱水設備	労働安全衛生法・安衛則 ^{※1}	定期自主検査義務
低空気比省エネ燃焼設備	廃掃法 ^{※2}	方法・構造要件、作業環境測定
	大気汚染防止法	設置届出、ばいじん等の定期測定
	D X N 類特措法 ^{※3}	DXN 類濃度測定
高効率排熱発電設備	電気事業法	電気主任技術者、ボイラー・タービン主任技術者の選任、保安規程の作成届出、工事計画書提出、溶接検査、使用前検査、定期事業者検査
	消防法・消防活動阻害物質	貯蔵届出（アンモニア 200 kg 以上）
	労働安全衛生法・特化則 ^{※4}	特定化学設備の設置届け出

※1 安衛則：労働安全衛生規則、※2 廃掃法：廃棄物の処理及び清掃に関する法律

※3 D X N 類特措法：ダイオキシン類対策特別措置法、※4 特化則：特定化学物質障害予防規則

（電気事業法について）

高効率排熱発電設備の設置時には、電気事業法の規定により表 4-4 に示す事項について、定められた時期に設置者（発注者）が必要な手続き及び主任技術者の選任等を行う必要がある。期限等を図 4-3 に示した。

最初に必要な手続きは、電気主任技術者の選任、ボイラー・タービン主任技術者の選任、保安規程の届出である。ボイラー・タービン主任技術者には、有資格者または学歴等の条件を満たすものの中から主務大臣の許可を受けて主任技術者に選任（許可選任）することや、外部選任することも可能である。また、選任者は常時勤務することが求められるが、30 分以内の事業場であれば兼任することも可能である。

主任技術者の選任等が受理された後、工事計画届出書の提出を行う。届出書は着工 30 日前までに受理される必要がある。着工とは、基礎杭を打つ場合は「基礎杭打ちが行われる日」、基礎杭を打たない場合は「基礎コンクリートの打設工事が行われる日」となる事を考慮した工程とする必要がある。

工事着手後には、技術基準に従い熱交換器、圧力容器等の一部の機器に対する溶接事業者検査お

よび第三者が実施する溶接安全管理審査の受審、工事完了後には使用前自主検査および第三者が実施する使用前安全管理審査の受審が必要である。

供用開始後には、定期事業者検査および第三者が実施する定期安全管理審査を実施しなければならない。

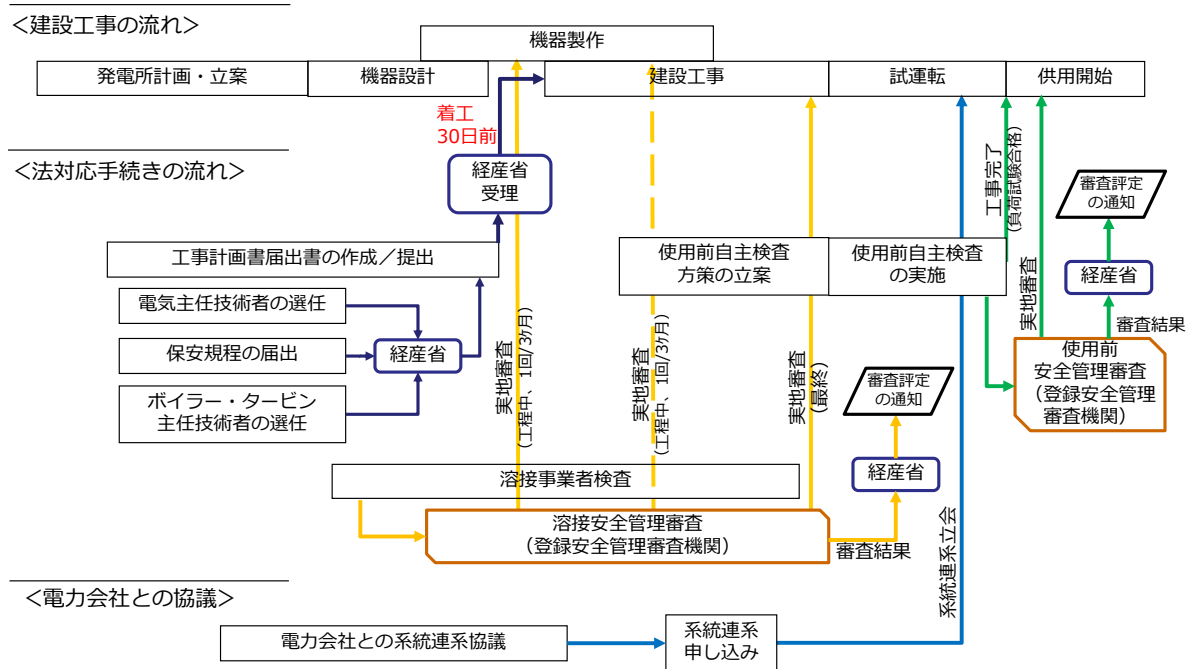


図 4-3 排熱発電設備建設時の電気事業法に関わる各種手続き

§ 21 基本計算

明確化された設計条件を踏まえて、以下の基本計算を実施する。

- (1) 物質収支計算
- (2) 熱収支計算

【解 説】

§ 20 で設定した基本フローおよび諸条件にて、以下の化工計算（物質収支計算、熱収支計算）を行う。図 4-4 に手順を示した。計算は污泥処理のフローに従って実施する。本計算によって、導入効果検討を行う際に必要な定量的な数値を合わせて取得できる。なお、導入効果検討において諸条件を変更した場合には、基本計算を再度実施し、条件変更が及ぼす効果を定量化し、条件変更の方向性および変更幅を検討する材料ともする。

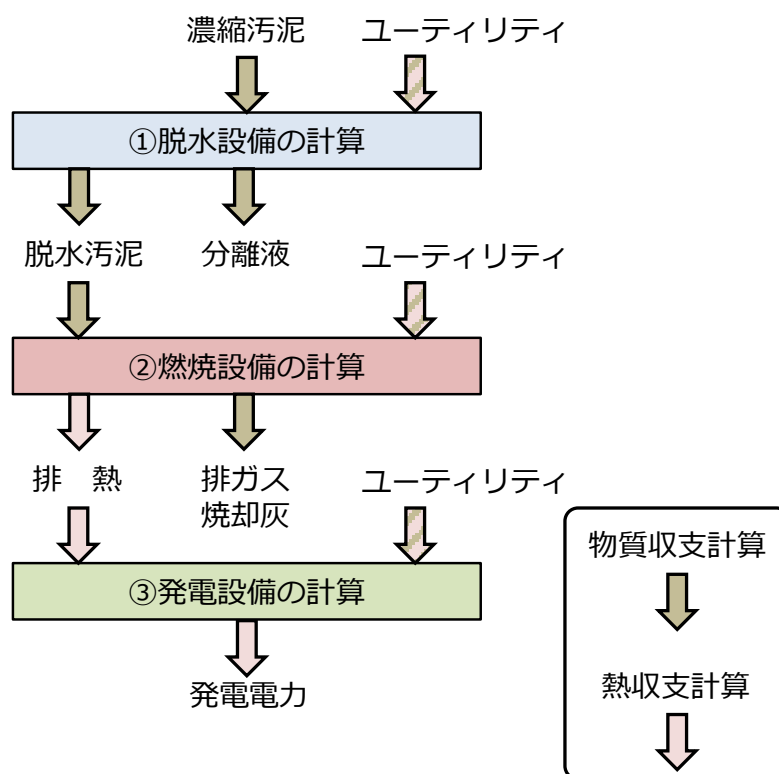


図 4-4 基本計算手順

(1) 物質収支計算

濃縮汚泥から、焼却灰および排ガスになるまでの一連のプロセスにおいて、固形分（有機分、無機分）および水の挙動の収支を計算する。本計算によって、消費電力量や各種薬品消費量等が算出される。基本的なフローを以下に示す。

1) 脱水設備物質収支計算（濃縮汚泥から脱水汚泥）

与えられた濃縮汚泥量および濃縮汚泥濃度等と各種の設定値から固形分および水分収支をとり、生成する脱水汚泥の量および含水率、分離液量および分離液 SS 濃度を算出する。入出力関係を図 4-5 に示した。含水率の設定においては、遠沈管試験等の実験的手法を組み合わせ推定することが望ましい。また、その際に必要な薬品類の消費量は濃縮汚泥中の固形分量比例で算出することを基本とする。

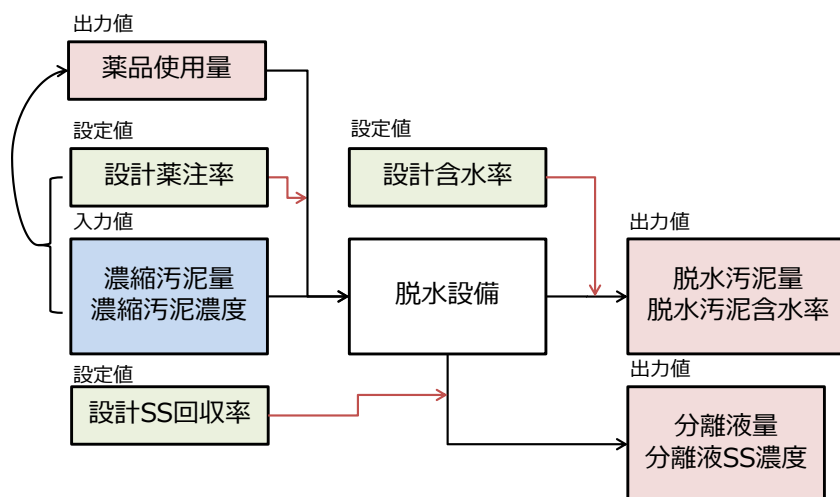


図 4-5 脱水設備収支計算の入出力関係

2) 燃焼設備物質収支計算（脱水汚泥から排ガス・焼却灰）

燃焼設備の入力値は脱水汚泥量や組成、補助燃料の組成である。これら入力値を決定すると設定値の条件における燃焼の物理化学的關係より排ガス量や焼却灰量等の出力値が算出される。入出力関係を図 4-6 に示した。

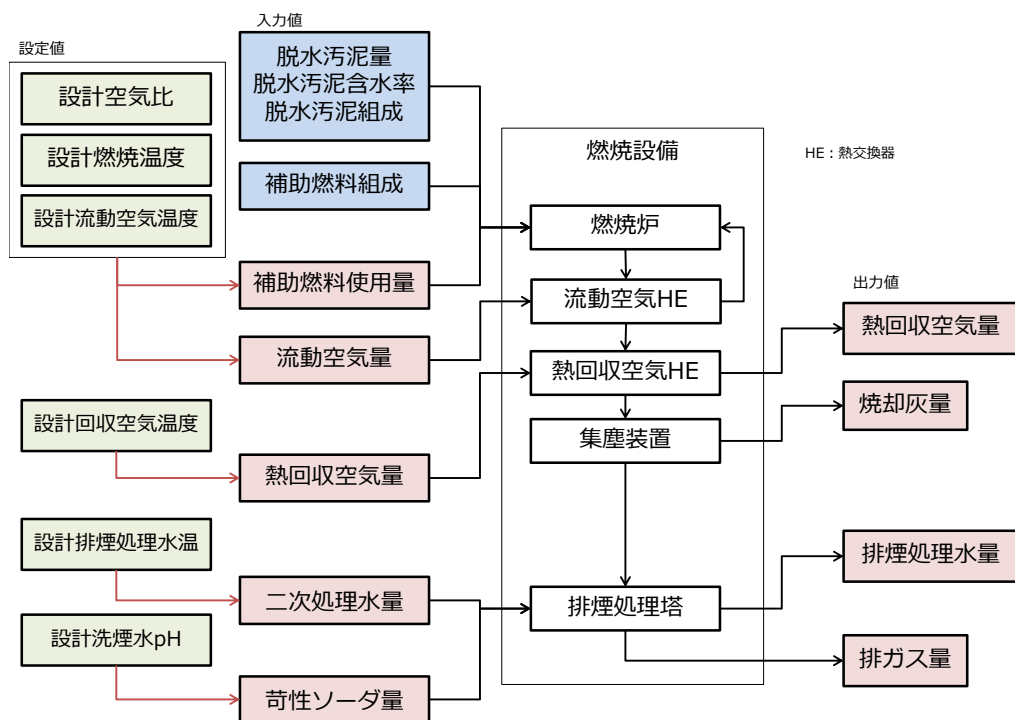


図 4-6 燃焼設備収支計算の入出力関係

3) 発電設備物質収支計算（燃焼設備排熱から発電）

発電設備においては、燃焼設備から供給される熱量（流量および温度）を入力値として、熱媒循環量、発電量等を算出する。入出力関係を図 4-7 に示した。

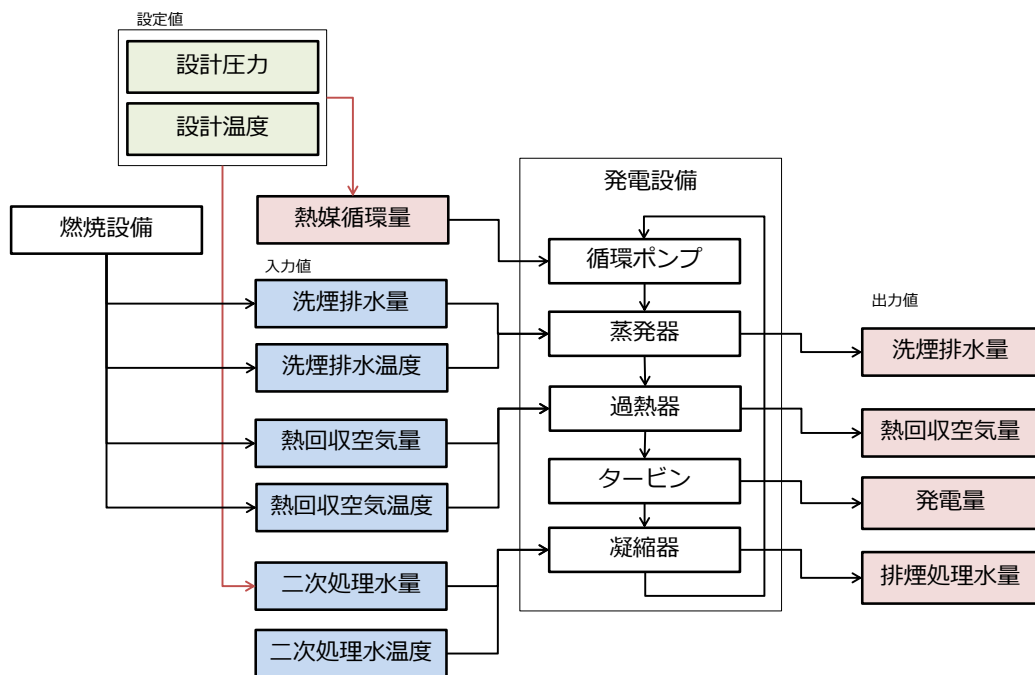


図 4-7 発電設備収支計算の入出力関係

(2) 熱収支計算

物質収支と同様に一連のプロセスにおいて、単位操作ごとに熱（電力は除く）の出入りを計算する。燃焼設備および発電設備については物質収支計算と同時に計算を行う。第2章の試算条件（100 t-wet/d）における燃焼・発電設備の熱収支例を図4-8に示す。

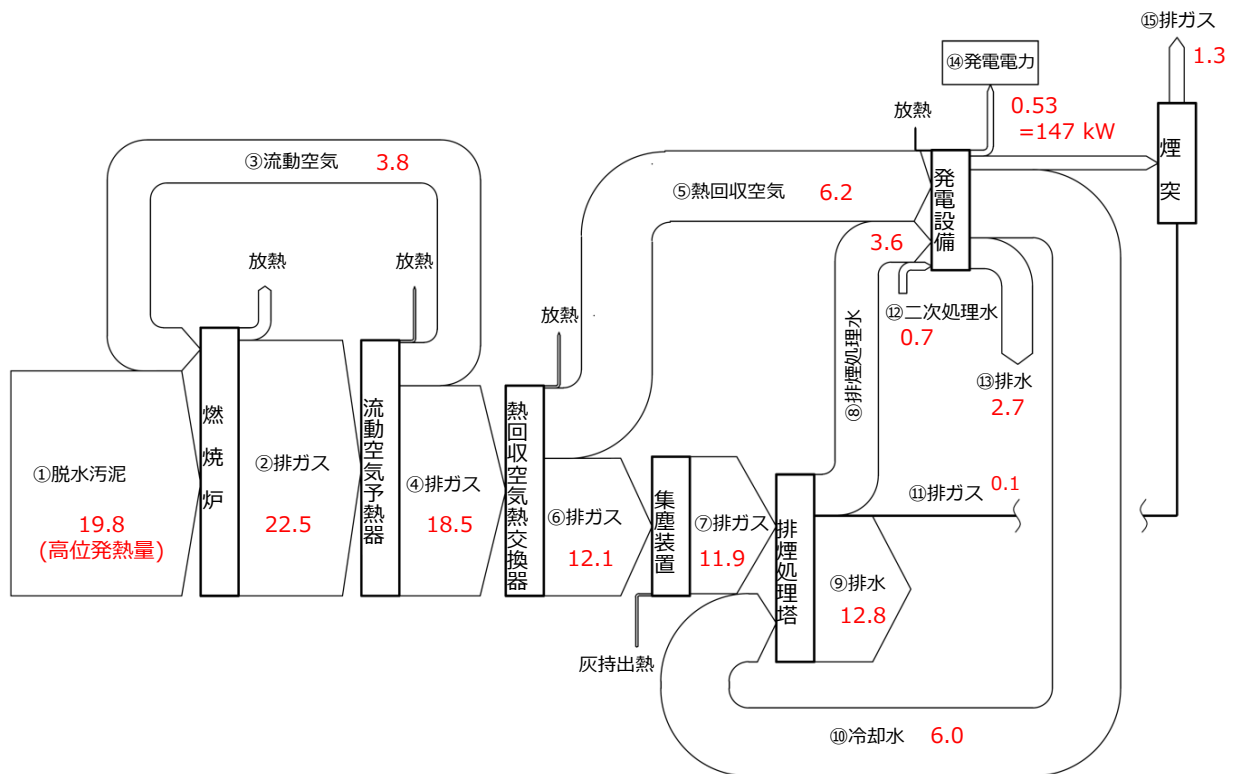


図4-8 燃焼・発電設備の熱収支（例）（単位：GJ/h）

§ 22 施設計画の検討

- (1) 構成機器の容量および仕様の決定
- (2) 配置計画

【解 説】

(1) 構成機器の容量および仕様の決定

基本計算をもとに、各設備の主要設備の仕様を決定する。具体的な決定方法は第2節を参照のこと。

(2) 配置計画

本システムは、脱水設備、燃焼設備、発電設備をコンパクトかつ一体的に設置できることを特徴としているため、脱水污泥搬送と熱回収系の最短化に配慮した配置とすることを基本とする。従来の焼却設備の施工面積内に、脱水設備と発電設備を含めて配置することで総面積が縮小される。なお、脱水設備は従来の計画では脱水機棟内に配置されることが一般的だが、本システムでは燃焼設備の上部の空間に設置することが基本である。既存の更新計画があり、更新用地が確保されている場合でも、抜本的に配置計画を見直す必要がある。

1) 脱水污泥搬送の最短化

従来の設計では、脱水設備と焼却設備を別個に配置しているが、本システムでは脱水設備は十分な架台強度を確保するとともに脱水機と架台が共振しないように配慮した上で、図4-9に示したように燃焼設備の上部に配置し、スペースの有効活用と低含水率脱水污泥の問題に対応することを基本とする。なお、臭気対策および搬送系の建設費低減のために、脱水機～污泥貯留槽～定量フィーダ～コンベア～燃焼設備の経路を最短化することが望ましい。また、燃焼設備に設置する際には、むやみに高層化すると架台強度の確保に多くのコストを要するため、他の機器との干渉を避けつつ、可能な限り低層に配置すると良い。

なお、配置や搬送能力等の条件が整えば従来の污泥搬送系を活用することも可能である。ただし、燃焼設備と脱水機棟が数十m範囲の近傍に設置され、コンベヤ等で搬送されている場合には限り、一軸ねじポンプやピストンポンプ等で圧送をしている場合には、搬送距離の長さや脱水污泥の含水率低下に応じた圧力損失の顕著な増大がみられ、流用が困難な場合があるので留意する。

低含水脱水設備



図 4-9 脱水設備の燃焼設備上部空間への配置

2) 熱回収系ルートの最短化

発電設備は、燃焼設備敷地内に配置することを基本とする。発電設備に排熱を供給する熱移送ルートは、長距離化すると放熱による温度低下が避けられないことと、放熱を低減する保温に費用が掛かることから、熱回収空気熱交換器以降の排ガス処理系設備に優先して配置し、最短化することが望ましい。

§ 23 導入効果の検証

ここまでの検討結果を踏まえて導入効果を算出し、**第3章 導入検討** で試算された値および現状の値と比較し、十分な導入効果が得られることを確認する。

【解 説】

第3章で簡易的に評価した導入効果量と比較するために、ここまでの検討に基づいて、コスト(建設費、維持管理費、ライフサイクルコスト)、エネルギー消費量等を比較し、導入効果の増減を明確にする。

§ 24 導入計画の策定

ここまでの検討結果を踏まえて、基本施設計画、導入効果、計画上の留意点を含む導入計画書を取りまとめる。

【解 説】

ここまでの検討に基づいて、本システムの導入についての導入計画書を取りまとめる。導入計画書には、基本施設計画、導入効果、計画上の留意点を含む。

第2節 設備設計

§ 25 低含水脱水設備の設計

導入計画で決定した設備仕様に基づいて以下について設計する。

- (1) 脱水機機種選定
- (2) 濃縮汚泥供給系
- (3) 高分子凝集剤・無機凝集剤供給系
- (4) 返流水系
- (5) 計装機器類
- (6) 臭気・騒音対策
- (7) 自律運転機能

【解 説】

低含水脱水設備の設計にあたっては、基本的に下水道施設計画・設計指針と解説 2009 年版（社）日本下水道協会、および低動力型高効率遠心脱水機技術マニュアル（公財）日本下水道新技術機構に準拠するものとする。図 4-10 に本設備の 1 系列分の基本フローを示した。

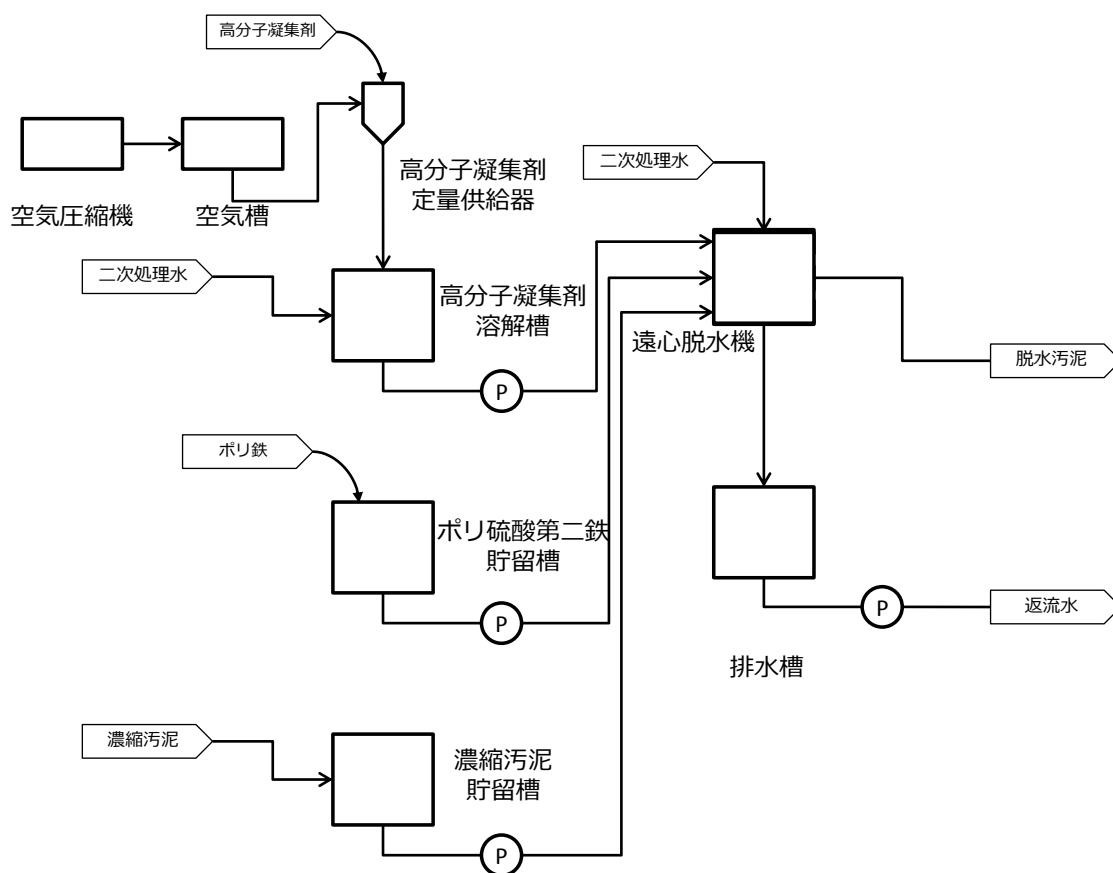


図 4-10 低含水脱水設備の基本フロー

(1) 脱水機機種選定

本脱水設備の容量は単位時間あたりの処理濃縮汚泥量で表し、一般的に m^3/h の単位で表現される。利用可能な設備容量は段階的に決められており、§ 20 で設定している濃縮汚泥量を踏まえて表 4-5 に示した機種から選定をする。機種選定においては、所要の処理能力に対し大きな機種を選択すると、汚泥量変動に対応する処理の時間的な余裕が確保でき、より低含水率の脱水汚泥を得られやすい傾向があるが、図 4-11 に示したように、定格処理量以下の低負荷で運転をすると、単位汚泥処理量あたりの消費電力量 (kWh/m^3) が増加するため、その得失を踏まえて機種選定をする必要がある。

なお、脱水機の台数は、2 台以上として、1 台以上は予備機として常に待機する運用が取れるようにする。また、脱水機の運転時間は後段の燃焼設備への供給を前提として 24 時間連続して運転することが望ましいが、単独で導入する場合にはこの限りではない。

表 4-5 低含水脱水設備 機種一覧

機種名	処理能力 m^3/h	主動機 kW	差動機 kW	L×W×H mm
3 m^3/h 機	2～4	5.5～7.5	3.7	2,000×1,410×840
5 m^3/h 機	4～6	7.5～11	3.7～5.5	2,600×1,800×1,000
7 m^3/h 機	6～8	11～15	5.5	3,100×2,000×1,000
10 m^3/h 機	9～11	22～30	7.5	4,200×2,300×1,300
15 m^3/h 機	14～16	30～37	7.5～11	4,650×2,450×1,300
20 m^3/h 機	18～22	37～45	11～15	5,100×2,450×1,300
30 m^3/h 機	28～33	55～75	15～18.5	5,300×3,000×1,350
40 m^3/h 機	35～43	75～90	22	6,000×3,150×1,580
50 m^3/h 機	45～60	110～132	22～30	6,550×3,400×1,620
60 m^3/h 機	60～80	132～160	30～37	7,000×3,620×1,750
80 m^3/h 機	80～100	160～220	37～45	7,800×3,950×1,850

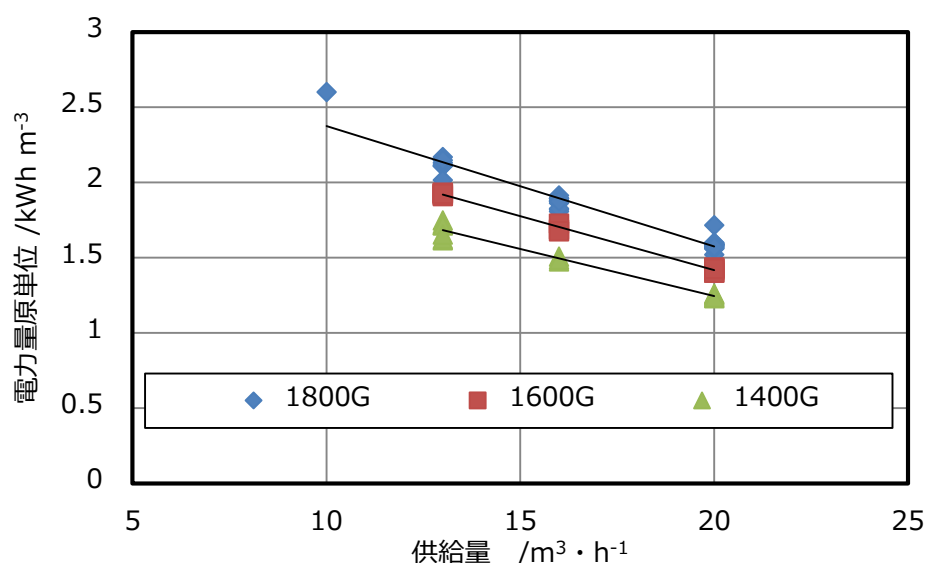


図 4-11 低負荷運転時の主動機の消費電力原単位（実証試験結果より）

（２）濃縮汚泥供給系

濃縮汚泥供給系には濃縮汚泥貯留槽より濃縮汚泥を引き抜き脱水機に供給する、濃縮汚泥ポンプが含まれる。濃縮汚泥ポンプは、脱水機 1 台ごとに 1 台以上の一軸ねじ式ポンプ等の定量性を有するポンプを採用し、インバータ等で流量を任意の量に可変できることが必要である。また、その変動範囲は基本的に脱水機的能力および対応範囲と整合を図る。また、脱水設備を燃焼設備の上部等に配置する場合には、より揚程の高いポンプが必要になるとともに、垂直方向に長大な配管を有することになるため、停止時の配管内沈殿に由来する閉塞に配慮して、容易に清掃ができる構造とすることが望ましい。同様に、濃縮汚泥に粗大なきょう雑物等を含むと脱水機内での閉塞や摩耗等の原因となる可能性があるため、除去、あるいは破碎がなされていることが必要である。

（３）高分子凝集剤・無機凝集剤供給系

高分子凝集剤はライン注入または機内注入、無機凝集剤（ポリ硫酸第二鉄）は機内注入を原則とする。それぞれ濃縮汚泥供給系で測定される濃縮汚泥の固形物濃度（TS）に対して § 21 で設定した薬品注入率を含んだ範囲で可変できるように、定量性のあるダイヤフラムポンプ等で供給する。また、貯留量は個別の供給事情（配送頻度、配送単位）を踏まえて余裕を持って選定する。

（４）返流水系

脱水設備から排出された分離液は共通排水槽等に集約され水処理系に返流される。§ 21 で算出した分離液量、および機内洗浄時に排出される洗浄水量を考慮して、返流水を受ける排水槽や排水移送ポンプの選定を行う。なお、脱水設備の運転状況の把握のために、SS 濃度計や濁度計等を用いて分離液側への固形物の移行をモニターすることは有効である。なお、基本的に脱水設備を燃焼設備の上部に設置するため分離液の自然流下高さが大きくなり、排水槽内で高分子凝集剤に由来する

発泡等がみられる場合があるため、直線的な落下距離を短縮する等して流下配管経路を工夫することや、適切な消泡装置を設けることが望ましい。

（５）計装機器類

本脱水設備の主な計装機器類を表 4-6 に示した。

表 4-6 低含水脱水設備の主な計装機器類

測定対象	計測項目	備考
濃縮汚泥系	供給汚泥量	
	供給汚泥濃度 (TS)	
凝集剤系	凝集剤注入量	高分子凝集剤・ポリ硫酸第二鉄
	薬品貯留量	
脱水機	回転数／遠心力	
	差速回転数	
	トルク	
	軸受温度	
	振動値	両振幅
分離液	SS 濃度／濁度	オプション

（６）臭気・騒音対策

一般に臭気を持つ濃縮汚泥と脱水汚泥が供給、排出されるため脱水機の周辺での臭気対策は重要である。本設備は遠心脱水機を採用しているため、開放型のベルトプレス等に比較し臭気の対策は容易である。脱水機自体のカバーの設置に加えて、パッケージに格納し、内部に漏えいする臭気を常に吸引換気、排出、処理（流動空気ブロワの給気とし燃焼設備に供給することが多い）することで、燃焼設備の上部のような屋外に設置した場合でも対応が可能である。

また、遠心脱水機は高速回転に起因する騒音の発生が避けられないが、防臭に資する気密性に加え、吸音材等を配した防音にも配慮したパッケージに格納することで、対応が可能である。防音仕様は敷地境界との距離や、満足すべき騒音レベルに応じて適切に選定する。

（７）自律運転機能

本設備の特徴は、所要の含水率を設定し、遠心力や薬注率の脱水条件を自動的に調整して運転する機能（自律運転機能）を持つことである。脱水機の基本的な制御因子として、遠心力、トルク、薬注率があるが、自律運転機能は「遠心力および薬注率（ポリ硫酸第二鉄）とトルクの関係」、さらに「トルクと含水率の関係」を示す表を制御装置内に持ち、その関係表（含水率テーブル）に従って含水率の調整を行う。

§ 26 低空気比省エネ燃焼設備の設計

導入計画で決定した設備仕様に基づいて以下について設計する。

- (1) 脱水汚泥供給系
- (2) 燃焼炉
- (3) 流動空気予熱器
- (4) 熱回収空気用熱交換器
- (5) 集塵装置
- (6) 排煙処理塔
- (7) ファン・ブロワ類
- (8) 計装機器類
- (9) 概略所要面積

【解 説】

低空気比省エネ燃焼設備の設計にあたっては、基本的に下水道施設計画・設計指針と解説 2009年版（社）日本下水道協会における汚泥焼却の項に準拠するものとする。図 4-12 に本設備の基本フローを示した。

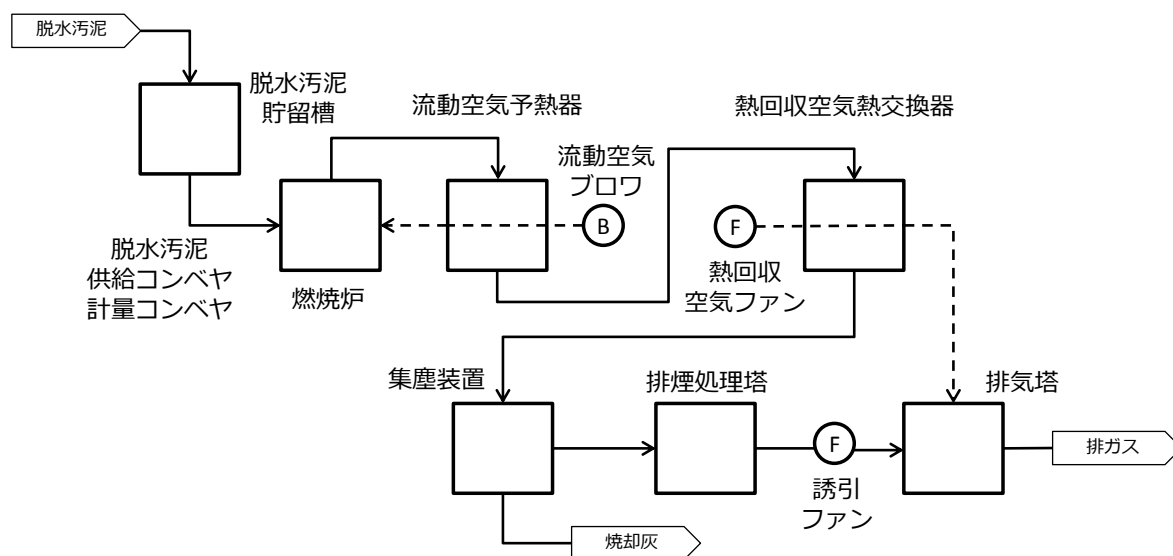


図 4-12 燃焼設備の基本フロー

(1) 脱水污泥供給系

脱水機から排出された脱水汚泥を燃焼設備に供給する系統である。脱水機出口から脱水汚泥貯留槽前後の圧送管、コンベアや定量フィーダが含まれる。脱水汚泥を一時的に貯留する脱水汚泥貯留槽は、脱水設備からの排出量と燃焼設備の処理量の差や汚泥性状の変動を吸収、均一化することや、燃焼設備小停止時（数日間程度）等の一時的なバッファとして機能することを目的とする。その容

量は、§ 21 で計算した脱水汚泥量に対して少なくとも6時間から24時間分以上の容量を確保する。なお、連携・最適化効果を最大化するためには、貯留量を可能な限り小さく保ち、脱水汚泥の排出と燃焼設備への投入の時間差が少なくなるように運転することが望ましい。時間差を小さくすると、連携・最適化効果による最適状態への遷移が早まる。

脱水汚泥貯留槽から燃焼炉へ汚泥を供給する際には、臭気対策と定量供給が重要なポイントである。従来の汚泥搬送には一軸ねじポンプやピストンポンプ等によるポンプ圧送方式が用いられてきたが、脱水設備を燃焼設備の近傍に配置する場合には、低含水率汚泥のポンプ圧送による消費電力の問題が比較的生じにくいスクリーコンベヤ等のポンプ以外の搬送手段を優先的に検討すると良い。また、ポンプ以外の搬送手段では脱水汚泥の炉内への直接投入が困難であるため、スクリー一式等のケーキ投入装置を設ける必要があるが、脱水汚泥供給の定量性は炉内の低空気比維持に重要な要素であるため、炉内での脱水汚泥の分散等に配慮し安定的に定量性が確保できる構造とすることが望ましい。

(2) 燃焼炉

図 4-13 に示した多層燃焼に対応した流動床式の気泡炉を採用する。従来の焼却設備と機器構成、設計方法に大きな差は無く、既存の焼却炉の炉体を活かして多層燃焼用のノズルおよび各燃焼ゾーンの温度を測定する温度計を追加することによる改造も可能である。フリーボード部の面積と炉高は、§ 21 で計算の前提とした脱水汚泥性状や量から計算の結果求めたガス量に応じて、炉内の空塔速度が流動媒体の最小流動化速度と飛散限界終末速度の間となるように設定し、完全燃焼に必要な滞留時間を確保する。

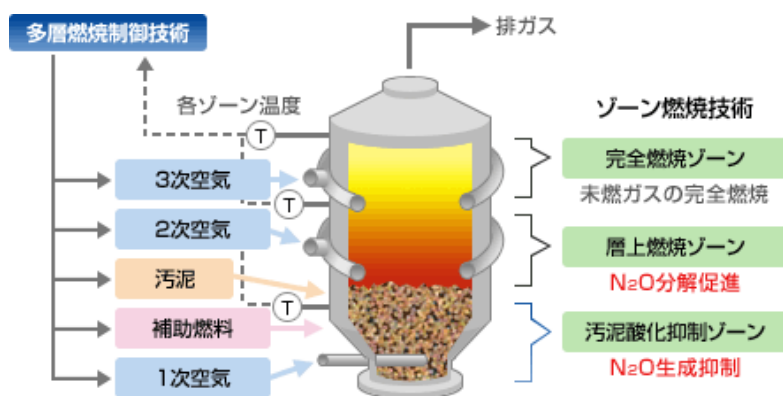


図 4-13 多層燃焼炉

(3) 流動空気予熱器

燃焼炉からの排熱を回収し、流動空気の加熱に利用する熱交換器である。一般にUチューブ式の熱交換器等が用いられる。燃焼炉出口の多くの焼却灰を含む 800°C 以上の高温排ガスと常温の空気が薄い金属の伝熱面を隔てて接するため、耐久性の大きい材質を使用するとともに、熱交換効率に影響を与えない範囲で腐食しるを十分にとり、腐食や劣化に対して備える必要がある。また、費用

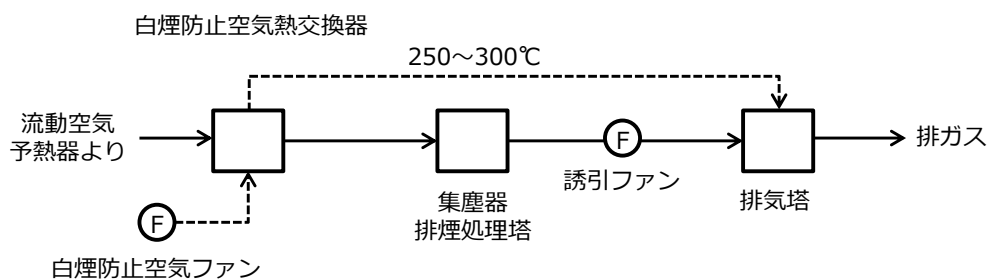
対効果の観点から踏まえて可能な限り熱交換面積を大きく取り、回収熱量を大きくすることで、補助燃料の消費量を減らしシステム全体の省エネ性の改善を図ることが重要である。流動空気予熱の容量は § 21 で計算した排ガス量および熱交換量に基づいて決定する。

(4) 熱回収空気熱交換器

図 4-14 に示した通り、従来は、煙突からの白煙の放出を防止するために排ガスの希釈加熱に利用していた白煙防止空気用の熱交換器を熱回収用に置き換え、積極的な熱回収に利用することを目的としたものである。§ 21 で計算した排ガス量および必要な熱交換量に基づいて容量を決定する。従来の白煙防止用熱交換器では回収空気温度は 250～300℃が一般的であるが、排熱発電設備を導入する予定の場合には、回収空気温度は 350℃以上（発電効率を高めるためには 400℃が望ましい）の設計とする。既存の焼却設備に排熱発電設備を付加する場合には、長寿命化対応等と合わせてこの熱交換器を更新し、350℃以上の対応とすることで効率的な発電が可能となる。

一方で、排熱発電設備にて熱利用後の空気は概ね 100℃程度まで温度が低下しているため、排煙処理塔出口ガス温度の設計値と合わせて、白煙防止効果を得られることを確認する。なお、排熱発電設備が停止している際にはより温度の高い熱回収空気がダクト、排気塔に導入されることとなるため、それを考慮した口径等の設計をしなければならない。

従来のフロー



本システムのフロー

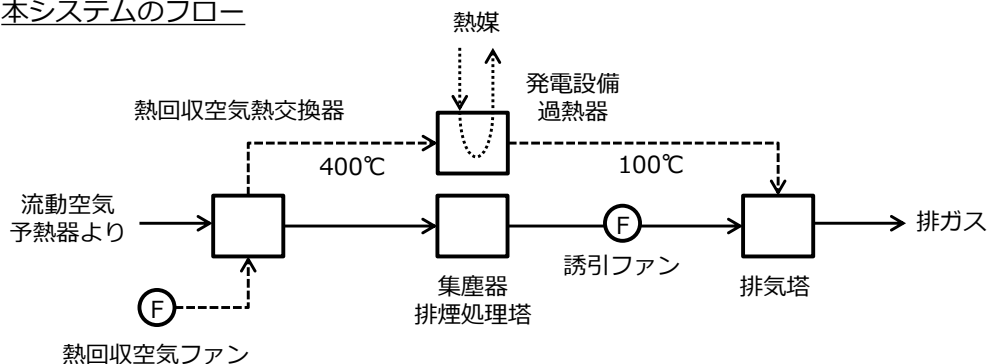


図 4-14 従来との熱回収フローの違い

（５）集塵装置

排熱発電設備を導入する予定の場合には、効率的に集塵が可能なバグフィルタ等のろ過式の集塵装置を用いることが望ましい、排煙処理塔で回収されるばいじん量が減少することで、発電設備内の熱交換器の不具合発生の可能性を低減する。特に高温での集塵が可能なセラミックフィルタを用いると、排ガス冷却装置等を用いる場合よりも、排煙処理塔にて多くの温水を回収できるため有利である。§ 21 で計算した排ガス量およびダスト量に基づいて適切な容量を決定する。

（６）排煙処理塔

排煙処理塔は本来の目的である排ガス中の硫黄酸化物等の除去に加えて、排熱発電設備の熱源となる最高 80℃程度の温水の回収を行う。排煙処理塔の容量は § 21 で算出された、排ガス中の有害物質濃度や排ガス量に基づき設計する。

集塵装置で除塵されたあとの排ガスとはいえ、排煙処理水中にはばいじん等を含むため、集塵方式によって発電設備の蒸発器の閉塞、熱交換効率の低下等の影響が懸念される場合には、除塵、硫黄酸化物等の吸収を主に担う洗浄水系と、温水回収を主に担う熱回収系の２つの系統を分けて設計することも可能である。

また、排煙処理塔では排ガス中の硫黄酸化物、塩酸、塩素等の酸性の有毒ガスを吸収するために苛性ソーダを添加し、排煙水の pH の低下を抑える必要があるが、脱水設備でポリ硫酸第二鉄を添加することにより、排ガス中の硫黄酸化物量が増加する傾向があるため、その増加分を踏まえて苛性ソーダ貯留槽等の容量を決定する必要がある。

（７）ファン・ブロワ類

図 4-15 に示したように、燃烧用空気を送る流動空気ブロワ、排ガスを排出し系統を負圧に保つ誘引ファン、排ガスの冷却と発電設備への熱供給および白煙防止空気の供給を担う熱回収空気ファンがある。それぞれ、§ 21 で計算したガス量を供給、処理できる能力の機種を選定する。なお、それぞれインバータによる可変速運転が可能な構成とすることで消費電力の低減を図る。

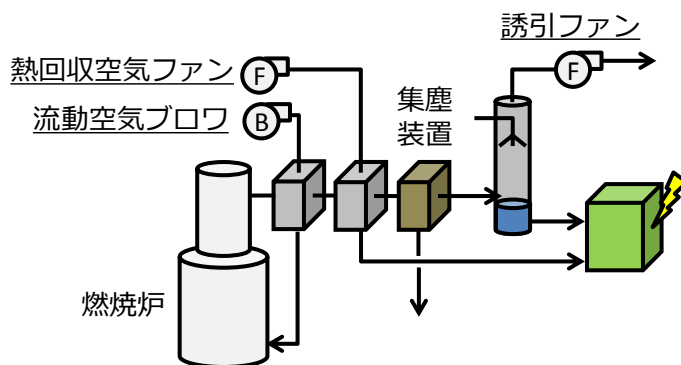


図 4-15 燃烧設備のファン・ブロワ類

(8) 計装機器類

一般的な焼却設備と異なる計装機器類は基本的に無い。流動空気量の調整のために排ガス系に酸素濃度計が必要であるが、白煙防止空気混合前の設置位置であれば、従来の公害防止用のガス分析装置を流用することも可能である。本設備に備えられる主要な計装機器を表 4-7 に示す。

表 4-7 低空気比省エネ燃焼設備の主要な計装機器

測定対象物	計装機器
脱水汚泥貯留槽	脱水汚泥貯留量計
脱水汚泥計量コンベヤ	汚泥投入量計
燃焼炉	各部温度計、炉内圧力計、酸素濃度計
熱交換器類	各部圧力計、各部温度計
集塵機	各部温度計、差圧計
排煙処理塔・排気塔	ガス濃度計、pH 計、各部温度計
焼却灰ホッパ	重量計

(9) 概略所要面積

燃焼設備は補助燃料等の危険物を取り扱う施設であるため消防法等の法規制を受ける。表 4-8 に示した標準的な処理量毎の所要面積に加えて、消防法上の保有空地を確保する必要があることに留意する。なお、本所要面積は一般的な値であり、周辺状況やフローの違い、設計思想等によって増減することがある。また、3 技術を一体的に導入する場合には、脱水設備は燃焼設備の上部を利用し、発電設備も配置の工夫により設置することが可能である場合が多いため、表 4-8 の所要面積は 3 技術を一括導入する場合にその所要面積と目安とすることができる。

表 4-8 燃焼設備の標準的な所要面積例

規模	幅 /m	奥行 /m
50 t-wet/d	40.0	18.0
100 t-wet/d	45.0	18.5
200 t-wet/d	55.0	19.5
300 t-wet/d	65.0	22.0

§ 27 高効率排熱発電設備の設計

導入計画で決定した設備仕様に基づいて以下について設計する。

- (1) タービン・発電機選定
- (2) 熱交換器類
- (3) 熱回収空気ダクト・配管類
- (4) 安全対策設備
- (5) 計装機器類
- (6) 概略設置面積

【解 説】

高効率排熱発電設備の設計にあたっては、電気事業法上の制約に対応した設計を行うことが不可欠である。図 4-16 に本設備の基本フローを示した。なお、§ 11 の表 2-4 および図 2-15 で説明したように、十分な水量かつ低い温度、そしてストレーナ等できょう雑物を除去された二次処理水が供給されることが不可欠である。なお、使用する二次処理水の SS 濃度等の性状によっては、発電設備熱交換器類の点検清掃頻度への影響も勘案の上、砂ろ過水、繊維ろ過水等のより清浄な冷却水源の使用も個別に検討する。

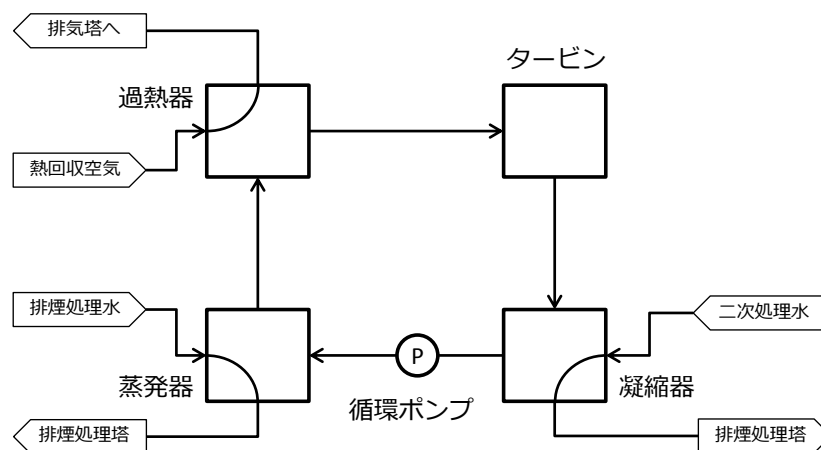


図 4-16 高効率排熱発電設備の基本フロー

(1) タービン・発電機選定

本設備のタービンには、汎用の蒸気タービンをアンモニア水サイクル用にカスタマイズしたものをを用いる。容量は § 21 の熱収支計算の結果から算出された発電量に見合ったタービンおよび発電機を選定する。なお、熱媒体にアンモニアを利用していることから、タービンの軸シールについては、通常の水蒸気タービンに用いられているラビリンスシールとは別の気密性に配慮した設計が必要である。

本設備の発電機には誘導発電機を選定すると良い。本設備の発電量（送電端）は一般的に燃焼設備を含めた全体の消費電力量より小さくなるため、商用電力が停電した場合には設備の運転を自律

的に継続することができない。したがって、常時商用電力との並列運転となるため、誘導発電機を採用し系統連系に係る電気設備を簡素化することが望ましい。

（２）熱交換器類

本設備の熱交換器には排煙処理水からの熱を受け取り、熱媒を蒸発させる「蒸発器」、熱回収空気からの熱を受け取り、熱媒を過熱蒸気にする「過熱器」、タービン通過後の熱媒を冷却、凝縮する「凝縮器」等がある。それぞれ、異なる温度、熱交換対象物質となっているため、それぞれの環境に合わせた型式、材質の選定を行う。

例として、液体のアンモニア水と、70～80℃の排煙処理水が接する蒸発器では、コンパクトで効率が高いプレート式熱交換器等が使用でき、蒸気となったアンモニア水と 300～400℃の熱回収空気が接する過熱器では、気体同士の熱交換で良く用いられるシェル&チューブ式熱交換器等が適用可能である。なお、この他の方式の熱交換器でも、使用温度・圧力、設置スペース等の制限をクリアできれば使用可能であるため、コストや信頼性も踏まえて選定をする。

また、熱交換器類の製造時には、型式によって電気事業法上の溶接検査が必要となることに留意する。

（３）熱回収空気ダクト・配管類

本設備に熱を導く、熱回収空気のダクトと排煙処理水の配管は、放熱による熱損失を最小化するため、それぞれ可能な限り距離を短縮し十分な保温を施す。熱回収空気ダクトは最高 400℃の空気が通じているため、接触による火傷等の防止の対策としても不可欠である。

（４）安全対策設備

本設備で、最も重要な安全対策は、強い刺激臭を持ち、呼吸器系や目などの粘膜に障害を引き起こし、可燃性や一部金属（銅合金、アルミニウム合金）に対する腐食性のあるアンモニアの漏えいに対する備えである。アンモニアに接触する配管等の材料には、アンモニアに対する腐食がないものを選択し、ガスケットに気密性の高い渦巻ガスケットを適用するとともに、Oリング等にもアルカリ性に侵されにくい耐薬品ゴム等を用いる。また、万一のアンモニア漏洩が懸念される箇所については、アンモニア濃度計、pH 計等で監視を行い、異常検知時の設備のインターロック停止や立入禁止アラーム発報、散水による除害設備を設けることも検討する。

(5) 計装機器類

本設備に備えられる主要な計装機器を表 4-9 に示す。

表 4-9 高効率排熱発電設備の主要な計装機器

測定対象物	計装機器
排煙処理水（蒸発器出入口）	温度計、流量計、pH 計
熱回収空気（過熱器出入口）	温度計、流量計
冷却水（凝縮器出入口）	水温計、流量計
熱媒（アンモニア水）	比重計、循環流量計、圧力計
タービン	回転数計、軸受温度計
発電ヤード内空気	アンモニア濃度計（漏えい検知用）

(6) 概略所要面積

本設備の標準的な処理量毎の出力と所要面積を表 4-10 に示した。なお、この出力および所要面積は第 2 章において設定した条件におけるものであり、各種条件によって変化することに留意する。

表 4-10 発電設備の標準的な所要面積

規模	出力	幅 /m	奥行 /m	高さ /m
100 t-wet/d	140 kW	6	8	7
200 t-wet/d	310 kW	6	16	9
300 t-wet/d	485 kW	6	18	10

§ 28 連携・最適化機能の設計

導入された各設備を相互に結び付ける「連携機能」と「最適化機能」は以下の項目に留意して設計をする。

- (1) 段階的な連携先の増加
- (2) 設備の改良・構成変更に対する柔軟性確保

【解 説】

本機能の設計では、システムの周辺環境、使い方、他設備との設計思想の共通化の程度によって個別の対応が必要となる。連携機能と最適化機能が持つ基本的な機能は、それぞれ以下の通りである。ただし、全ての機能を具備する必要はなく、目的に応じて機能ごとに採用することも可能である。

(連携機能)

- ・脱水設備－燃焼設備：

燃焼状態（各部温度トレンド）を目安に脱水設備の目標含水率を上下させる
- ・燃焼設備－発電設備：

発電量を目安に、熱回収空気と排煙処理水量での回収熱量バランスを調整する
- ・脱水設備－発電設備：

発電量を目安に、目標含水率を調整する

(最適化機能)

コストおよび温室効果ガス排出量を評価軸とし、各設備で消費する消費電力、補助燃料、薬品等の量をシステム全体で最小化するように、脱水汚泥の含水率目標値を設定する。

なお、本機能の構築にあたって取り込みが必要な温度や流量等の因子は、各設備の運転管理に必要な計装から抽出することが可能であり、改めて設置が必要な計装機器は少ない。ただし、一般的に消費電力量については個別の機器単位でモニタリングすることはないため、本機能の構築に当たっては少なくとも各設備の総合的な消費電力および、制御の対象となる電動機の消費電力を個別に測定する電力計等の計装機器を付加することが必要である。連携・最適化機能を設計する際に、共通して留意すべき事項について以下に示した。

(1) 段階的な連携先の増加

本機能は、燃焼設備における制御機能の1つとして提供される。そのため、燃焼設備を導入した段階で他の設備が未導入であっても、脱水設備、発電設備が段階的に導入されることを見越して、少なくともソフトウェア的な入出力を備えておくことで段階的な連携先の増加にスムーズな対応が可能となる。また、燃焼設備単独で導入され、脱水設備と接続されないとしても、燃焼設備の燃焼状態から理想的な含水率を提示する「最適運転支援機能」を提供することが可能である。この場

合は、この支援機能から提示された含水率を目指して脱水設備等の条件を手動で操作することで、最適化方向への調整が行える。

（２）設備の改良・構成変更に対する柔軟性確保

本機能の耐用年数期間中には、関係する多くの機器・設備の改築更新が想定される。本機能を適切に運用するためには、改築更新によって機器・設備ごとの特性が変化する度に汚泥処理系のモデルの更新が必要となる。そのため、連携・最適化システムは、大きな電力を消費する主要な設備の改良や構成変更に対して、柔軟にモデルを更新、修正できる機能を有することが望ましい。

第5章 維持管理

第1節 運転管理

§ 29 導入効果を高める運転管理の要点

本技術の導入効果を高めるためには、以下の点に留意して運転管理を行うことが望ましい。

- (1) 汚泥性状変化への対応
- (2) 汚泥貯留の有効活用
- (3) 負荷率および稼働率の調整

【解 説】

(1) 汚泥性状変化への対応

流入下水の変動、雨水の影響、水処理系の運転状況等によって発生する汚泥の性状は時々刻々と変化する。つまり、濃縮汚泥濃度等の汚泥性状の変化により、所要の含水率を達成するための脱水条件（遠心力や薬注率等）が変化する。また、流入水の性状および水処理条件に依存し、脱水設備では本質的にコントロールできない汚泥中の固形分が持つ熱量が、燃焼設備の補助燃料消費量に大きな影響を与える。本システムは、このような汚泥性状の変化に対応して、脱水設備の自律運転機能、およびシステムの連携・自動最適化機能らの働きによって、そういった汚泥性状の変化に追従した運転が可能である。

しかし、遠心力および、薬注率を増加させれば脱水汚泥の含水率が低減されるという基本的な因果関係と、一定の汚泥性状変化範囲を前提にしてシステムを構築しているため、雨水の影響を強く受ける場合や、清掃等による一時的な異常性状汚泥の発生等により、これらの因果関係が通常と大きく異なる場合や、設計範囲を超えた性状の汚泥が流入する場合には、その都度、制御システムの各種パラメータを調整することが不可欠である。なお、その際にはシステムに運転条件の決定を全て任せるのではなく、システムのパフォーマンス（瞬時の運転費用や温室効果ガス排出量の増減）の監視を継続し、必要となれば適宜人的操作を加えて運転することが望ましい。

(2) 汚泥貯留の有効活用

本システムをより効率的に運転するためには、濃縮汚泥および脱水汚泥の貯留を活用して、システムの負荷率を高めて運転することが望ましい。ただし、貯留を行う場合には、濃縮汚泥の貯留を優先し、脱水汚泥の貯留は、脱水設備と燃焼設備の間の通過時間を最小化する観点から濃縮汚泥の貯留で対応しきれない場合に限ると良い。脱水汚泥の貯留量を大きくしたまま運転を継続すると、燃焼設備の運転状態が脱水条件に反映される時間が遅れ、連携・最適化機能の発現に時間がかかるようになる。

(3) 負荷率および稼働率の調整

負荷率と同様に、稼働率もトータルの維持管理費用等への影響が大きい。さらに、稼働率が高くとともに、頻繁に保温運転を挟むような条件においては、保温時の燃料消費、起動時の燃料消費が嵩む

ため、負荷率調整と図 5-1 に示したトレードオフ現象を踏まえて逐次調整することが重要である。

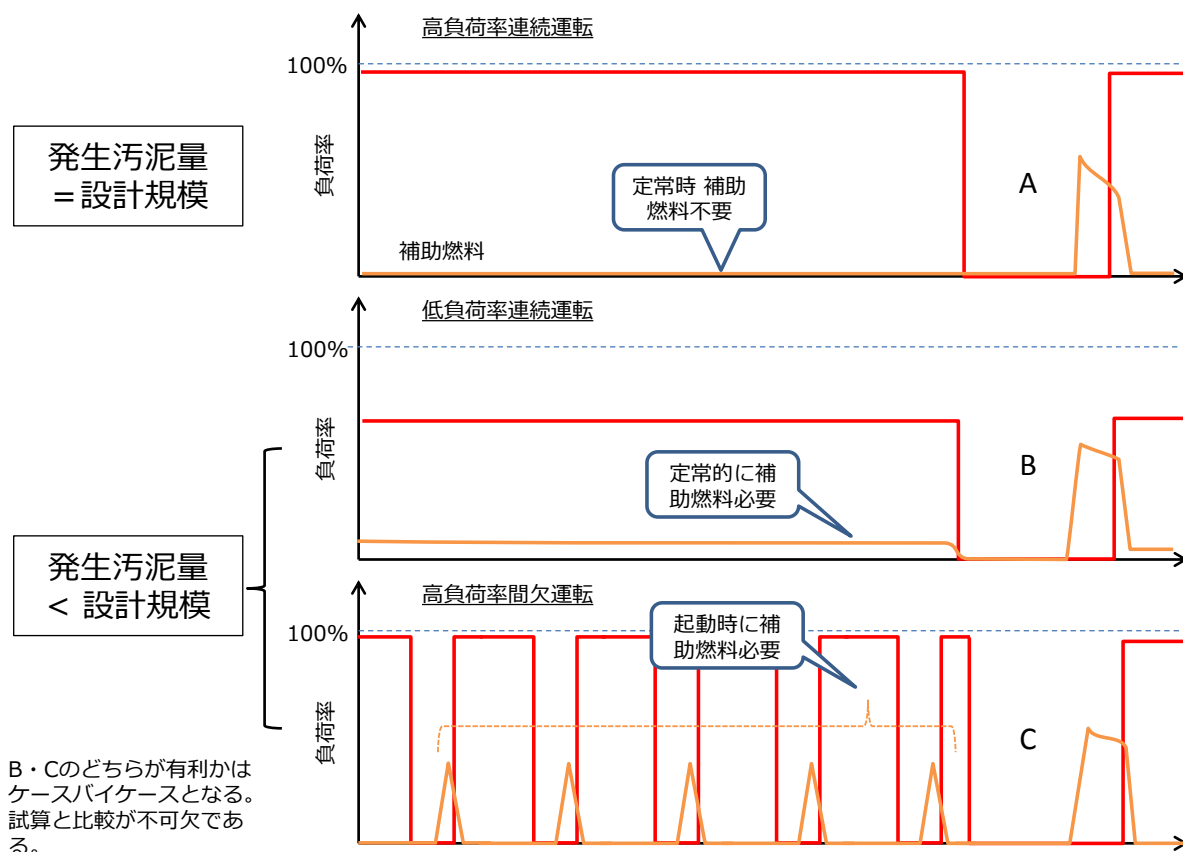


図 5-1 負荷率・稼働率のトレードオフ

なお、図 5-2 に示したような、複数の汚泥処理系を持つ場合においては、消費エネルギーが小さく、維持管理費も低減可能な本システムの運用を優先し負荷率を高めた運転を行い、残った濃縮汚泥・脱水汚泥は既存の汚泥処理系を間欠的に運転させて対応することが基本的に望ましいが、他方の系で過剰に頻繁な起動・停止を招き、大量の補助燃料を使用するような場合には、本システムの負荷率を適宜調整し、汚泥処理システム全体での維持管理費用が最小化されるように調整することが必要である。

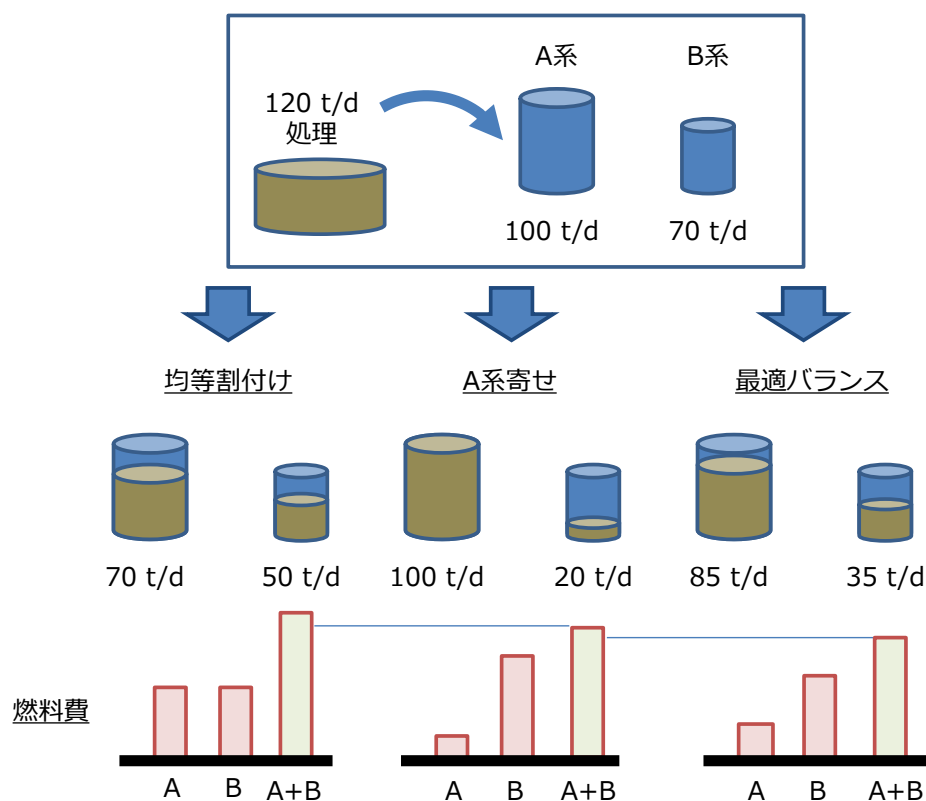


図 5-2 系列間の処理汚泥量配分

なお、本システムの発電設備では、設備の負荷率を高く保ち、一定以上の熱量を供給することで定格運転を維持することが効率的な発電を行う上で不可欠である。負荷率が低下すると、発電効率の低下と相対的な建設費の増大を招き、発電設備に関する投資回収が困難になる場合がある。

そのため、水処理系の運転状況まで遡り、安定的な水処理を保ちつつも汚泥処理の効率化が可能な汚泥排出を、性状と量の両面で意識することが求められる。例として、従来は返送および引抜汚泥量は反応槽の MLSS を一定範囲に維持する目的で調整しているが、汚泥処理系に一定量の汚泥を供給し、負荷率を確保する目的を加味して、汚泥の引き抜き量を増減させることや、過ばっ気を避け沈降性が良く熱量の高い汚泥を排出すること等が考えられる。

§ 30 運転管理

本システムを安全に運転するために以下の点に留意する。

- (1) 運転管理項目
- (2) 各設備の起動・停止
- (3) 汚泥性状変化等に伴う制御因子の調整
- (4) 不具合時の対応

【解 説】

(1) 運転管理項目

本システムの運転管理において、管理が必要な項目を表 5-1 に示した。計装器により連続測定できるものは、監視画面に表示し常時監視することが望ましい。これらの運転管理項目は絶対値よりも変化傾向が重要であるため、数値ではなくグラフ等で監視することが良い。

表 5-1 運転管理項目

設 備	機 器	項 目
脱水設備	駆動機	電流値
	差動機	電流値
	本体	振動値
	潤滑油	貯留量
	汚泥供給系	流量、濃度
	薬品供給系	流量、濃度
	分離液	濁り、起泡
	排出汚泥	排出量、含水率
燃焼設備	砂層	温度
	フリーボード部	温度
	〃	炉内圧力
	排ガス系	排ガス酸素濃度等
	集塵装置	差圧
	排煙処理塔	循環水量
	灰ホッパ	焼却灰発生量
発電設備	熱媒	循環流量、圧力、温度
	排煙処理水	流量、温度
	過熱器等熱交換器	出入温度、U 値※
	冷却水	流量、温度
	発電機	発電量

※U 値：総括伝熱係数 ($\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$)

熱交換器の単位伝熱面積あたり、単位温度差あたりの熱の伝わりやすさを示す指標であり、下記式で算出される。各部の流量、温度から計算可能なため自動的に算出、表示させることも可能である。発電設備の各熱交換器のU 値を定期的にモニタリングすることで、伝熱面の汚れ等による熱交換器の性能劣化を検知できる。

$$U = Q \div A \div \Delta T$$

U：総括伝熱係数 [$\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$]

Q：単位時間あたりの伝熱量 [W]

A：伝熱面積 [m^2]

ΔT ：対数平均温度差 [K]

ここでQ は各部で測定される温度および流体の流量から、以下の式で表される。ただし、相変化は無いとし、放熱は無視している。

$$Q = V_1 \times (T_2 - T_1) \times C_1 = V_2 \times (T_3 - T_4) \times C_2$$

V_1 ：加熱側熱媒体流量 [kg/s]

V_2 ：被加熱側熱媒体流量 [kg/s]

T_1 ：加熱側出口温度 [K]

T_2 ：加熱側入口温度 [K]

T_3 ：被加熱側出口温度 [K]

T_4 ：被加熱側入口温度 [K]

C_1 ：加熱側熱媒体比熱 [J/kg K]

C_2 ：被加熱側熱媒体比熱 [J/kg K]

(2) 各設備の起動・停止

1) 低含水脱水設備

低含水脱水設備の起動・停止における留意点は、従来型の遠心脱水機に準じる。特に低含水率の脱水汚泥を連続的に処理する場合においては、脱水機内に砂分等が蓄積し、回転の偏りによる異常振動等の原因となる場合があるため、起動・停止時の脱水機振動値の監視を行うと同時に、脱水機の起動・停止時には二次処理水による機内洗浄、汚泥の確実な排出を行う必要がある。

2) 低空気比省エネ燃焼設備

低空気比省エネ燃焼設備の起動・停止における留意点は、従来型の気泡流動炉に準じる。低空気比運転および自燃運転へは、炉内温度が十分に上昇した後に、それぞれのモード（低空気比運転モード、自燃運転モード）に切り替えることで移行する。各モードに切り替えると、それぞれ自動的に流動空気量をコントロールして空気比を1.3以下に抑える運転、補助燃料を減らすため

に、流動空気予熱器での熱回収量を増やして炉内熱バランスを改善する運転を行う。言うまでもなく、2つのモードは同時に稼働させることも可能である。

3) 高効率排熱発電設備

高効率排熱発電設備の起動・停止においては、ボイラー・タービン主任技術者の指導のもと定められた手順に従って行う必要があり、燃焼設備が定格運転となり熱源が安定した後に起動し、燃焼設備の停止に先立ち発電設備を停止することを基本とする。手順を以下に示す。なお停止手順は、起動手順の逆となる。また、これら一連の起動・停止シーケンスは自動化されている。

- ① タービンと蒸気過熱器をバイパスした状態で凝縮器へ冷却水（二次処理水）を、蒸発器へ排煙処理水を通水した後、アンモニア水の循環を行う。
- ② 蒸気過熱器にアンモニアを導入し、熱回収空気を徐々に通気しながらアンモニア水の循環量を増加させ、十分な過熱蒸気が得られるようになった段階でタービンへの加熱蒸気の導入を開始する。
- ③ 徐々にタービンへの過熱蒸気の供給量を上げていき、タービンが定格の回転数近くに達したところで、発電機の遮断機を入れ系統連系をする。
- ④ バイパス量をさらに絞り、最終的には過熱蒸気を全てタービンに供給する。
- ⑤ 各熱源の供給量・冷却水量・熱媒循環量を調整し、発電出力を上げていく。

（3）汚泥性状変化等に伴う制御因子の調整

本システムの運転は表 5-2 に示した自動的に調整される項目に加えて、汚泥性状に対して必要な調整を行うことが重要である。特に、脱水設備の運転に影響を与える、濃縮汚泥濃度（TS）、燃焼設備や発電設備に影響が大きい濃縮汚泥有機分率（VTS）を定期的に調査、データ蓄積し、それらのデータを基に含水率と脱水条件の因果関係（含水率テーブル）や、最適化機能で利用している計算モデルを逐次（少なくとも四季毎に1回程度）確認をし、必要に応じて調整・更新することで、各設備でより適切な運転が可能となる。なお、計算モデルの更新は連携・最適化機能の調整となるため、単価等の設定を除き、基本的にメーカーによる対応が必要である。また、脱水設備の運転においては、連携・最適化システムでカバーしていない高分子凝集剤の選定や注入率の調整は、運転管理をする者が脱水設備メーカーと相談の上、従来の脱水設備と同様に定期的の実施する必要がある。

含水率テーブルの具体的な調整法の1つとして、図 5-3 に示したように濃縮汚泥濃度（TS）と含水率のズレの関係に基づいてテーブル全体を上下にシフトさせるような手法がある。資料編 I. 実証試験に示されるように、TS と含水率のズレには一定の相関性が認められ、TS が高ければ含水率が小さい側に、TS が低ければ含水率が高い側へとズレが発生する傾向がある。

そのため例えば、テーブルの配置は変えずに、右下に平行移動させるとより高い遠心力が適用されやすくなるため、TS が低く脱水性の悪い汚泥を対象としたときに適した調整となり、逆に左上に移動させるとより低い遠心力が適用されるため、TS が高く脱水性の良い汚泥を対象とする際に適用することができるテーブルとなる。なお、本方法でも設定と実際の含水率の乖離が見られる場合には、テーブル自体が汚泥性状に合っていない可能性が高いので、メーカーに依頼しテーブルの再

作成を依頼することが望ましく、脱水機の条件を変更しながら順次トルクや排出される脱水汚泥の含水率を測定することで、含水率テーブルの作成に必要なデータを取得する必要がある。

表 5-2 主な制御因子の自動化対応

設備	制御因子	自動制御	担当する制御機能
脱水設備	汚泥供給量	×	従来通りユーザーが調整
	高分子凝集剤注入率	×	〃
	ポリ硫酸第二鉄注入率	○	脱水設備自律運転機能
	遠心力	○	〃
	差速	○	〃
	目標含水率	○	連携・最適化機能
	含水率テーブル	×	メーカー作成したテーブルを 適宜ユーザーが調整
燃焼設備	汚泥供給量	×	従来通りユーザーが調整
	補助燃料供給量	○	燃焼設備制御機能（自然化）
	流動空気供給量	○	〃（多層燃焼）
	2次・3次空気供給量	○	〃（多層燃焼）
	熱回収空気量	○	連携・最適化機能
	排煙処理水量	○	〃
発電設備	熱媒循環流量	○	発電設備制御機能
	冷却水量	○	〃
連携・最適化	計算モデル	×	メーカーが調整

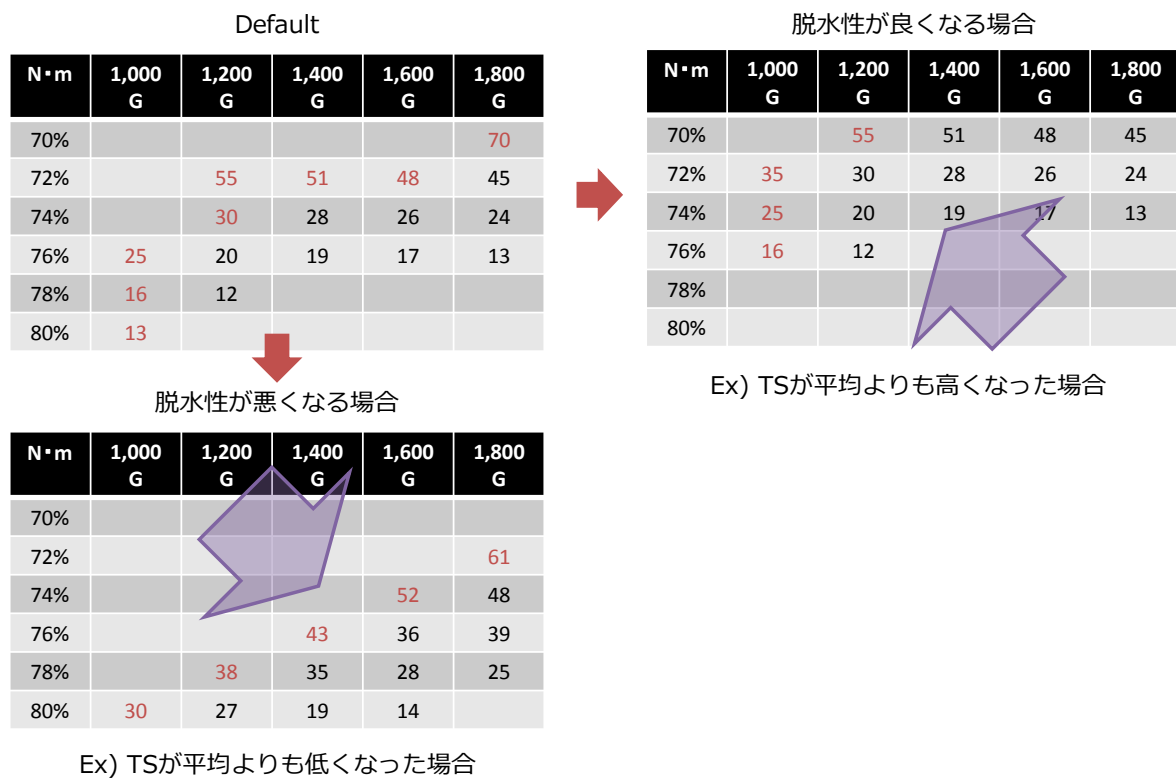


図 5-3 含水率テーブルの補正

(4) 不具合時の対応

特に本システムで特徴的な運転時に想定されるトラブル事象とその対応例を表 5-3 に示した。故障・不具合等の原因となる事象の解決には、各設備で想定される故障・不具合例とその基本的な対応策を FMTA（故障モード影響度解析）等の手法を活用して、導入サイト毎の機器構成や立地条件の違いを踏まえて事前に検討し、対策および対応優先度を決めておくことが有効である。

表 5-3 トラブル時の基本的な対応方針例

	故障・不具合例	対応方針例
脱水設備	SS 回収率低下 →水処理負荷増大	差速の調整、薬注条件の見直し
	脱水機振動値増加 →脱水機の破損	機内洗浄の実施
	含水率の乖離 →制御の不都合	汚泥性状確認、含水率テーブル見直し
燃焼設備	排煙処理水シアン検出 →水処理への影響	希釈返流、起動／定常時の燃焼温度／空気比の確認
	FB 部過熱 →耐火物の破損	脱水汚泥投入量の漸減
発電設備	熱交換器汚れ →発電量低下	熱バランスの確認、U 値の確認、洗浄の実施
	シール部の破損 →小規模な漏えい	設備の停止、冷却後、漏えい個所の確認、交換の実施
	燃焼設備の計画外停止 →供給熱量低下	速やかに、停止工程に移行
	冷却水の供給停止 →熱媒圧力上昇	熱供給系のしゃ断（燃焼設備は運転可能）

第2節 保守点検

§31 保守点検

日常点検は運転状態を確認し、異常の発生を早期に検知することで、故障や機能低下を防止するために実施する。定期点検は、必要な修復・整備を行うことで、設備機能を適正に維持するために実施する。

【解 説】

本システムの日常点検は、異常の発生を早期に検知することで、故障や機能低下を防止するために実施することから、各設備が定常的に運転している条件で点検を実施する。各設備には各部の温度、流量、各電動機の電流値等の連続的に監視する運転管理項目に加えて、1日1～2回の頻度で実施する日常点検項目が定められている。表5-4に日常点検項目の例を示した。計器類で感知が難しい小さな変化を見逃さないことが重要である。なお、日常点検結果が管理範囲に入っている場合でも、時系列的に逸脱傾向が強い場合には、点検頻度を増加させ異常の早期検知を図り、可能であれば定期点検を前倒して実施することを検討しても良い。

表 5-4 日常点検項目（例）

設備	項目
脱水設備	・ 外観点検（各部腐食・塗装剥離・変形） ・ 各部現場指示計指示値 ・ 脱水汚泥排出状況（含水率含む） ・ 臭気/振動
燃焼設備	・ 外観点検（各部腐食・塗装剥離・変形） ・ 燃焼状況（サイトグラスより） ・ 各部現場指示計指示値 ・ 臭気/振動
発電設備	・ 外観点検（各部腐食・塗装剥離・変形） ・ 各部現場指示計指示値 ・ 臭気/振動

定期点検は、必要な修復・整備を行うことで、設備機能を適正に維持するために実施する。各設備には運転時間等に基づいて推奨される定期点検項目が定められており、それぞれの項目について規定の頻度以上で点検を実施する。表5-5に各設備の定期点検項目の例を示した。これらの項目を着実に実行し、記録に残すことが重要である。また、排熱発電設備においては電気事業法によって定期事業者点検が義務付けられている、表5-6に示した定期事業者検査項目を最低限実施し、記録を残すことが必要である。

表 5-5 定期点検項目（例）

設 備	機 器	項 目	頻 度
脱水設備	ボルト・ナット	締め付け状況	1 回/月程度
	ベアリング類	異音の有無	〃
	潤滑油等	交換	1 回/数か月
	防振装置	外観の確認	1 回/月程度
	V ベルト	緩み・傷の有無	〃
	全体	オーバーホール	1 回/4～5 年
燃焼設備	排煙処理塔	腐食状況	1 回/年以上
		ダスト付着、腐食状況	1 回/年以上
	セラミックフィルタ	差圧、逆洗間隔	〃
発電設備	熱交換器	外観の確認	1 回/年以上
	熱媒	濃度、量	1 回/月以上
	潤滑油	交換	1 回/数か月

表 5-6 電気事業法に基づく定期事業者点検項目

	点検内容	頻度
蒸発器	外観点検	1 回/2 年
安全弁	開放点検・作動試験	1 回/2 年 (開放点検は隔回実施)
ガス検知器	作動試験	1 回/2 年

第3節 緊急時の対応

§ 32 緊急時の対応

人身・物損事故の発生や重要設備の故障・不具合の発生等の緊急時には原則として設備毎に定められた手順で速やかに停止操作を行い事態の悪化を防止する。また、地震・台風等の災害時には、設備を定められた手順で速やかに停止し、予め設定した災害時対策フローに従って対応することを基本とする。

【解 説】

本システムの運転中に人身・物損事故の発生や重要設備の故障・不具合の発生等があった場合には、原則として設備毎に定められた手順で速やかに停止操作を行い、事態の悪化を防止する。また、システムが自動的に停止した場合においては、定められた停止状態にあることを確認することが必要である。予期しない手順、状態で停止がなされると、リスクが残存したままになる場合や、再起動時に問題を起こす可能性がある。

地震・台風等の災害が発生した場合には、設備を定められた手順で速やかに停止し、予め設定した災害時対策フローに従って対応、復旧することを基本とする。ただし、汚泥処理の継続の観点から、脱水設備の運転を優先し、燃焼設備および発電設備はリスクが顕在化した段階で早期に停止することが望ましい。なお、不測の事故等で運転中に停電が発生した場合には、脱水設備、燃焼設備は従来の設備と同様に自律的に安全に停止する。発電設備において停電が発生した場合には、自動的に各部の遮断弁が閉じ、プロセスへの熱供給を遮断することで安全に停止する。

資料編

I. 実証試験	105
I-1. 実証試験の概要	105
(1) 実証研究	105
(2) 実証設備運転条件	110
I-2. 基本性能確認結果	111
(1) 低含水脱水設備の性能確認結果	111
(2) 低空気比省エネ燃焼設備の性能確認結果	112
(3) 高効率排熱発電設備の性能確認結果	113
(4) 連携・最適化機能の動作確認結果	114
(5) 臭気分析	117
(6) 騒音測定	118
(7) 環境性能【補足】	121
I-3. 性能影響因子の調査結果	125
(1) 低含水脱水設備の性能影響因子	127
(2) 低空気比省エネ燃焼設備の性能影響因子	129
(3) 高効率排熱発電設備の性能影響因子	132
I-4. 発電設備の熱交換器におけるスケーリングの評価	134
(1) リーズナー安定度指数(RSI)による評価	134
(2) U値の推移による評価	135
(3) 熱交換器内部の解放点検	135
II. 簡易算定式	137
II-1. 簡易算定式の導出	137
(1) 脱水設備	138
(2) 燃焼設備	142
(3) 発電設備	150
II-2. 様々な条件下における導入効果の試算方法と追加的費用	153
(1) 簡易算定式の補正方法	153
(2) 段階的導入時の追加的費用	154
(3) 汚泥性状等の影響	156
(4) 運転方針（稼働率・負荷率）の影響	161

III. ケーススタディ	164
III-1. 試算の条件	164
(1) ケース設定	164
(2) 試算の前提条件	165
(3) 従来技術の試算方法	166
III-2 試算結果（CASE-4：燃焼設備改造シナリオ）	171
(1) 試算条件	171
(2) 試算結果	172
III-3. 試算結果（CASE-5：消化汚泥シナリオ）	174
(1) 試算条件	174
(2) 試算結果	175
III-4. 発電設備単体での導入検討の際の判断基準例	176
 IV. 参考文献	 177
 V. 問い合わせ先	 178

I. 実証試験

I-1. 実証試験の概要

(1) 実証研究

1) 研究名称

脱水・燃焼・発電を全体最適化した革新的下水汚泥エネルギー転換システムの技術実証研究

2) 実施者

メタウォーター・池田市共同研究体

3) 実証期間

平成 25 年 6 月 25 日から平成 26 年 3 月 31 日まで（平成 25 年度委託研究期間）

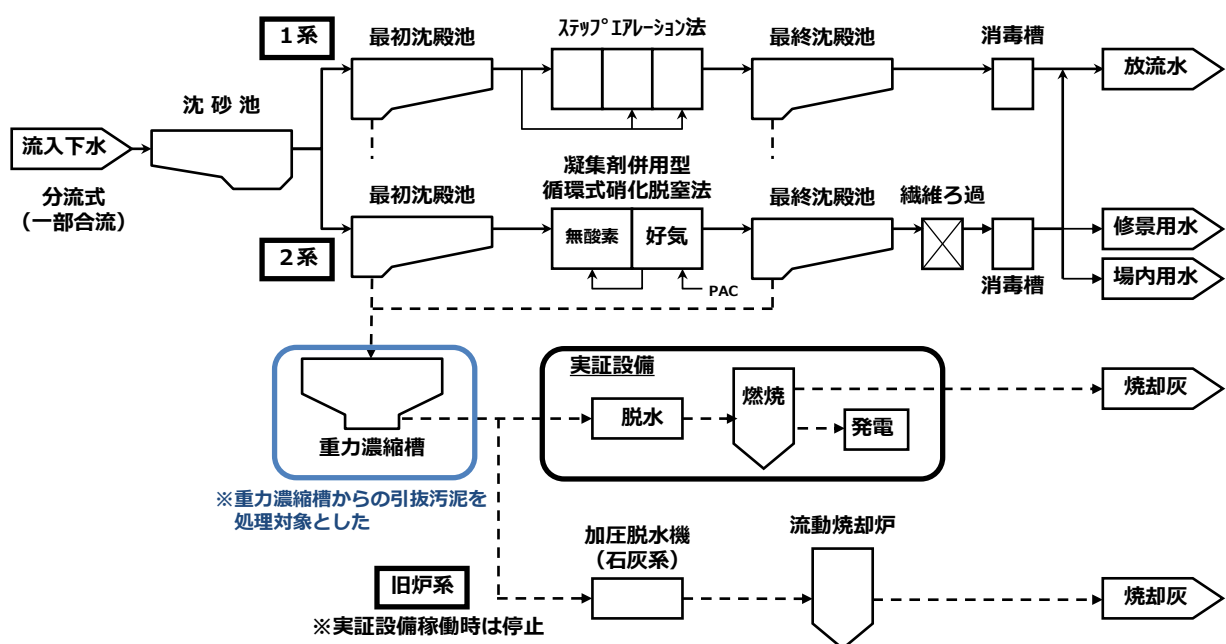
平成 26 年 6 月 25 日から平成 27 年 3 月 31 日まで（平成 26 年度委託研究期間）

4) 実施場所

池田市下水処理場 （所在地：大阪府池田市ダイハツ町 3-1）

5) 処理対象

図資 1-1 に示した、池田市下水処理場の 1 系および 2 系水処理設備の最初沈殿池および最終沈殿池から排出された最初沈殿池汚泥および余剰汚泥を混合した、「混合汚泥」を重力式濃縮槽で濃縮したものを対象とした。



図資 1-1 実証試験での処理対象汚泥

6) 処理能力

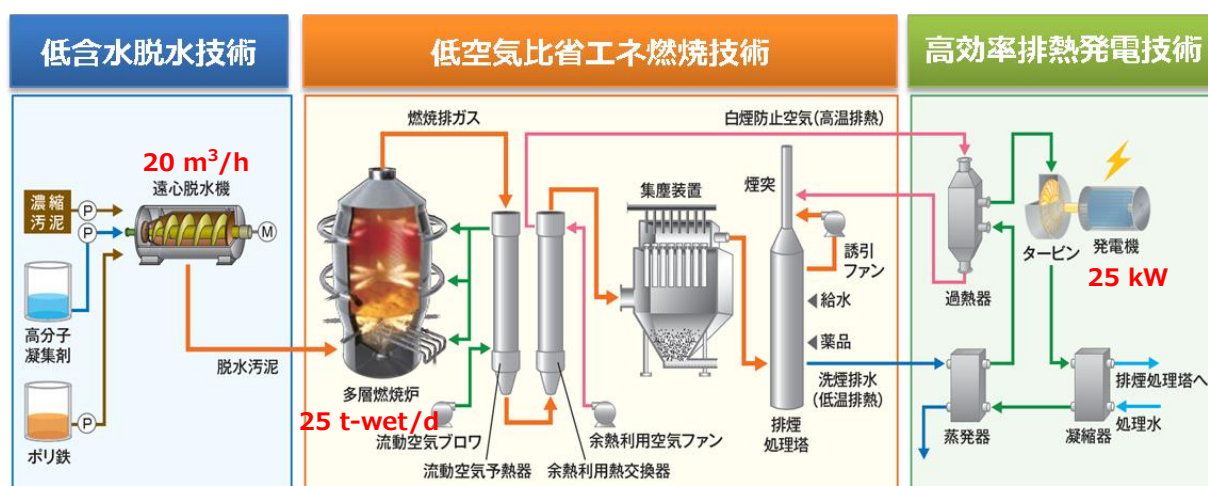
実証設備の定格能力を表資 1-1 に示した。実証設備に建設にあたり、脱水設備および燃焼設備の定格能力は、過去 3 年の池田市下水処理場の濃縮汚泥固形物量、可燃分率と、低含水脱水設備で見込まれる脱水汚泥の含水率を考慮して設定した。発電設備の電気事業法上の届出出力は、過去 3 年の最大可燃分率と、二次処理水温度の季節変化を考慮して設定した。

表資 1-1 実証設備の定格能力

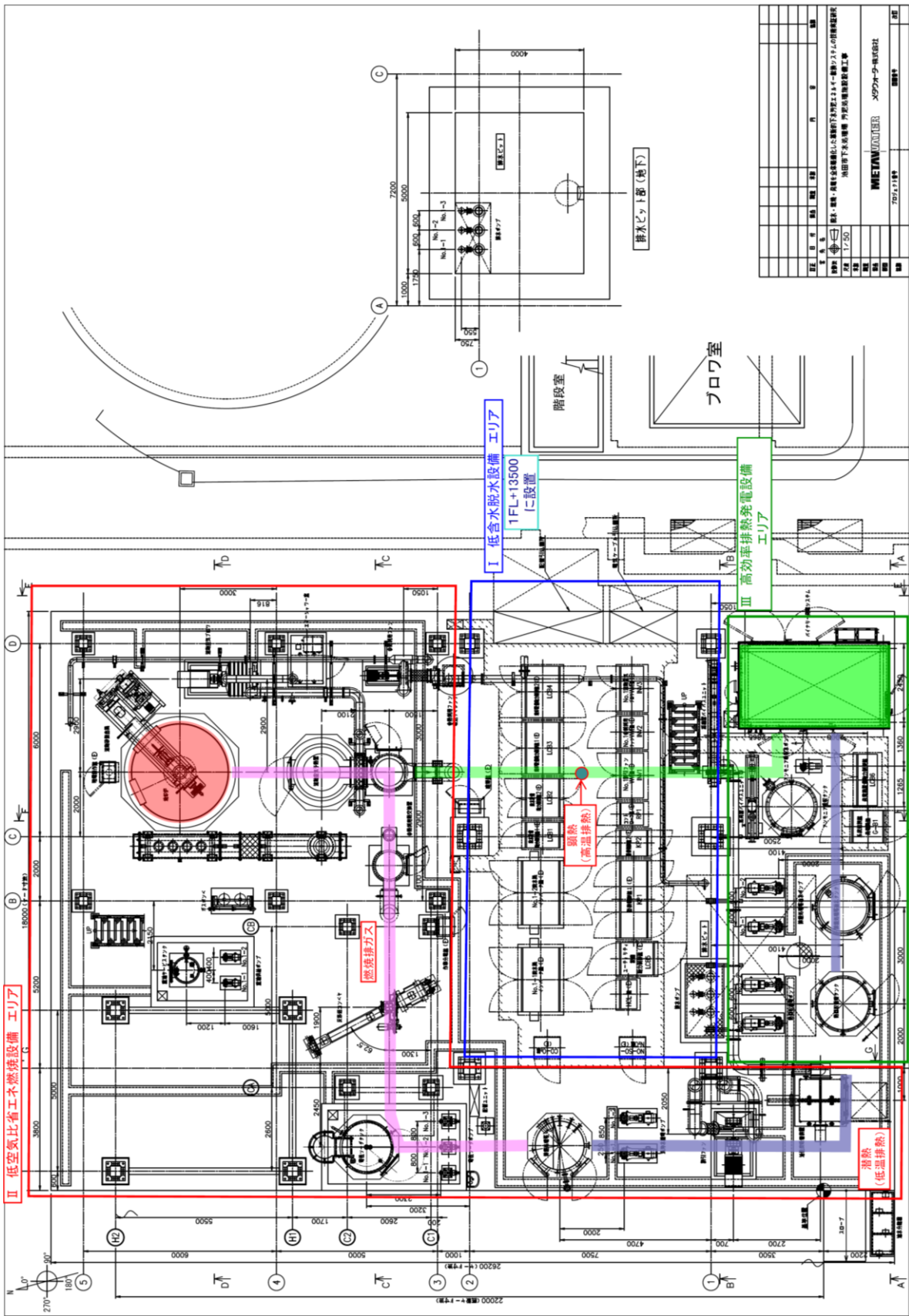
設 備	定格能力	備 考
低含水脱水設備	20 m ³ /h	13-20 m ³ /h で運転可能
低空気比省エネ燃焼設備	25.2 t-wet/d	含水率 76%時
高効率排熱発電設備	25 kW	届出出力 37 kW

7) 実証設備フロー

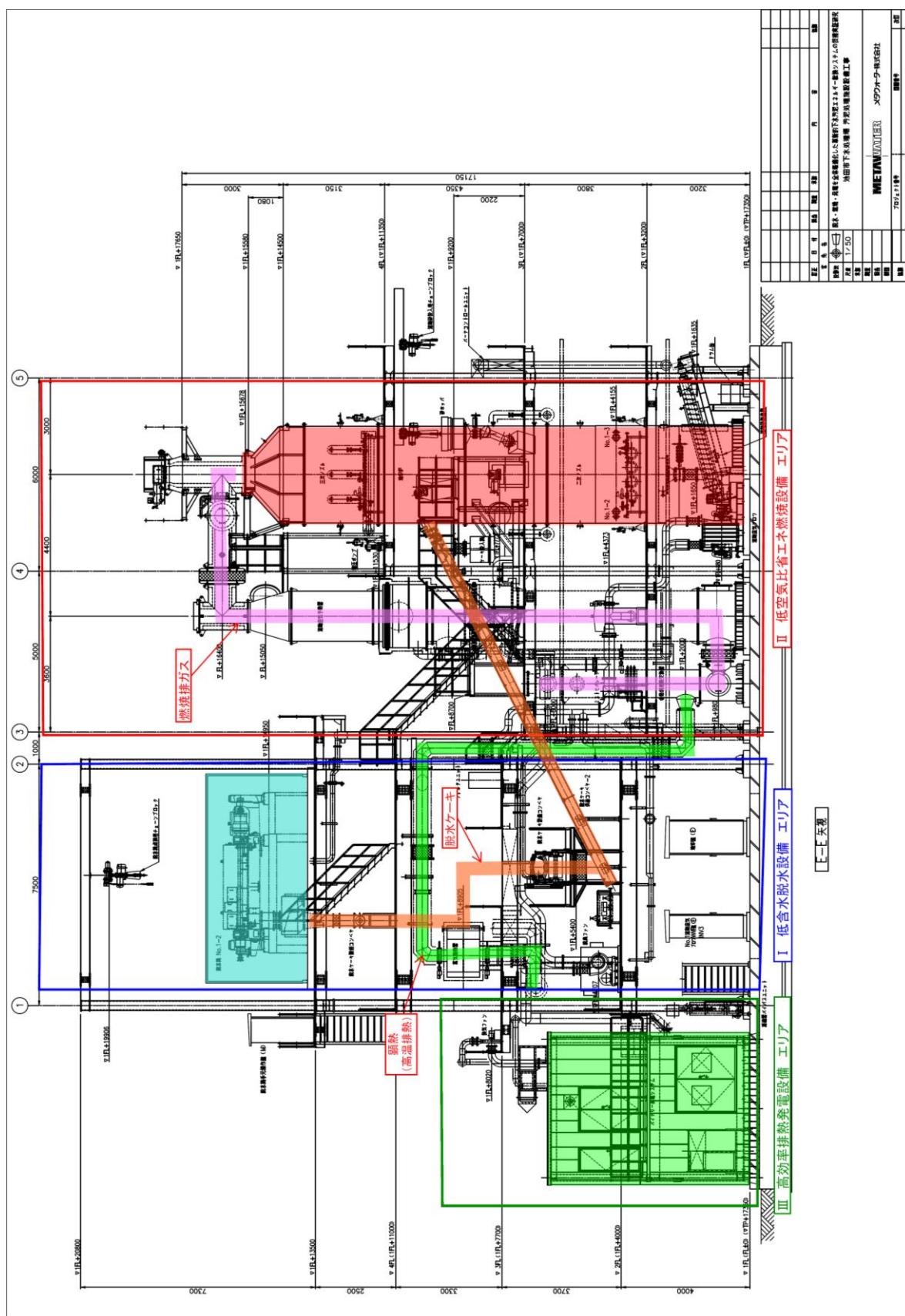
実証設備は、低含水脱水設備、低空気比省エネ燃焼設備、高効率排熱発電設備の 3 つの設備から構成されている。実証設備のフローおよび配置図を図資 1-2～図資 1-4 に示した。脱水設備は焼却炉上部に設置され、設置面積の縮減と低含水率脱水汚泥の移送に係るエネルギーの低減を図っている。燃焼設備は実証ヤードの北東端に設置され、そこから南西側に流動空気予熱器等の塔類、中央付近には集塵装置（セラミックフィルタ）、南西端には排煙処理塔と煙突が備えられている。発電設備は実証ヤード南東端に設置されたパッケージに収納されており、また一連の設備の制御を司る電気設備は、汚泥搬送エリア下部の空間にまとめられている。これらの設備は、面積約 470 m²（南北 26.2 m×東西 18 m）の矩形敷地内に配置された。



図資 1-2 実証設備のフロー



図資 1-3 実証設備の平面図



図資 1-4 実証設備の立面図

8) 実施工程

表資 1-2 に、実証研究の全体工程を示した。平成 25 年度は主に実証設備の建設工事、平成 26 年度に実証試験を行った。

表資 1-2 実証研究の全体工程

実証項目		平成 25 年度			平成 26 年度			
		6-9 月	10-12 月	1-3 月	4-6 月	7-9 月	10-12 月	1-3 月
工事期間	実証設備の設計・制作	→	→					
	実証設備の土木・設置工事	→	→	→				
試験期間	試運転			→				
	定格負荷試験			→ 春季試験		→ 夏季	→ 秋季	→ 冬季
	変動負荷試験					→		→
	連携・最適化機能確認運転						→ コスト GHG	

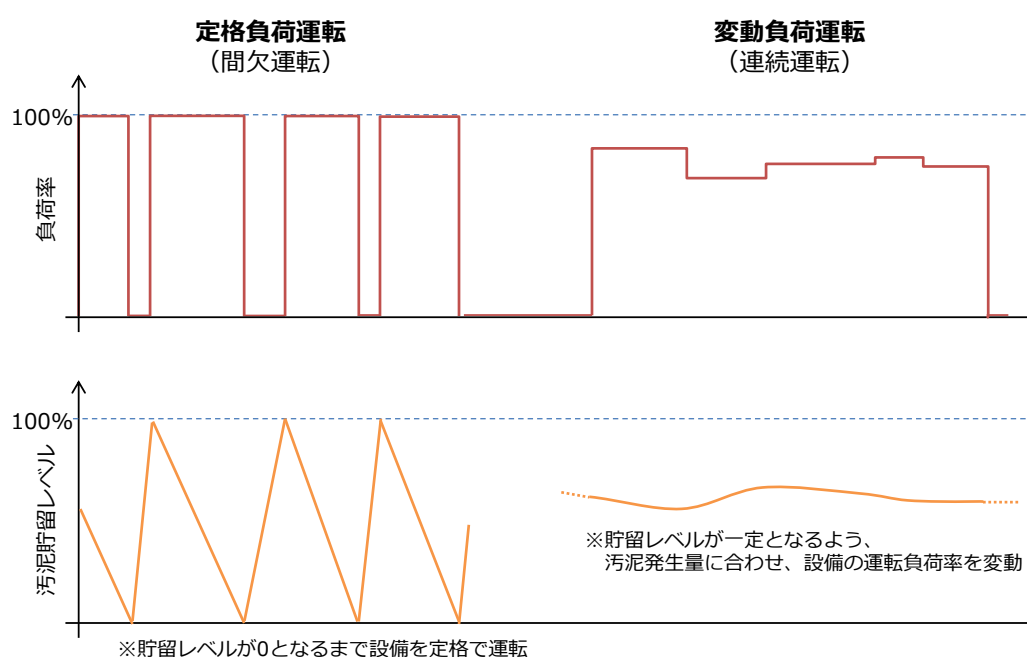
※平成 26 年度 4 月の自主研究成果についても、春季試験データとして参考までに一部を本書に掲載。

(2) 実証設備運転条件

実証設備は、その目的に応じて定格負荷および変動負荷の条件で運転され、それぞれ表資 1-3 に示す項目について、評価・確認を行った。なお定格負荷試験では、設備の定格負荷量で連続的に運転するのに必要な汚泥を確保することが困難なため、図資 1-5 に示したような適宜、貯留を行い間欠的な運転を行った。

表資 1-3 実証設備の運転条件

負荷条件	評価・確認項目	備 考
定格負荷	・ 定格条件下で本システムの基本性能を確認 ・ 季節変動の設備能力への影響を評価	四半期に一度実施
変動負荷	・ 汚泥の発生量に合わせた負荷条件（実際の運用に近い条件）での本システムの性能を確認 ・ 負荷率と性能の相関データを評価	上記以外の期間で実施



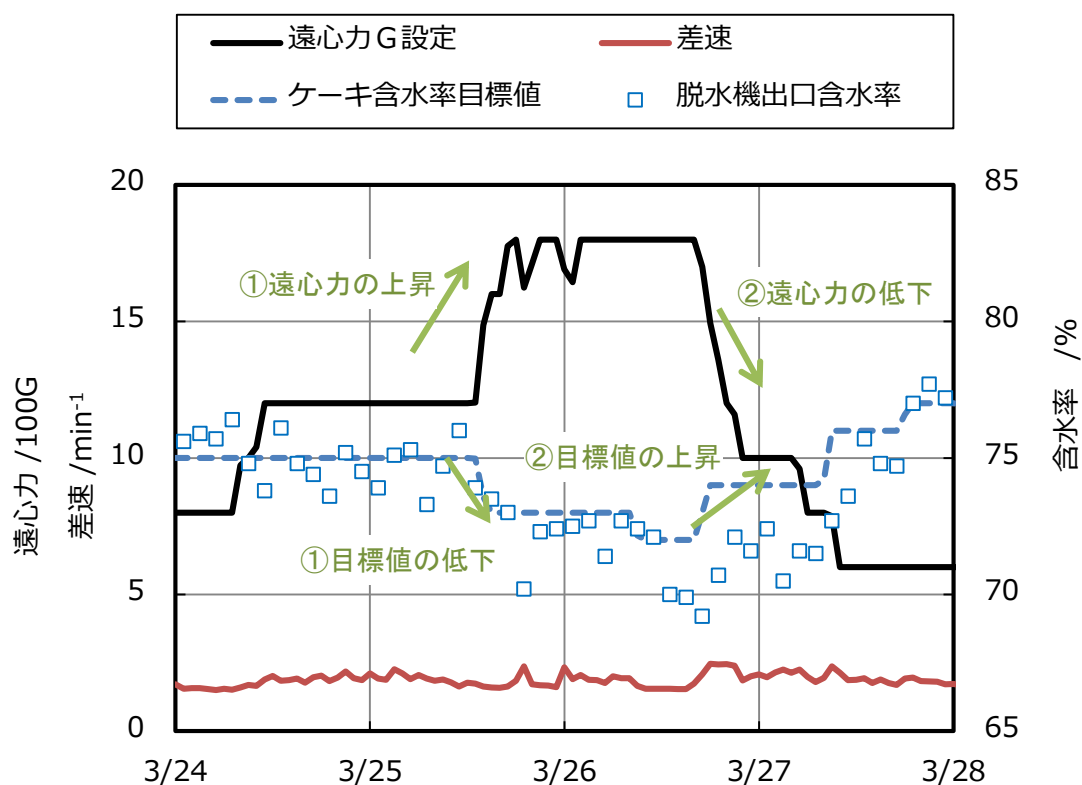
図資 1-5 定格負荷運転と変動負荷運転

I-2. 基本性能確認結果

第2章で示した本システムが具備する各技術的特徴および基本性能について、実証試験による確認を行った。

(1) 低含水脱水設備の性能確認結果

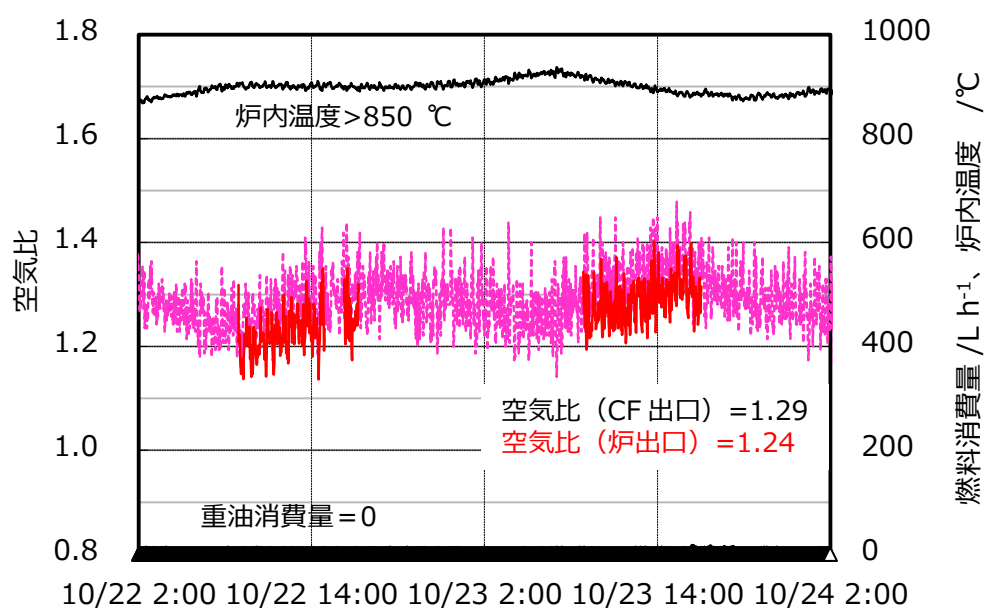
本技術は、低動力型高効率遠心脱水機（機内二液調質型）に、薬注率、遠心力、差速等の運転パラメータを脱水機内部で自律的に決定し、所定の脱水汚泥性状（含水率）を得るのに要する電力費、薬品費を総合的に最小化するソフト的な機能（自律制御機能）を加えた設備である。自律制御機能の発揮を確認できる、脱水設備の運転状況を図資 1-6 に示した。平成 25 年 3 月 25 日の正午頃に脱水汚泥含水率の目標値を意図的に低下させたところ、図中①に示した通り、脱水設備は差速および遠心力を調整し、脱水機出口の脱水汚泥含水率が目標値通り低下することを確認した。3 月 26 日～27 日には脱水汚泥含水率の目標値を再度意図的に上昇させたが、ここでも図中②に示した通り、差速および遠心力が自動的に調整され、脱水機出口の脱水汚泥含水率は上昇した。このように、脱水汚泥含水率目標値を脱水設備に入力することで、脱水設備が自律的に運転条件を選択・調整し、概ね目標通りの脱水汚泥含水率が得られることを確認した。また、含水率を調整の際には、条件変更によるコストへの影響が小さい、差速、遠心力の増減が優先され、遠心力による脱水が限界に達した後に無機凝集剤の注入が行われ、当初設計にて意図した通りに、自律的に脱水設備が動くことを確認した。



図資 1-6 自律制御機能による脱水汚泥含水率の上下

(2) 低空気比省エネ燃焼設備の性能確認結果

本技術は「モデル予測制御」を活用して燃焼空気を砂層と炉上部の複数の箇所から導入し、低燃費、低 N_2O を実現する「多層燃焼技術」に、排ガス中の酸素濃度の情報をさらに追加して低空気比での安定運転を図るものである。燃焼設備の運転データを図資 1-7 に示した。重油消費量が 0（自燃）かつ空気比 1.3 以下の運転を安定的に実現することを確認した。また、このとき炉内温度（フリーボード中部での温度）は 850°C 以上を保持して安定的に推移しており、燃焼と炉内熱バランスの維持が問題無く行われていることが確認された。



図資 1-7 低空気比運転データ (10 月 22 日～24 日)

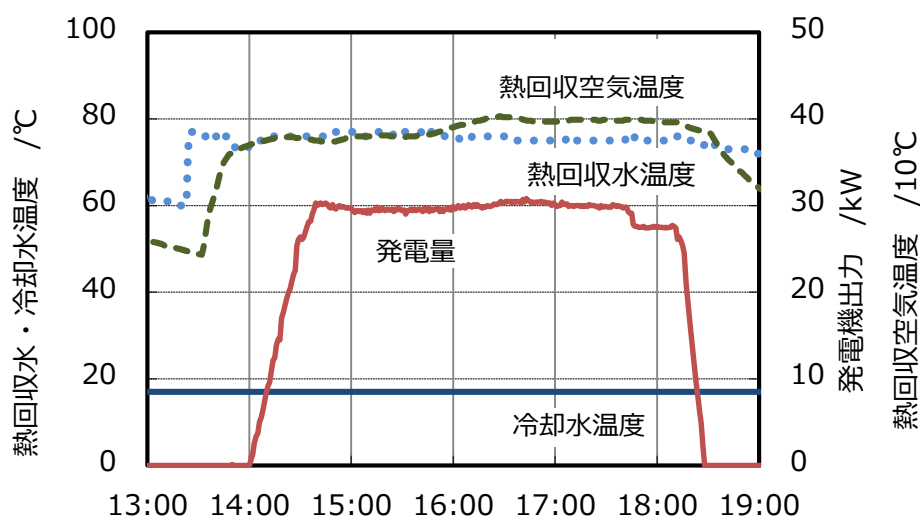
次に、実証設備の規模における化工計算および容量計算による従来技術の消費電力量試算結果と実証設備での消費電力量測定結果との比較を表資 1-4 に示した。低空気比化に伴いファン、ブロワ類の消費電力が低減し、従来技術に対し 40%以上の消費電力量削減が図られることを確認した。なお、従来技術の消費電力量は含水率 76%を中心とし、汚泥変動を考慮して電動機を選定のうえ、電動機負荷率を 70%として試算した。また、実証設備の消費電力量測定において、ファン・ブロワ類は回転数制御により流動空気量に合わせて消費電力量が変動するため、表中の期間における連続測定の平均値を採用し、ポンプ類は、回転数固定での運転を行っているため、通年で変化しないものとし、夏季 (8/20) および冬季 (12/9) の定格運転時に実施した測定結果が概ね変化のないことを確認したうえで、その平均値を採用した。

表資 1-4 燃焼設備の省電力化の確認結果

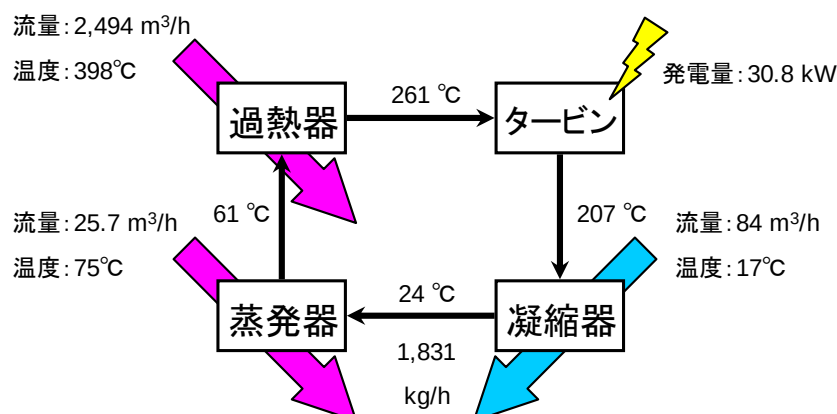
		従来技術 (試算値)	実証設備 (実測値)			
			春季	夏季	秋季	冬季
			4/15	7/18	10/23	12/11
			9:00	8:00	17:00	0:00
			-11:00	-12:00	-21:00	-11:00
汚泥量 (t-DS/d)		6.0	6.3	6.0	6.0	6.2
空気比 (-)		1.45	1.35	1.27	1.24	1.33
脱水汚泥含水率 (%)		76	75	73	75	75
消費 電力 (kW)	流動空気ブロワ	38.5	19.3	22.1	20.5	22.4
	誘引ファン	21.0	5.8	4.6	5.0	6.1
	余熱利用ファン	7.7	3.9	3.5	3.4	3.3
	洗浄水循環ポンプ	5.3	4.1			
	熱回収循環ポンプ	-	5.8			
	合 計	72.5	38.9	40.1	38.8	41.7
電力削減率 (%)		-	▲46	▲47	▲46	▲42

(3) 高効率排熱発電設備の性能確認結果

本技術は下水汚泥焼却設備から排出される排ガスおよび排水に含まれる顕熱および潜熱を利用し、低沸点の熱媒体としてアンモニア水等を用いた2熱源バイナリーサイクルによって発電することを特徴とする設備である。実証試験期間における最大発電量(=30.8 kW)を達成した2014/3/12の発電量トレンドを図資 1-8に、最大発電時の熱バランスを図資 1-9に示した。最大発電量を達成した条件においては、低温の排水熱の温度と高温の排ガス熱の温度が双方とも設計の温度に到達していることを確認した。



図資 1-8 最大発電時の発電量トレンド (2014/3/12)



図資 1-9 最大発電時の熱バランス（2014/3/12 16:00 頃の値）

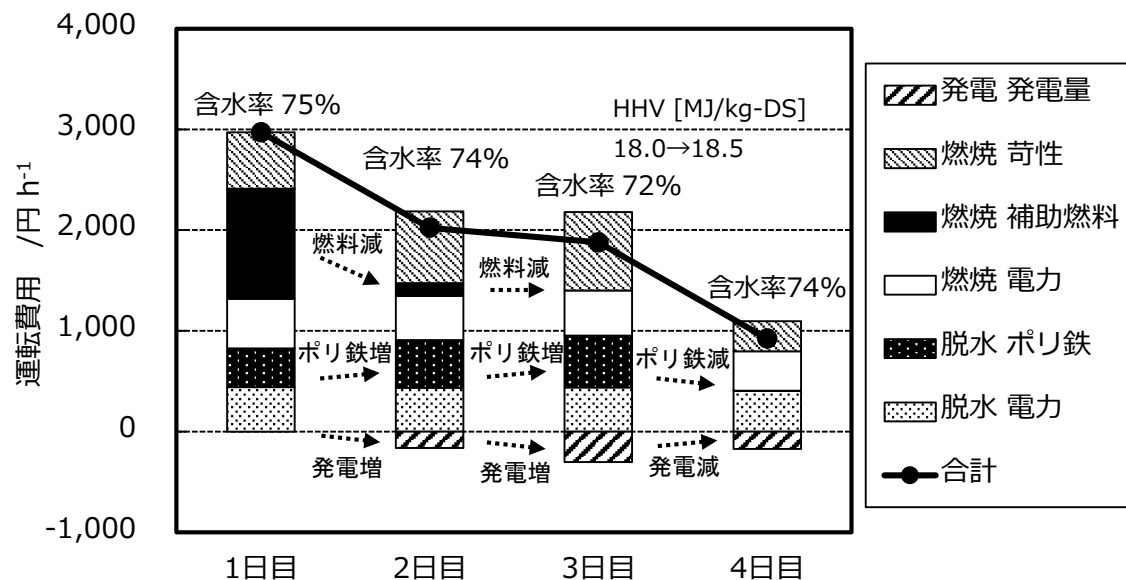
(4) 連携・最適化機能の動作確認結果

連携・最適化機能が設計の意図通りに働くことを確認するため、秋に運転コスト最適運転試験を、冬に温室効果ガス最適運転試験を実施した。それぞれの試験を行った4日間の運転コストおよび温室効果ガス排出量の推移を図資 1-10、図資 1-11 に示した。縦軸の運転コストおよび温室効果ガス排出量の値は、表資 1-5 に示した各単価、温室効果ガス排出量の原単位の値に、脱水設備の電力、無機凝集剤、燃焼設備の電力、補助燃料、苛性ソーダの使用量、発電設備の発電量をかけて算出した。これらは、含水率等の変化に対して変動する項目であり、実証設備における連携・最適化機能はこれらの項目を対象としている。

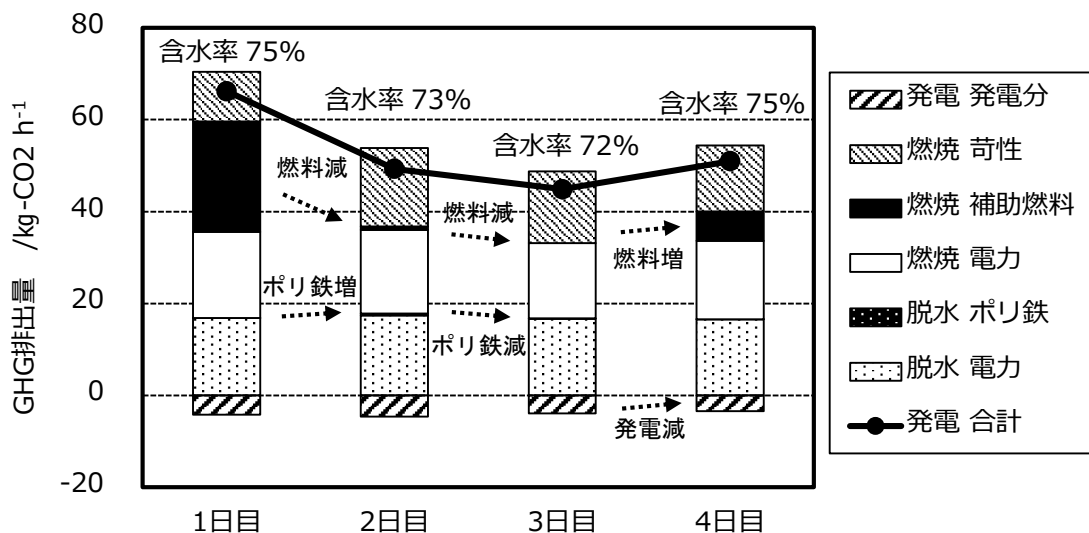
運転コスト最適機能の確認においては、脱水污泥の含水率が約 75%と高く、燃焼設備にて補助燃料を多く使用している状況を意図的に作り出しそこから試験を開始した（図資 1-10、1 日目）。3 設備の連携・自動最適化機能を作動させると、脱水設備が自動的にポリ鉄の添加量を増加させ、脱水污泥の含水率が 74%まで低下し燃焼設備での補助燃料費が低減した。またそれに伴う排熱量の増加により発電設備の発電量も増加し、システム全体のコストが徐々に低減した（1～3 日目）。その後、污泥性状の変化（污泥発熱量の増加）および含水率がさらに 72%まで低下したことで、燃焼設備の炉内温度が上昇したため、連携・最適化機能は過自燃気味であると判断し、脱水設備はポリ鉄添加量および遠心力を低下させ、自燃境界付近とみられる 74%程度まで含水率を上昇させた。このとき発電量は減少したが、それ以上に脱水設備における消費電力および薬品消費量の低減に起因する費用低減効果が大きく、システム全体のコストは極小化した（3～4 日目）。

温室効果ガス排出量最適機能についても、脱水污泥の含水率が約 75%と高く、燃焼設備にて補助燃料を多く使用している状況を意図的に作り出し、そこから試験を開始した（図資 1-11、1 日目）。3 設備の連携・自動最適化機能を作動させると、脱水機はポリ鉄添加量等の運転条件を調整し脱水污泥の含水率を 72%まで低下させ、燃焼設備における補助燃料使用量が低減することで、システム全体の温室効果ガス排出量を低減させた（1～3 日目）。その後、連携・最適化制御を切り、脱水機の運転条件を固定して運転を実施したところ、徐々に污泥の脱水性が低下して含水率が上昇し、補助燃料使用量が増加、発電量が低下し、温室効果ガス排出量は増加した。

以上の結果から、連携・最適化機能によって個別設備の費用増減を超えて、システム全体で費用および温室効果ガス排出量が低減することが確認された。



図資 1-10 運転コスト（変動分）の内訳と推移（25t-wet/d 規模）



図資 1-11 温室効果ガス排出量（変動分）の内訳と推移（25t-wet/d 規模）

表資 1-5 運転コスト試算の単価

項 目		単 価	GHG 排出量
脱水	電力	15 円/kWh	0.55 kg-CO ₂ /kWh
	ポリ硫酸第二鉄	20 円/kg	0.044 kg-CO ₂ /L
燃焼	電力	15 円/kWh	0.55 kg-CO ₂ /kWh
	補助燃料	90 円/L	2.71 kg-CO ₂ /L
	苛性ソーダ(20%)	36 円/L	1.42 kg-CO ₂ /L
発電	発電量	15 円/kWh	0.55 kg-CO ₂ /kWh

(5) 臭気分析

実証設備に関わる臭気について分析し、結果を基準等と比較し、それを満足することを確認した。

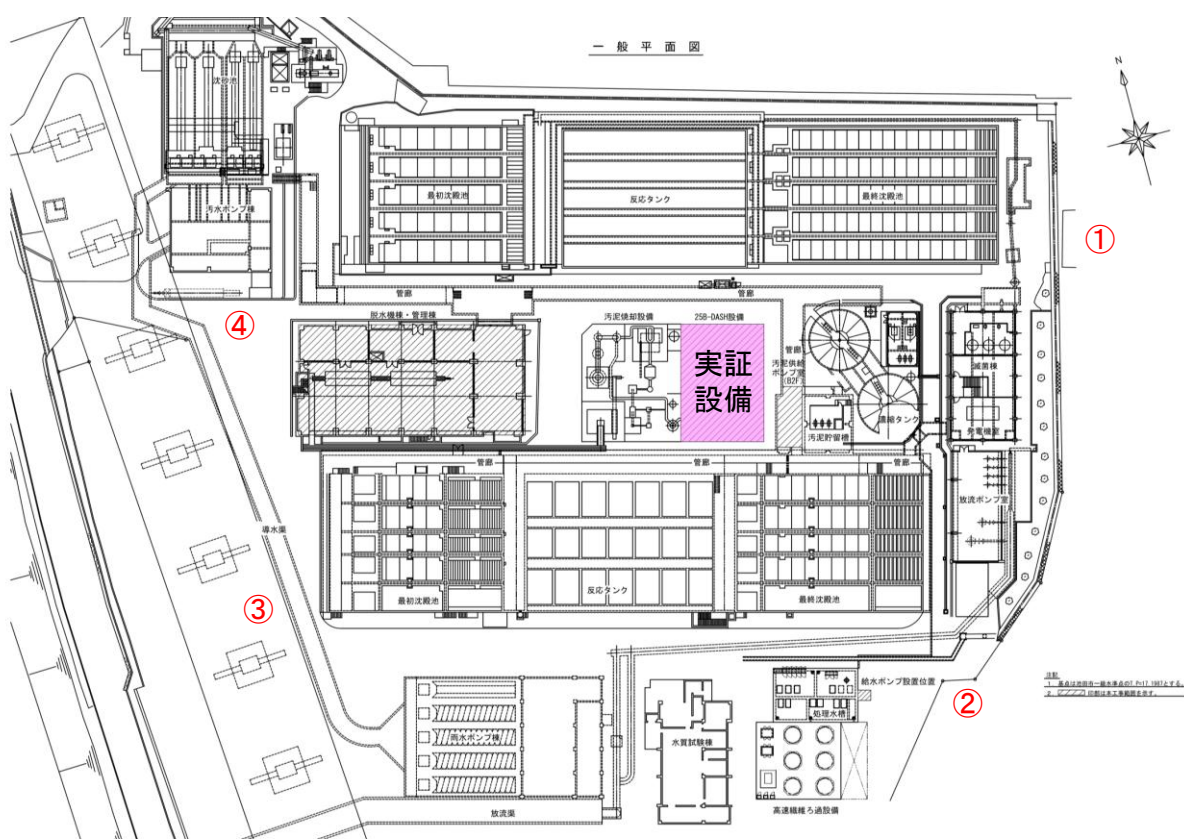
1) 測定日

第1回：2014年2月12日（実証設備稼働前）

第2回：2014年3月19日（実証設備稼働後）

2) 測定場所：

池田市下水処理場内の図資 1-12 に示す敷地境界4地点で測定を実施した。また、測定日の気象条件を表資 1-6 に示す。



図資 1-12 臭気・騒音測定地点

表資 1-6 測定日の気象状況

測定日	項目		測定地点			
			①	②	③	④
2014 年 2 月 12 日	気温	℃	11.5	11.8	11.4	12.1
	湿度	%	36	33	35	31
	風向	—	NNW	NW	N	E
	風速	m/s	1.7	1.0	1.0	2.4
2014 年 3 月 19 日	気温	℃	18.9	16.8	19.8	21.0
	湿度	%	28	33	23	22
	風向	—	ENE	ENE	NNW	ESE
	風速	m/s	1.0	Calm	1.3	2.2

3) 測定結果：

実証設備稼働前後に実施した、臭気測定の結果の比較を表資 1-7 に示す。いずれの測定点においても、臭気濃度、臭気指数は設備稼働前後で測定限界以下の値となっていた。また、特定悪臭物質※の測定結果も、いずれも測定下限値以下の値となっていた。

表資 1-7 設備稼働前後の臭気測定結果の比較

項目	測定地点	2014 年 2 月 12 日	2014 年 3 月 19 日
		(設備稼働前)	(設備稼働後)
臭気 濃度	①	<10	<10
	②	<10	<10
	③	<10	<10
	④	<10	<10
臭気 指数	①	<10	<10
	②	<10	<10
	③	<10	<10
	④	<10	<10

※ 特定悪臭物質：悪臭防止法施行規則第五条による以下の 22 物質

アンモニア、メチルメルカプタン、硫化水素、硫化メチル、二硫化メチル、トリメチルアミン、アセトアルデヒド、プロピオンアルデヒド、ノルマルブチルアルデヒド、イソブチルアルデヒド、ノルマルパレルアルデヒド、イソパレルアルデヒド、イソブタノール、酢酸エチル、メチルイソブチルケトン、トルエン、スチレン、キシレン、プロピオン酸、ノルマル酪酸、ノルマル吉草酸、イソ吉草酸

(6) 騒音測定

実証設備に関わる騒音について分析し、結果を基準等と比較し、それを満足することを確認し

た。

1) 測定日

第1回：2013年3月18日（実証設備建設前）

第2回：2014年3月19日～20日（実証設備稼働後）

2) 測定場所：

図資 1-11 に示す敷地境界4地点で測定を実施した。処理場の西側は阪神高速道路に面し、また南側1 km程度の場所に大阪国際空港が存在しているため、暗騒音値が高い地域となっている。

3) 測定結果：

実証設備稼働後に実施した、騒音測定結果（等価騒音レベル）を表資 1-8 に示す。騒音測定は、昼間（午前8時から午後6時）、夕（午後6時から午後9時）、夜間（午後9時から翌日午前6時）、朝（午前6時から午前8時）の時間帯において、各測定地点にて各10分間実施した。なお、騒音集計時、飛行機、救急車、暴走車、対象施設以外の設備音で影響の過大な音については除外処理（ポーズ処理）を行った。いずれの測定地点、測定時間帯においても規制値を満足する値となった。また、従来の汚泥処理設備稼働中に実施した騒音測定結果を表資 1-9 に示す。①～④の地点で、実証設備および従来の汚泥処理設備の騒音値は概ね同等の値となっていた。

表資 1-8 等価騒音レベル測定結果（実証設備稼働後）

測定 地点	時間帯	測定開始 日時		測定結果 dB	規制値 dB
①	昼間	3/19	16:03	57.7	70
	夕	3/19	18:47	57.9	65
	夜間	3/19	21:59	58.1	60
	朝	3/20	6:47	60.4	65
②	昼間	3/19	15:45	58.6	70
	夕	3/19	18:29	58.2	65
	夜間	3/19	21:42	57.7	60
	朝	3/20	6:31	59.5	65
③	昼間	3/19	15:05	58.6	70
	夕	3/19	18:13	58.6	65
	夜間	3/19	21:16	57.2	60
	朝	3/20	6:17	59.6	65
④	昼間	3/19	14:44	60.1	70
	夕	3/19	18:00	59.3	65
	夜間	3/19	21:01	57.2	60
	朝	3/20	6:01	60.0	65

備考）騒音の主要音源は、道路走行車および実証設備

表資 1-9 実証設備と従来の汚泥処理設備の等価騒音レベル比較

測定 地点	時間帯	従来設備稼働時		実証設備 測定値※
		測定開始日時	測定値	
①	昼間	2013/3/18 14:00～15:20	63.1	57.7
②			60.9	58.6
③			59.0	58.6
④			58.3	60.1

※実証設備の騒音値は 2014 年 3 月 19 日（昼間）における測定値

(7) 環境性能【補足】

第2章第3節および資料編 I に示した、環境性能評価時における各評価基準値の根拠について解説する。

1) 排ガス

廃棄物焼却炉出口からの排ガス組成については、大気汚染防止法施行令、大気汚染防止法施行規則およびダイオキシン類対策特別措置法により、次の①～⑤に示す項目が規制対象となっている。

① 硫黄酸化物の排出基準値 (K 値規制)

硫黄酸化物の排出基準値は、次の式により算出した硫黄酸化物の量とする。

$$q = K \times 10^{-3} H_e^2$$

q : 硫黄酸化物の許容排出量 (Nm³/h)

K : 地域により定められる値

H_e : 次の算式により補正された排出口の高さ (m)

$$H_e = H_0 + 0.65(H_m + H_t)$$

$$H_m = \frac{0.795 \sqrt{Q \cdot V}}{1 + \frac{2.58}{V}}$$

$$H_t = 2.01 \times 10^{-3} \cdot Q \cdot (T - 288) \cdot \left(2.30 \log J + \frac{1}{J} - 1 \right)$$

$$J = \frac{1}{\sqrt{Q \cdot V}} \left(1460 - 296 \times \frac{V}{T - 288} \right)$$

H₀ : 排出口の実高さ (m)

Q : 15℃における排出ガス量 (m³/s)

V : 排出ガスの排出速度 (m/s)

T : 排出ガスの温度 (K)

本実証設備の場合、K 値は 1.75 (大阪府池田市) と定められており、排出口の高さ、排ガス性状より、排出基準値は 241 ppm となる。

	項 目	単 位	数 値	備 考
K	規制 K 値	－	1.75	大阪府池田市
	排出乾ガス量	Nm ³ /h	5,780	測定値
T	排出ガス絶対温度	K	352	測定値
Q	換算排出ガス量 (15℃)	m ³ /s	1.69	
	排出口の口径	φ m	0.4	設計値
V	排出ガスの排出速度	m/s	16.48	
J		－	262.9	
H _t		－	1.00	
H _m		－	3.63	
H _o	排出口実高さ	m	25.2	設計値
H _e	補正された排出口の高さ	m	28.2	
q	硫黄酸化物の許容排出量	Nm ³ /h	1.39	規制値
		ppm	241	規制値

(計算式)

$$\begin{aligned}
Q &= 5,780 \times (273+15) / 273 \times 1/3,600 = 1.69 \text{ m}^3/\text{s} \\
V &= 5,780 \times 352/273 \times 1/3,600 / (0.4^2 \pi / 4) = 16.48 \text{ m/s} \\
J &= (1,460 - 296 \times 16.48 / (352 - 288)) / (1.69 \cdot 16.48)^{1/2} = 262.9 \\
H_t &= 2.01 \times 10^{-3} \cdot 1.69 \cdot (352 - 288) \cdot (2.301 \log(262.9) + 1/262.9 - 1) = 1.00 \\
H_m &= 0.795 \times (1.69 \cdot 16.48)^{1/2} / (1 + 2.58/16.48) = 3.63 \\
H_e &= 25.2 + 0.65 \times (3.63 + 1.00) = 28.2 \text{ m} \\
q &= 1.75 \times 10^{-3} \times (28.2)^2 = 1.39 \text{ Nm}^3/\text{h} \\
&\Rightarrow 1.39 / 5,780 \times 1,000,000 = 241 \text{ ppm}
\end{aligned}$$

② ばいじんの排出基準値

廃棄物焼却炉におけるばいじんの規制基準値を表資 1-10 に示す。本実証設備の場合、規模が定格 25.2 t-wet/日 (=1.05 t-wet/h) であるため、ばいじんの排出基準値は 0.15 g/Nm³となる。

表資 1-10 処理能力毎のばいじん排出基準値

処理能力	排出基準値※ g/Nm ³
4t/h 以上	0.04
2～4t/h	0.08
2t/h 未満	0.15

※O₂ 12%換算濃度

③ 有害物質の排出基準値

有害物質の排出基準値については**大気汚染防止法**にて、カドミウムおよびその化合物、塩素、塩化水素、弗素・弗化水素および弗化珪素、鉛およびその化合物の5つが規制対象となっているが、廃棄物焼却炉に関連する規制項目は塩化水素のみであり、その基準値は700 mg/Nm³となっている。

④ 窒素酸化物の排出基準値

窒素酸化物の排出基準値については、**大気汚染防止法施行規則 第5条**およびに同別表3の2に定められているが、下水汚泥焼却設備は別表3の2の「**二七 令別表第一の一三の項に掲げる廃棄物焼却炉のうち前二項に掲げるもの以外のもの**」にあたり、酸素濃度12%換算値で250 ppmが排出基準値となる。

⑤ ダイオキシン類の許容限度

廃棄物焼却炉の排出口から大気中に排出されるガスに含まれるダイオキシン類の許容限度を表資1-11に示す。本実証設備の場合、規模が定格25.2 t-wet/日 (=1.05 t-wet/h) であるため、許容限度は5 ng-TEQ/Nm³となる。

表資 1-11 施設規模等とダイオキシン類の排出許容限度

施設規模等	許容限度 ng-TEQ/Nm ³
火格子面積が2 m ² 以上または、 焼却能力が200 kg/h以上2000 kg/h未満	5
焼却能力が2000 kg/h以上4000 kg/h未満	1
焼却能力が4000 kg/h以上	0.1

2) 焼却灰からの有害元素等の溶出量基準値

下水汚泥の焼却灰（ばいじん）を廃棄する場合、産業廃棄物として**廃棄物の処理及び清掃に関する法律**の適用を受け、その埋立処分に関しては溶出試験による基準値が定められている。この基準値を表資1-12に示す。

また、**下水道法施行令**の発生汚泥等の処理の基準の中で、汚泥の埋立処分を行う場合には、あらかじめ熱しやく減量15%以下に焼却し、または含水率85%以下にすることと定められており、**ダイオキシン類対策特別措置法**および**ダイオキシン類対策特別措置法施行令**の規定に基づき、**廃棄物焼却炉に係るばいじん等**に含まれるダイオキシン類の量の基準及び測定の方法に関する省令の中で、**廃棄物焼却炉に係るばいじん等**に含まれるダイオキシン類の量の基準は、3 ng-TEQ/gと定められている。

表資 1-12 金属等を含む産業廃棄物に係る判定基準値（処分に係る判定基準値）

規制項目	基準値 mg/L
アルキル水銀化合物	不検出
水銀又はその化合物	0.005
カドミウム又はその化合物	0.3
鉛又はその化合物	0.3
六価クロム化合物	1.5
砒素又はその化合物	0.3
セレン又はその化合物	0.3
1,4-ジオキサン	0.5

3) 臭気

特定悪臭物質の規制については、**悪臭防止法施行規則**により、敷地境界線（第1号）、気体排出口（第2号）、排水（第3号）の3か所での基準値が定められている。敷地境界線における規制基準値（第1号規制基準値）は、各地域の都道府県知事及び市長により、**表資 1-13**に示す臭気指数※もしくは特定悪臭物質濃度によって、当該区域の実情に応じて臭気強度 2.5～3.5 に相当する範囲で定められている。

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

本実証設備（大阪府池田市）の場合、第1号規制は特定悪臭物質濃度による規制が採用されており、基準値は臭気強度 2.5 相当の値と定められている。

表資 1-13 悪臭規制基準値の範囲

規制対象		臭気強度		
		2.5	3.0	3.5
臭気指数	臭気指数	10～15	12～18	14～21
による規制				
臭気物質濃度	アンモニア	1	2	5
による規制	メチルメルカプタン	0.002	0.004	0.01
(単位：ppm)	硫化水素	0.02	0.06	0.2
	硫化メチル	0.01	0.05	0.2
	二硫化メチル	0.009	0.03	0.1
	トリメチルアミン	0.005	0.02	0.07
	アセトアルデヒド	0.05	0.1	0.5
	プロピオンアルデヒド	0.05	0.1	0.5
	ノルマルブチルアルデヒド	0.009	0.03	0.08
	イソブチルアルデヒド	0.02	0.07	0.2
	ノルマルバレルアルデヒド	0.009	0.02	0.05
	イソバレルアルデヒド	0.003	0.006	0.01
	イソブタノール	0.9	4	20
	酢酸エチル	3	7	20
	メチルイソブチルケトン	1	3	6
	トルエン	10	30	60
	スチレン	0.4	0.8	2
	キシレン	1	2	5
	プロピオン酸	0.03	0.07	0.2
	ノルマル酪酸	0.001	0.002	0.006
	ノルマル吉草酸	0.0009	0.002	0.004
	イソ吉草酸	0.001	0.004	0.01

4) 騒音

騒音については、規制基準値を表資 1-14 に示すとおり、騒音規制法により時間区分および区域区分ごと規制基準値が定められている。なお、測定点は敷地境界線上にて実施される。

なお、本実証設備は第 4 種区域に位置し、昼間（8～18 時）70dB、朝・夕（6～8、18～21 時）65dB、夜間（21～翌 6 時）60dB と定められている。

表資 1-14 騒音規制基準値の範囲

区域の区分※2 時間の区分※1	時間の区分※1		
	昼間	朝・夕	夜間
第一種区域	45dB 以上	40dB 以上	40dB 以上
	50dB 以下	45dB 以下	45dB 以下
第二種区域	50dB 以上	45dB 以上	40dB 以上
	60dB 以下	50dB 以下	50dB 以下
第三種区域	60dB 以上	55dB 以上	50dB 以上
	65dB 以下	65dB 以下	55dB 以下
第四種区域	65dB 以上	60dB 以上	55dB 以上
	70dB 以下	70dB 以下	65dB 以下

※1 昼間とは、午前七時又は八時から午後六時、七時又は八時までとし、朝とは、午前五時又は六時から午前七時又は八時までとし、夕とは、午後六時、七時又は八時から午後九時、十時又は十一時までとし、夜間とは、午後九時、十時又は十一時から翌日の午前五時又は六時までとする。

※2 前項に規定する第一種区域、第二種区域、第三種区域及び第四種区域とは、それぞれ次の各号に掲げる区域をいう。

- 一 第一種区域、良好な住居の環境を保全するため、特に静穏の保持を必要とする区域
- 二 第二種区域 住居の用に供されているため、静穏の保持を必要とする区域
- 三 第三種区域 住居の用にあわせて商業、工業等の用に供されている区域であって、その区域内の住民の生活環境を保全するため、騒音の発生を防止する必要がある区域
- 四 第四種区域 主として工業等の用に供されている区域であって、その区域内の住民の生活環境を悪化させないため、著しい騒音の発生を防止する必要がある区域

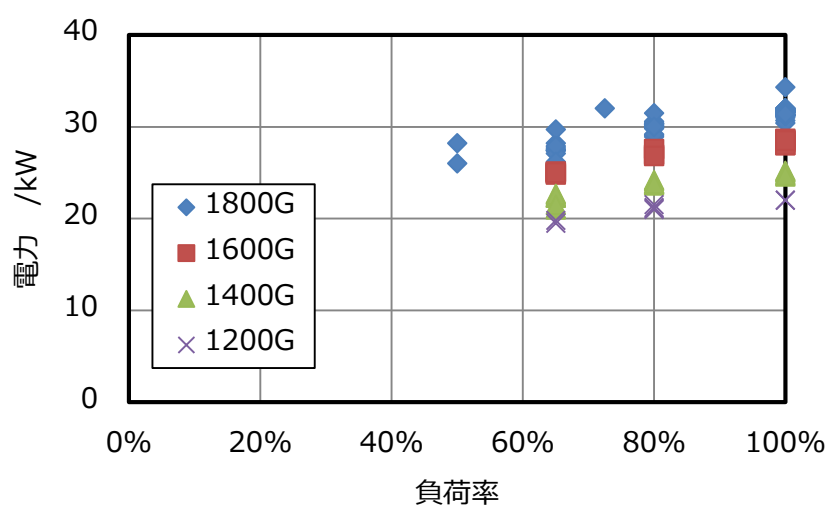
I-3. 性能影響因子の調査結果

実証試験により得られた性能影響因子の調査結果を整理し、本システムの導入効果が高い条件（適用条件、推奨条件および設計、運転手法）について整理した。

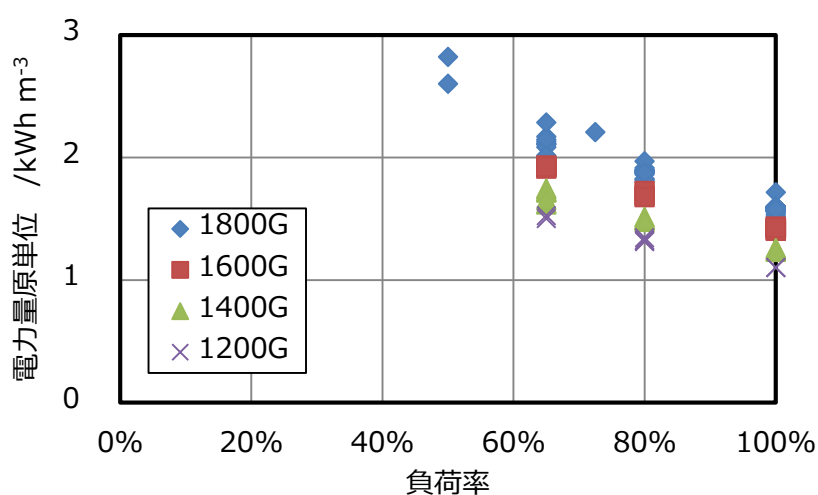
(1) 低含水脱水設備の性能影響因子

1) 負荷率の影響

脱水設備における負荷率と消費電力量、電力量原単位（消費電力量を処理汚泥量で割ったもの）の相関を図資 1-13 および図資 1-14 に示した。負荷率が増加すると消費電力も増加するが、消費電力量原単位で整理した場合、処理量が定格に近い程効率的となった。



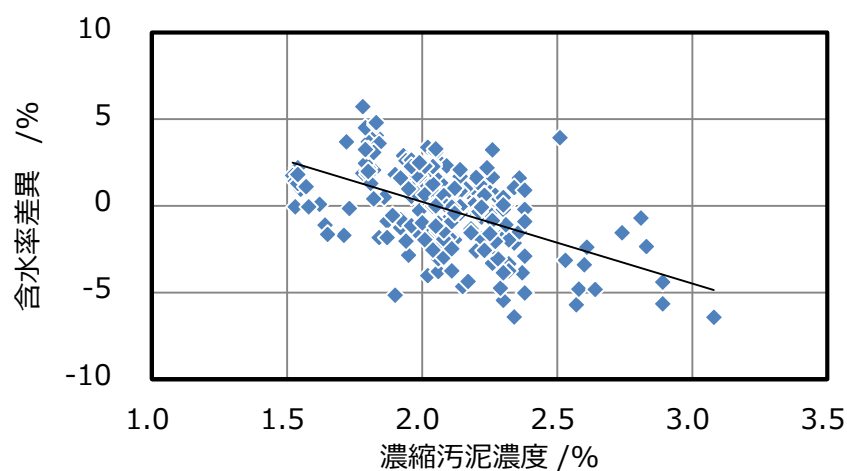
図資 1-13 処理汚泥量と脱水機消費電力



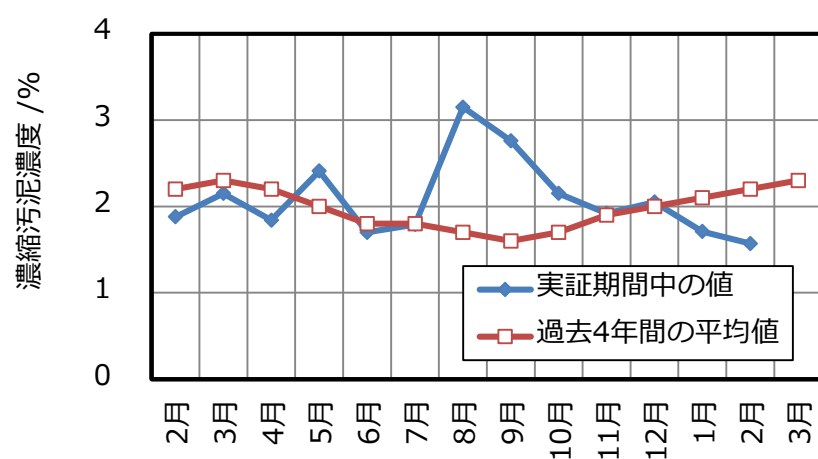
図資 1-14 処理汚泥量と脱水機電力量原単位

2) 汚泥性状の影響

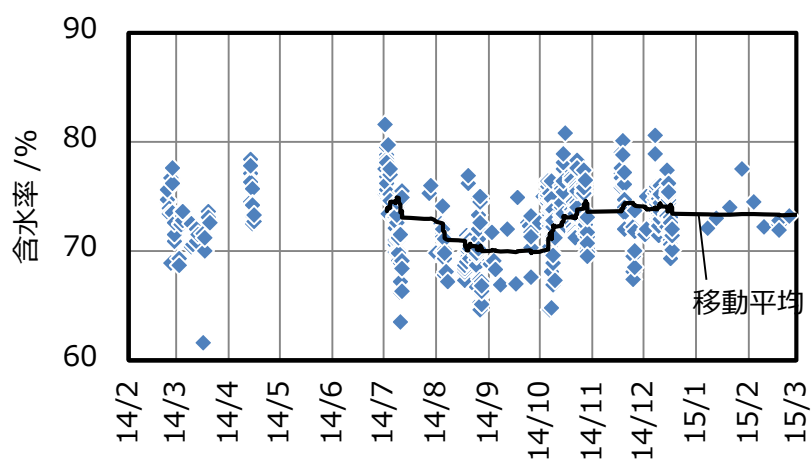
濃縮汚泥濃度と含水率調整機能の精度の関係を図資 1-15 に示す。濃縮汚泥濃度の月変動は図資 1-16 に、実証期間中の脱水汚泥の含水率の推移を図資 1-17 に示した。脱水汚泥の含水率は、実証試験において幅広いデータを取得するために脱水条件を変動させたため、その値の幅が大きい。夏季を除いた平均では、自然可能な性状となる 74% 程度の含水率となっている。また、濃縮汚泥濃度と含水率差異（実測含水率－目標含水率）には相関があり、濃縮汚泥濃度が高いほど、含水率差異は低くなる傾向があった。定量的には濃縮汚泥濃度が 0.5 ポイント変動すると、含水率差異は 2.0 ポイント程度影響を受けることを確認した。



図資 1-15 濃縮汚泥濃度と含水率差異の相関



図資 1-16 実証期間中の濃縮汚泥濃度の月変動

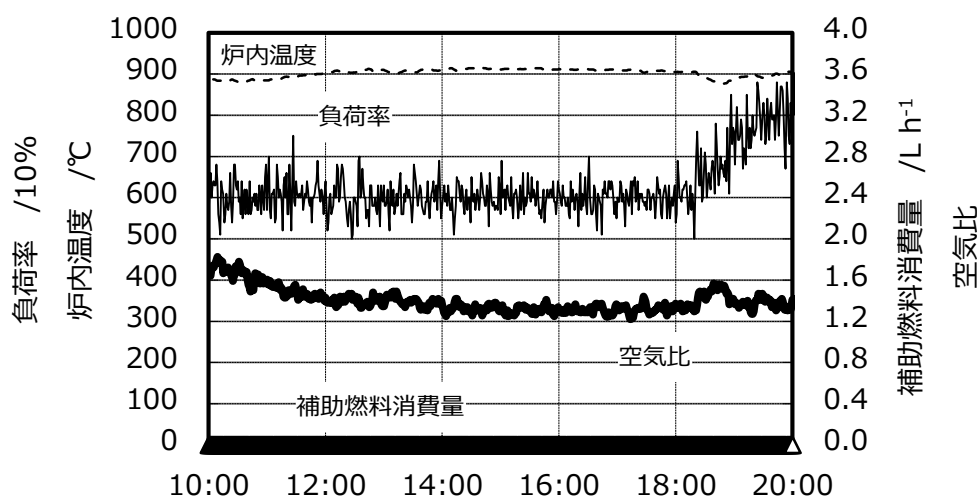


図資 1-17 実証期間中の脱水汚泥含水率の変動

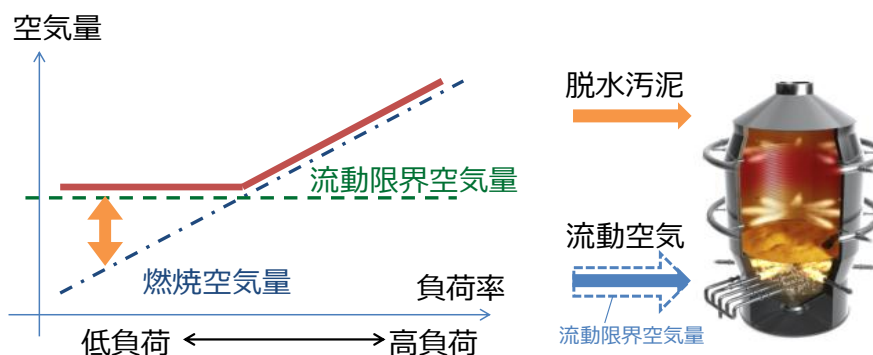
(2) 低空気比省エネ燃焼設備の性能影響因子

1) 負荷率の影響

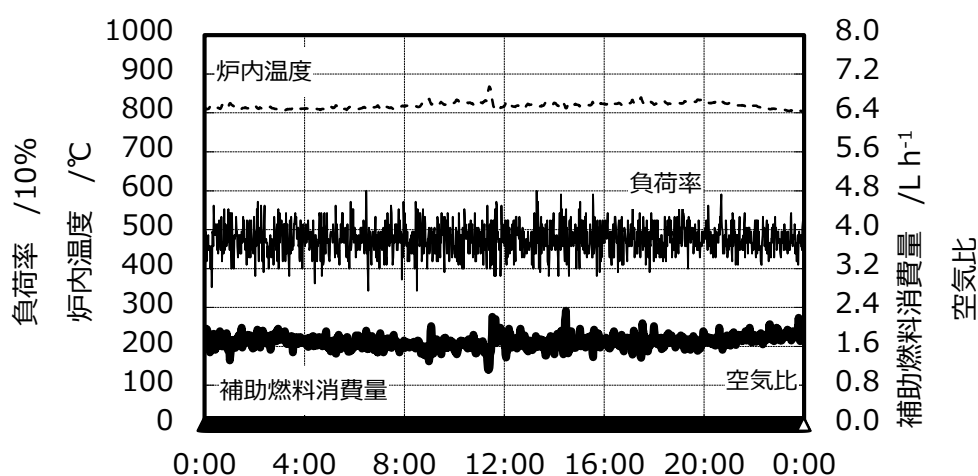
実証設備では、負荷率 60%まで自燃運転と低空気比運転（空気比 1.3 以下）を両立出来ることを確認した。図資 1-18 に負荷率 60%における運転トレンドを示した。ただし、図資 1-19 に示したように負荷率をさらに下げて低空気比運転を狙う場合には、汚泥投入量に合わせて燃焼空気量も低減させる必要があるが、燃焼炉の流動砂を流動させるために最低限必要な空気量以下には下げることが出来ないため、空気比 1.3 以下での運転が困難であることも確認した。なお、自燃運転のみであれば、負荷率 50%程度であっても達成できることを実証試験にて確認している。負荷率 50%における運転トレンドを図資 1-20 に示した。



図資 1-18 負荷率 60%での燃焼設備運転トレンド (2015/2/19)



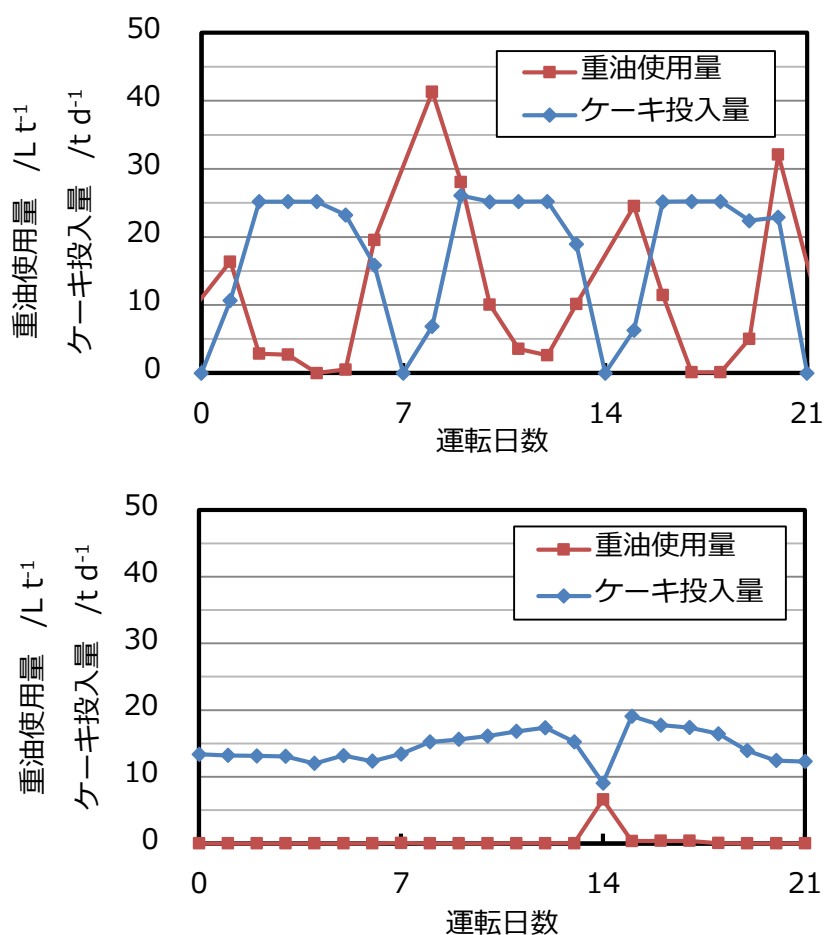
図資 1-19 低負荷率条件下における空気量の関係



図資 1-20 負荷率 50%での燃烧設備運転トレンド（2015/1/7）

2) 稼働率の影響

本技術は、汚泥を補助燃料消費量=0（自然運転）にて燃烧することを特徴としているが、設備の立上げ時においては、停止期間中に温度が低下した炉を昇温するための補助燃料が必要である。そのため、設備を間欠的に稼働すると燃料消費量が増加する傾向がある。しかし、汚泥発生量を一定とすると、稼働率を高くとるためには負荷率を落とす必要があり、両者にトレードオフの関係が存在する。図資 1-21 に、燃烧設備を定格負荷にて間欠運転した場合および 50～70%程度の負荷で連続運転した場合の、補助燃料使用量の実証試験結果を示した。25 t-wet/d の定格負荷での運転では、起動・停止時に多くの補助燃料を消費した。一方で定格以下での運転では、補助燃料の消費量は小さくなった。ただし、この知見は一般的なものではなく、設備の設計条件、起動・停止間隔、汚泥性状等に応じて損得が入れ替わる可能性があることに留意する。

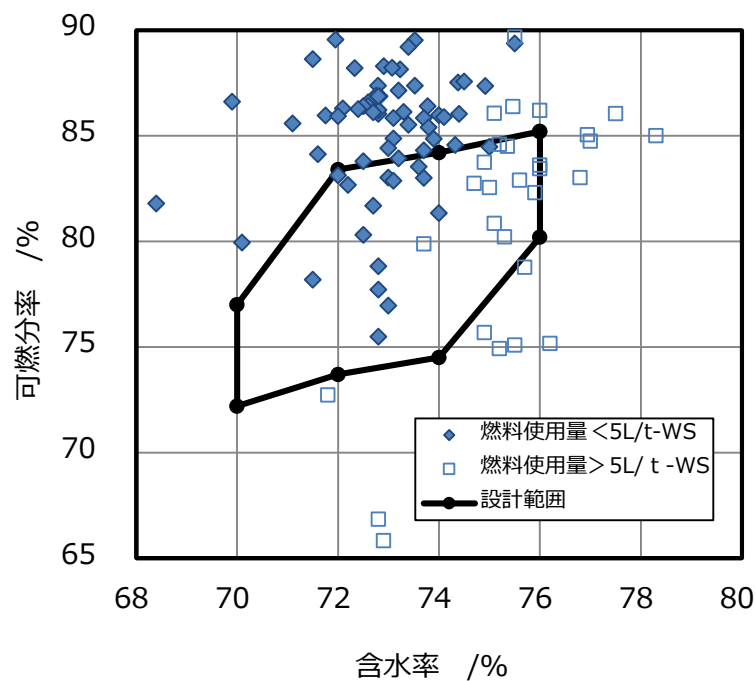


図資 1-21 間欠運転（上）および連続運転（下）時の補助燃料使用量

3) 汚泥性状の影響

脱水汚泥性状（有機分率、含水率）と補助燃料消費量の関係を図資 1-22 に示す。汚泥の可燃分率が高い場合、高い含水率であっても自燃運転が可能である。自燃可能な汚泥含水率

（自燃境界含水率）よりも汚泥含水率が高い場合には、補助燃料消費量が大きくなるが、汚泥含水率が低い場合には、過自燃の懸念がある。なお、本システムでは連携最適化機能により、燃焼炉内の温度を監視して脱水汚泥含水率を調整しており、汚泥性状（有機分率）が変化した場合にも、つねに最適な汚泥含水率に自動的に調整することが可能である。

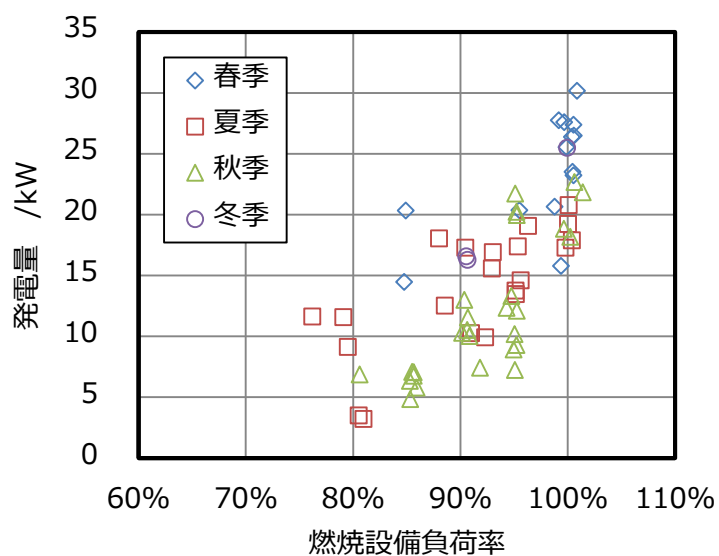


図資 1-22 脱水汚泥性状と補助燃料消費量の関係

(3) 高効率排熱発電設備の性能影響因子

1) 負荷率の影響

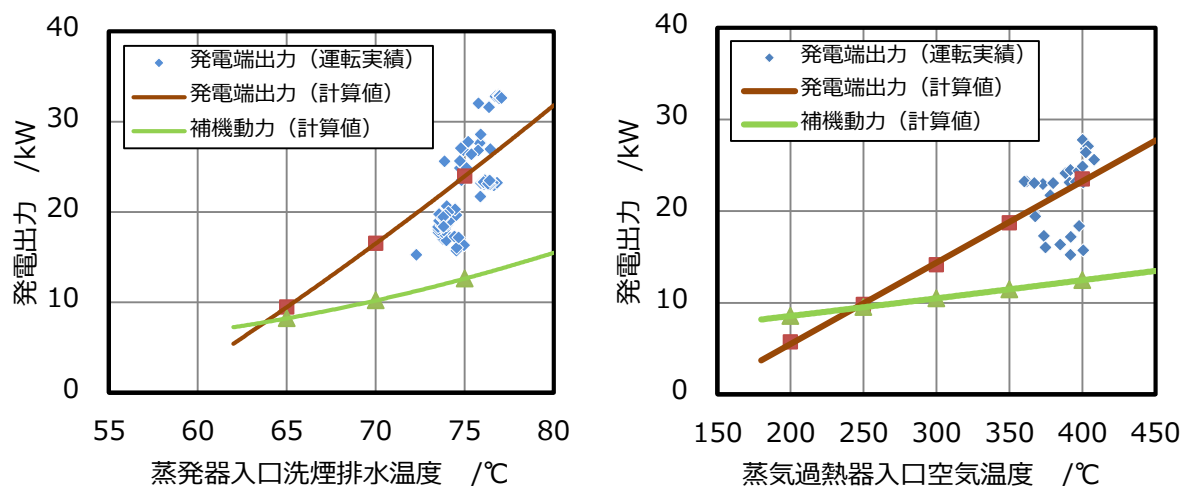
燃焼設備の負荷率と、発電量の相関を図資 1-23 に示す。燃焼設備の負荷率増加に伴い、燃焼炉への汚泥由来の熱供給量、後段の発電設備に与えられる排熱量が増加し、発電量も増加した。



図資 1-23 燃焼設備の負荷率と発電量の相関

2) 熱源温度と発電量

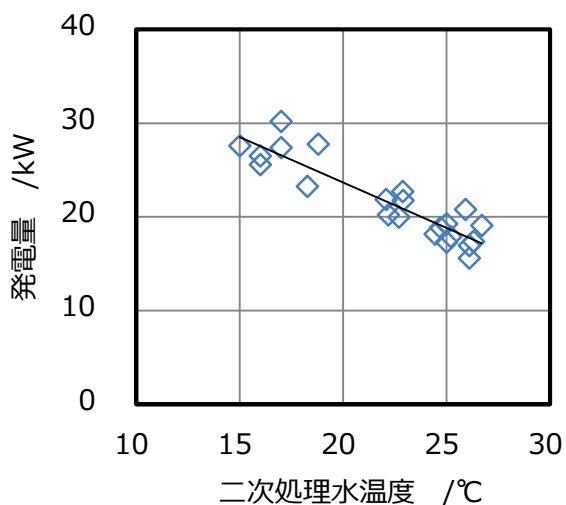
図資 1-24 に排熱発電設備の 2 つの熱源の温度と発電量の相関を示した。熱回収空気は 300℃ 以上、洗煙排水は 70℃ 以上で、自己消費を上回る水準の発電量が確保できた。熱源がこれらの温度を下回る場合には、発電が困難であるため、回収熱量の増加を図るため燃焼設備の熱回収用熱交換器や排煙処理塔の改造や更新が必要である。



図資 1-24 熱源温度と発電出力

3) 冷却水温度の影響

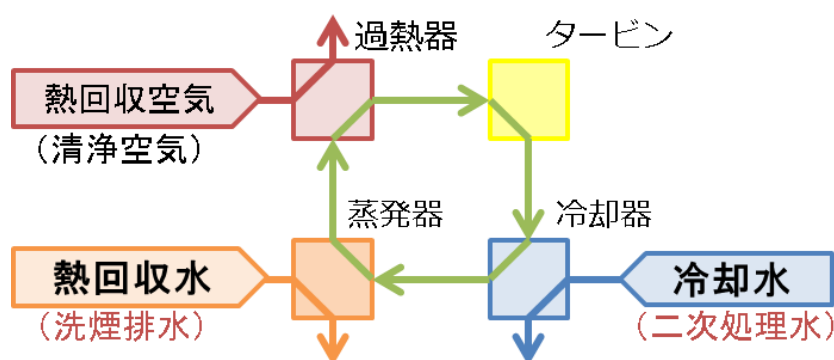
1 年間の実証結果より求めた、冷却水温と発電量の関係を図資 1-25 に示す。冷却に利用する二次処理水温度が低いほど発電量が増加しており、二次処理水温の上下によって、15kW から 30kW の範囲で変化が見られた。



図資 1-25 冷却水温度と発電量の相関

I-4. 発電設備の熱交換器におけるスケーリングの評価

本高効率排熱発電設備は、地熱発電や海洋温度差発電などに用いられている低温度差発電技術を応用したものであり、基本的には同じ運転維持管理手法を用いることが出来るが、低温熱源に下水汚泥焼却設備の排煙処理塔排水を、冷却水に二次処理水を利用しているため、図資 1-26、表資 1-15 に示す通り、比較的スケール発生リスクの高い蒸発器および凝縮器（冷却器）でのスケール生成傾向について確認を行った。スケール生成傾向の確認は、U 値の推移確認、伝熱面の目視確認、水質評価（リーズナー安定度指数：RSI）の 3 方法にて実施した。



図資 1-26 高効率排熱発電設備の構成

表資 1-15 各熱交換器におけるスケーリングリスク

	アンモニア水との 熱交換媒体	スケーリング リスク
過熱器	排ガスと熱交換した清浄空気	小
凝縮器 (冷却器)	SS 除去した二次処理水	中
蒸発器	溶解性物質を多く含む洗煙排水	大

(1) リーズナー安定度指数 (RSI) による評価

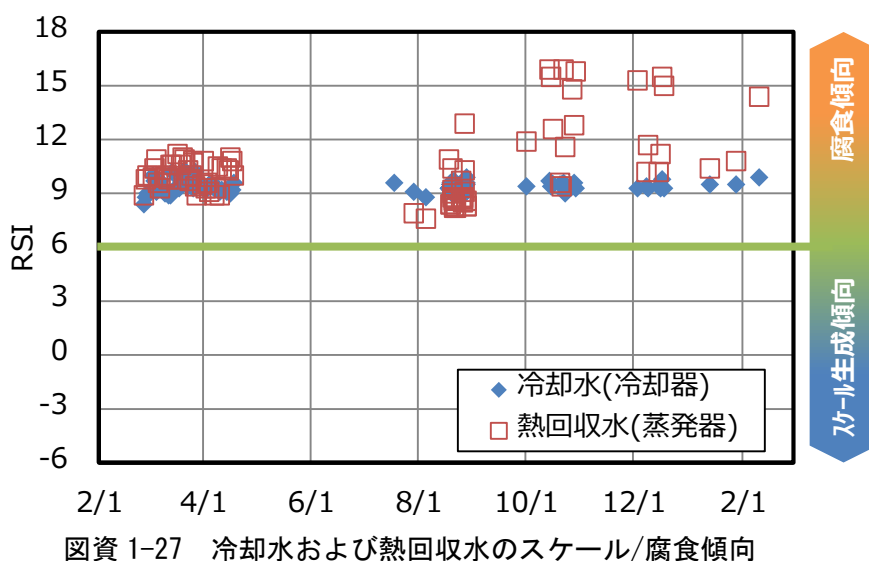
実証期間中における、冷却水および熱回収水のリーズナー安定度指数 (RSI) を図資 1-27 に示す。いずれも常に 6 以上の値を示しており、スケール生成傾向は示さなかった。なお、腐食については、冷却水および熱回収水と接触する部位にステンレスを用いるなどの対策済みである。

※リーズナー安定度指数 (RSI)

実際の pH と炭酸カルシウム飽和 pH (pHs) により与えられる指数 ($=2\text{pHs}-\text{pH}$) で、水の腐食性、スケール性の評価指標。安定度指数が 7 以上は腐食性、6 以下はスケール性を示す。

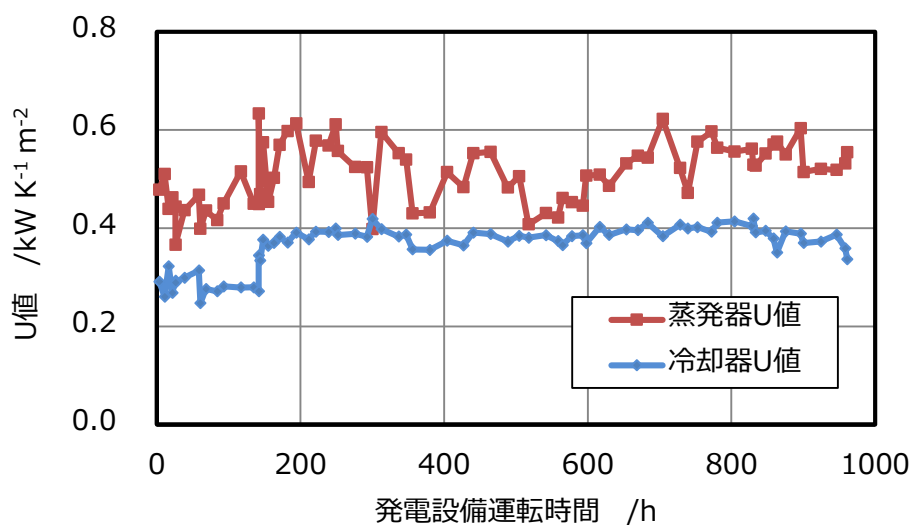
$$\text{RSI} = 2\text{pHs} - \text{pH}$$

pHs : SS、温度、Ca 硬度、M アルカリ度の関数



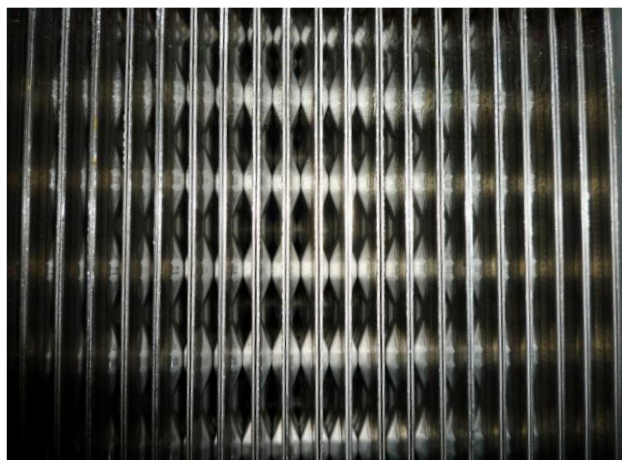
(2) U 値の推移による評価

図資 1-28 に、蒸発器および凝縮器（冷却器）の U 値（§ 30（1）参照）の推移を示す。実証試験期間中、蒸発器、凝縮器のいずれにおいても U 値の低下は見られなかった。



(3) 熱交換器内部の解放点検

実証試験の終盤である 3 月に、蒸発器および凝縮器の伝熱面の解放点検を実施した。図資 1-29 に、洗煙排水入口側の蒸発器伝熱面（高温側）の様子を示す。なお、実証設備の蒸発器に接する洗煙排水の原水および凝縮器に接する冷却水には二次処理水を繊維ろ過処理したものを利用した。解放目視点検の結果、いずれの位置においても目立った汚れや腐食は見られなかった。



図資 1-29 蒸発器伝熱面の状況（洗煙排水入口側）

II. 簡易算定式

II-1. 簡易算定式の導出

本システムの性能評価に使用した $y_1 \sim y_{13}$ の 13 の算定式と、それぞれの導出方法を表資 2-1 に示す。実証試験結果に基づき導出した、 $y_6 \sim y_{13}$ の 8 つの算定式について、導出根拠をそれぞれ次に示す。

表資 2-1 簡易算定式（設備稼働率 80%条件）

		算定式	導出方法※
建設費	脱水設備	機械設備 : $y_1 = 3.365x + 444.3$	α
	燃焼設備	土木設備 : $y_2 = 0.438x + 117$	
		機械設備 : $y_3 = 9.000x + 1533$	
		電気設備 : $y_4 = 1.000x + 600$	
	発電設備	機械設備 : $y_5 = 0.772x + 282$	
消費量・ 発生量	脱水設備	電力 MWh/y : $y_6 = 4.654x$	β (γ 補機電力)
		高分子凝集剤 t/y : $y_7 = 0.516x$	
		ポリ硫酸第二鉄 t/y : $y_8 = 3.688x$	
	燃焼設備	電力 MWh/y : $y_9 = 15.26x + 115.3$	γ
		燃料 kL/y : $y_{10} = 0.252x + 1.439$	δ
		苛性ソーダ t/y : $y_{11} = 4.050x$	γ
		焼却灰 t/y : $y_{12} = 17.101x$	γ
	発電設備	電力消費 MWh/y : $y_{13} = 0.320x + 57.44$	γ
		発電量 MWh/y : $y_{14} = 13.04x - 275.1$	

$y_1 \sim y_5$: 建設費、 $y_6 \sim y_{14}$: 消費量・発生量

x : 検討規模[t-wet/d] (含水率 76%換算、適用範囲 $100 \leq x \leq 300$)

※導出方法

α : 積算による導出（対象範囲 100-300 t-wet/d）

100、200、300 t-wet/d 規模の共同研究体積算値の線形近似から導出、範囲外は別途積算要

β : 実証試験結果による導出

実証データに基づく消費原単位等から、汚泥量比例で簡易算定式を導出

γ : 化工計算による導出

化工計算と実証結果の比較により妥当性を確認した計算モデルで簡易算定式を導出

δ : 積算による導出

共同研究体知見に基づいて独自に簡易算定式を導出

(1) 脱水設備

1) 電力

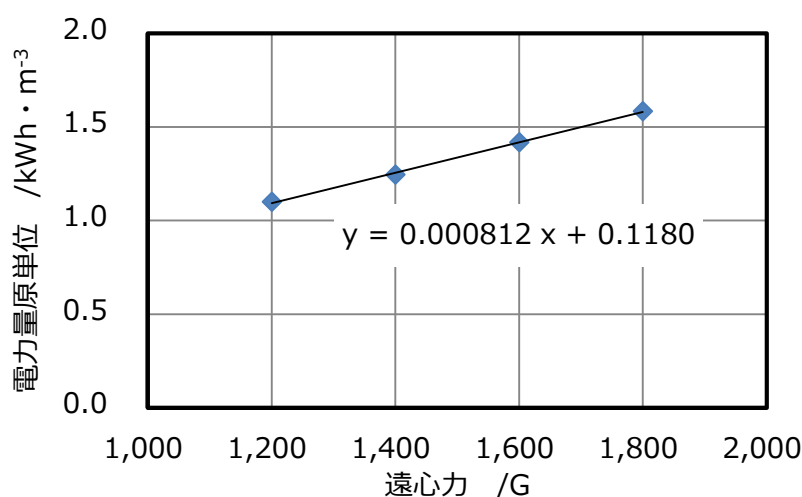
まず、脱水機本体の電力消費量は、実証試験結果を基に電力量原単位を設定し、汚泥量比例で算出した。実証試験において取得した、脱水機の運転条件（遠心力）と、濃縮汚泥 1m³ を処理するのに必要な電力量原単位 [kWh/m³] の関係を図資 2-1 に示す。今回の試算条件における濃縮汚泥性状では、脱水機の運転条件は遠心力 1,800 G とし、図中の 1,800 G における値 1.58 m³/kWh を用いて、処理濃縮汚泥量を掛けて電力費とした。

脱水設備における年間消費電力量 (kWh/y)

＝電力量原単位 1.58 [kWh/m³] × 処理汚泥量 [m³/d] × 年間稼働日数 [d/y]

＝電力量原単位 1.58 [kWh/m³]

× 処理汚泥量 7.66 x [m³/d] × 年間稼働日数 365・80% [d/y]



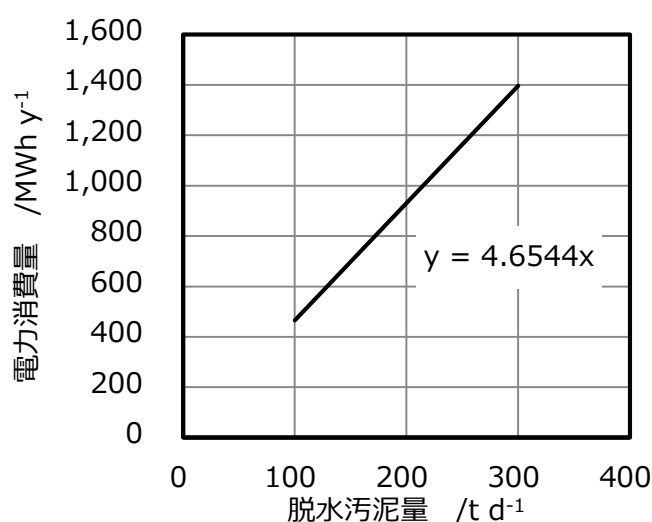
図資 2-1 脱水設備の遠心力と消費電力量原単位（実証値）

脱水機本体の消費電力量に対して脱水設備の補機類（脱水機への濃縮汚泥供給ポンプ、薬注ポンプなど）運転に伴う電力消費量を加えた 100、200、300 t-wet/d における試算値を表資 2-2 に示す。図資 2-2 に示した、これらの値を一次式で近似したものを簡易算定式とした。

表資 2-2 脱水設備の電力消費量

処理規模			電力消費量 MWh/y		
t-wet/d	t-DS/d	m ³ -濃縮汚泥/d*	脱水機本体	補機類	合 計
100	24	766	353	114	467
200	48	1,531	706	226	952
300	72	2,297	1,060	322	1,381

※濃縮汚泥量 (m³/d) は、濃縮汚泥濃度 3.30%、脱水設備での SS 回収率を 95%として試算



図資 2-2 脱水設備の電力消費量簡易算定式

2) 高分子凝集剤

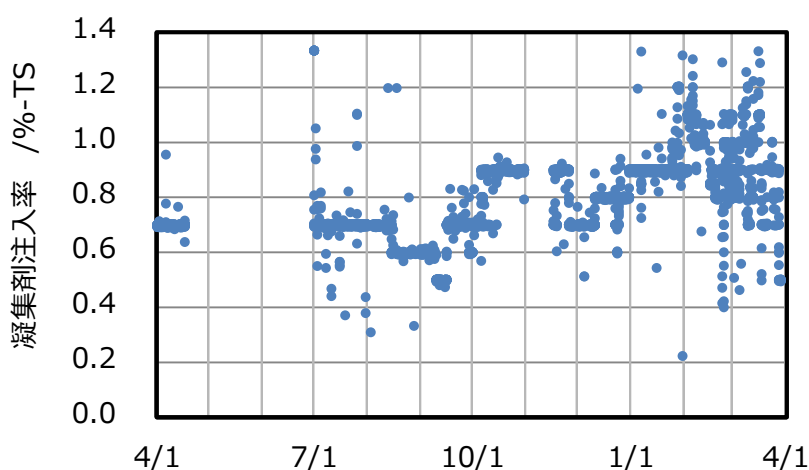
脱水設備の高分子凝集剤の消費量は、実証試験結果を基に消費量原単位を設定し、汚泥量比例で算出した。実証試験期間中の高分子凝集剤消費量を図資 2-3 に示す。期間中の消費量は一般的な高分子凝集剤の薬注率である 0.5～1.0%程度の範囲内であった。なお、高分子凝集剤の注入率は濃縮汚泥の性状や高分子凝集剤の銘柄によって大きく異なるが、今回の試算条件における濃縮汚泥性状から、脱水設備での高分子凝集剤消費量は実証試験同等と想定されるため、表資 2-3、図資 2-4 に示したように濃縮汚泥の固形物量に実証試験における平均的な薬注率である 0.7%-TS を掛けて高分子凝集剤消費量を算出した。

脱水設備における高分子凝集剤の年間消費量 [t/y]

＝薬注率 0.7%-TS × 処理汚泥量 [m³/d] × 濃縮汚泥濃度 TS% × 年間稼働日数 [d/y]

＝薬注率 0.7%-TS

× 処理汚泥量 7.66 x [m³/d] × TS 3.30% × 年間稼働日数 365・80% [d/y]

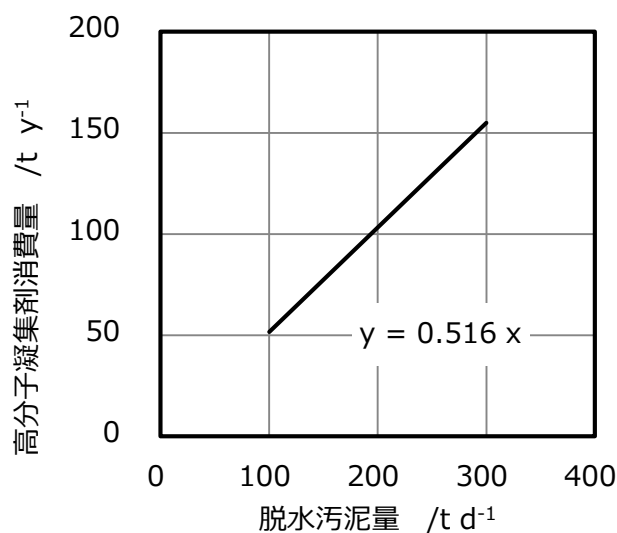


図資 2-3 実証期間における高分子凝集剤注入率（1 時間値）の推移

表資 2-3 脱水設備の高分子凝集剤消費量

t-wet/d	処理規模		高分子凝集剤消費量	
	t-DS/d	m ³ -濃縮汚泥/d※	t/y	
100	24	766	51.6	
200	48	1,531	103.3	
300	72	2,297	154.9	

※濃縮汚泥量 (m³/d) は、濃縮汚泥濃度 3.30%、脱水設備での SS 回収率を 95%として試算



図資 2-4 脱水設備の高分子凝集剤消費量簡易算定式

3) 無機凝集剤（ポリ硫酸第二鉄）

当該の含水率まで低減するのに必要なポリ硫酸第二鉄（以下、ポリ鉄）の注入率は、汚泥性状によって大きく変化する。実証期間中のポリ鉄注入率の推移を図資 2-5 に示す。ポリ鉄注入率が大きくなるほど脱水汚泥の含水率は低下するが、図資 2-6 に示した通り汚泥性状によって

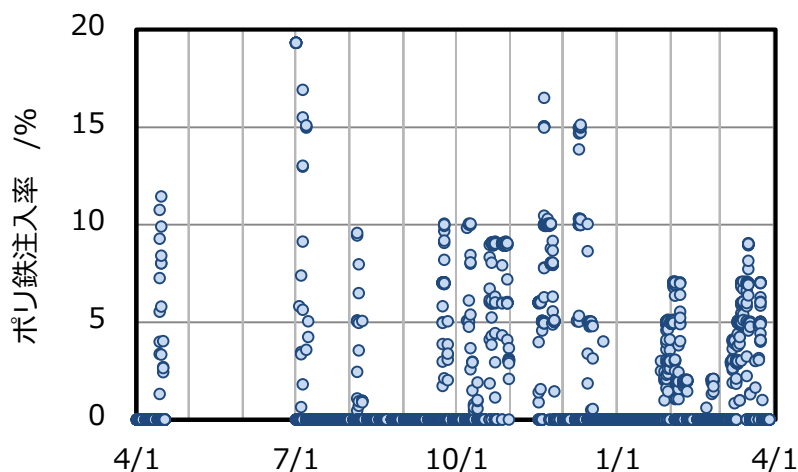
は、ポリ鉄を入れることなく自燃の目安である含水率 74%を大きく下回ることや、ポリ鉄を 10%以上いれても含水率 75%以上にとどまる例もあった。ポリ鉄を使用しなかった期間も含めた全期間平均の注入率は、約 1.1%であり、さらに、ポリ鉄を使用した期間のみの平均の注入率は約 5.9%であった。本試算では実証試験結果を保守的に評価し、遠心力 1800G、5%のポリ鉄の注入で 74%の含水率を実現することを前提として、表資 2-4、図資 2-7 に示したように固形物量に 5%を掛けてポリ鉄消費量を算出した。なお、この注入率は、日本下水道事業団の機械設備標準仕様書に示された注入率の範囲内である。

脱水設備におけるポリ鉄の年間消費量 [t/y]

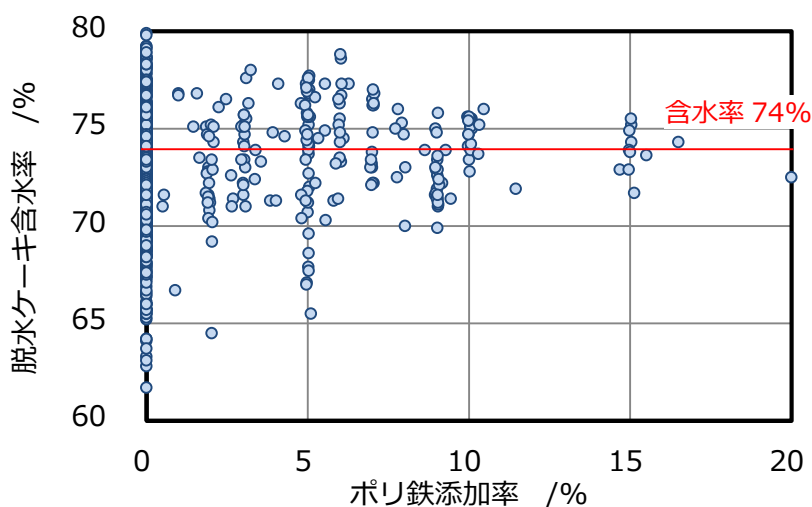
＝ポリ鉄注入率 5%-TS×処理汚泥量 [m³/d]×濃縮汚泥濃度 TS%×年間稼働日数 [d/y]

＝ポリ鉄注入率 5%-TS

×処理汚泥量 7.66 x [m³/d]×TS 3.30%×年間稼働日数 365・80% [d/y]



図資 2-5 実証期間におけるポリ鉄注入率（1 時間値）の推移

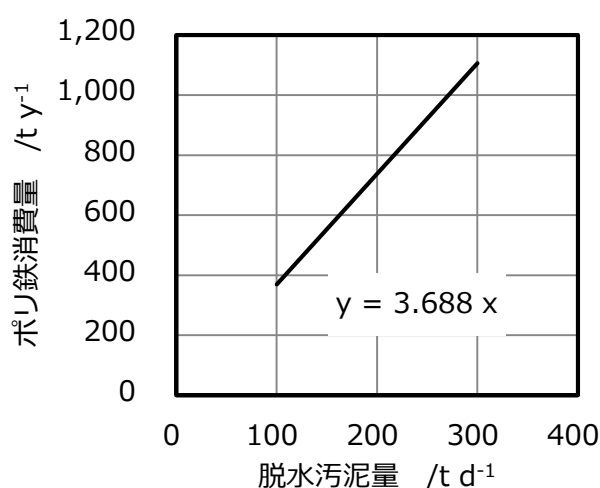


図資 2-6 実証期間におけるポリ鉄注入率と脱水ケーキ含水率の相関

表資 2-4 脱水設備のポリ鉄消費量

処理規模			ポリ鉄消費量
t-wet/d	t-DS/d	m ³ -濃縮汚泥/d※	t/y
100	24	766	368.8
200	48	1,531	737.7
300	72	2,297	1,106.5

※濃縮汚泥量 (m³/d) は、濃縮汚泥濃度 3.30%、脱水設備での SS 回収率を 95%として試算



図資 2-7 脱水設備のポリ鉄消費量簡易算定式

(2) 燃焼設備

1) 電力

燃焼設備の電力消費量は、容量計算を基に設備を構成する機器の仕様を決定し、電動機の稼働率、負荷率を考慮して消費電力を算出、年間の消費電力量とした。容量計算の妥当性確認のため、25 t-wet/d 規模の定格条件における計算値および実証値の比較結果を表資 2-5 に示す。実証値は容量計算値に対し若干低めではあるものの概ね一致しており、この計算手法を用いることで本システムの消費電力量を試算しても問題ないと評価した。例として、100 t-wet/d の場合の電動機容量と定格運転時の電力消費量を表資 2-6 に示した。年間の電力消費量は、表資 2-7、表資 2-8、図資 2-8 に示した通り、定格時の消費電力に停止期間中および立上げ・立下げ時の消費電力量を考慮して決定した。ただし、長期停止時には、バーナーで炉内を昇温した後、立上げ操作を行うこととして試算した。

表資 2-5 ファン・ブロワ類の容量計算値と実証値の比較 (25 t-wet/d 規模)

電動機	容量計算 kWh/h	実証値※ kWh/h
流動ブロワ	25.3	19.3～22.4
誘引ファン	6.3	4.6～6.1
熱回収空気ファン	4.2	3.3～3.9

※実証値の測定条件は表資 1-4 参照

表資 2-6 燃焼設備の主要電動機および定格時消費電力量の例 (100 t-wet/d 規模)

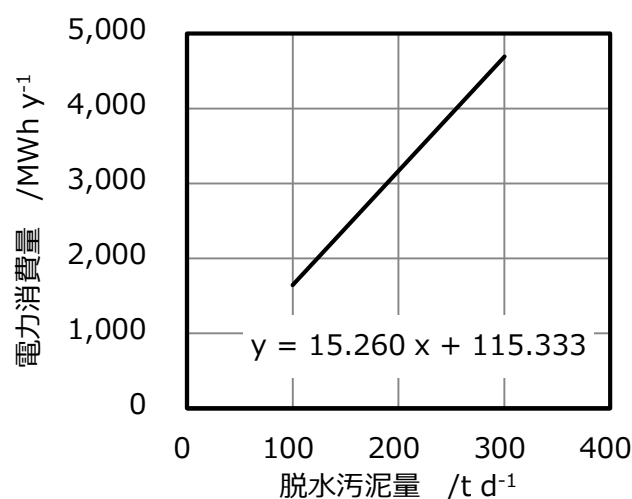
機器名	電動機容量 kW	稼働率 —	負荷率 —	消費電力 kWh/h
脱水汚泥貯留槽	5.5	1.0	0.6	3.3
ケーキ供給ポンプ	18.5	1.0	0.6	11.1
ケーキ供給ポンプフィーダ	5.5	1.0	0.6	3.3
セラミックフィルタコンベヤ	2.2	1.0	0.6	1.3
熱回収水循環ポンプ	22	1.0	0.7	21.0
流動空気ブロワ 1	110	1.0	0.67	73.8
流動空気ブロワ 2	11	1.0	0.17	1.9
熱回収空気ファン	75	1.0	0.3	22.6
誘引ファン	55	1.0	0.44	24.2
苛性ソーダ供給ポンプ	0.4	1.0	0.7	0.3
二次処理水ポンプ	30	1.0	0.7	21.0
ろ過水ポンプ	1.5	1.0	0.7	1.1
空気圧縮機	57.2	1.0	0.7	40.0
制御盤	2.0	1.0	0.5	1.0
分析計	3.9	1.0	0.5	2.0
合 計	—	—	—	227.9

表資 2-7 電力消費量の試算条件 (100 t-wet/d 規模)

	電力消費量 kWh/h	時間	電力消費量 MWh/y
定格電力	227.9	292×24 h/y	1,597
停止中の電力	11.9	73×24 - 123 h/y	19
立上げの電力	225	16 回×2 h/y	7
立下げの電力	219	16 回×3 h/y	11
バーナーの電力	178.2	1 回×43 h/y	8
合 計	—	365	1,642

表資 2-8 燃焼設備の電力消費量

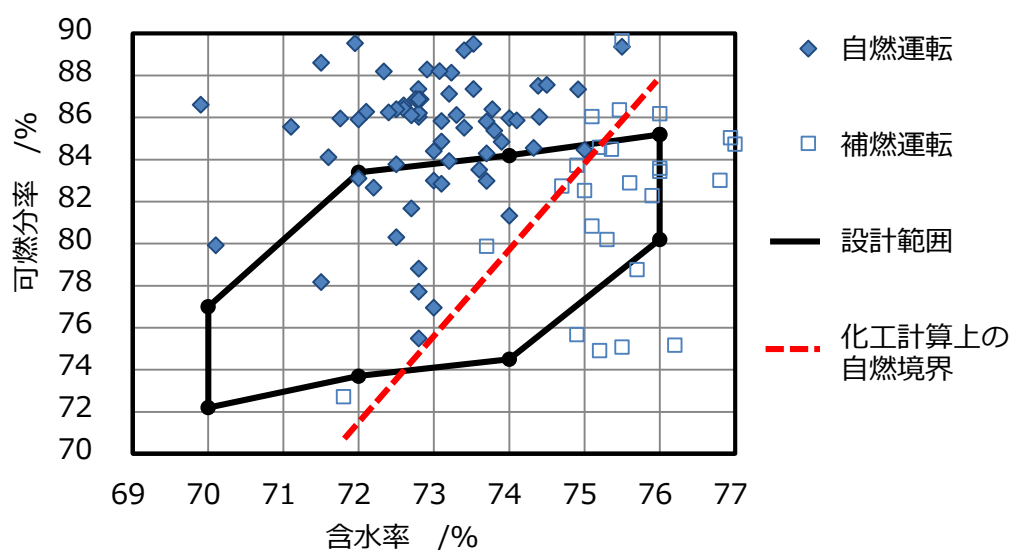
処理規模		電力消費量
t-wet/d	t-DS/d	MWh/y
100	24	1,642
200	48	3,166
300	72	4,694



図資 2-8 燃焼設備の電力消費量簡易算定式

2) 補助燃料

燃焼設備の運用の際には、定常的な運転の他、年1回の定期修繕工事や、汚泥量の変動に伴う小停止などが発生することがある。設備の停止状態から再び定常的な汚泥処理に移るためには、炉内の昇温工程が不可欠である。炉内の昇温には一般的にバーナー等で補助燃料を炊いて昇温を図ることが多い。燃焼設備の補助燃料消費量は、化工計算によって定常時、立上げ時の補助燃料消費量を算出し、処理規模に対する簡易算定式を導出した。化工計算の妥当性確認には、25 t-wet/d 規模における補助燃料消費量の化工計算結果と実証結果を照らし合わせた。図資 2-9 にその結果を示した。脱水汚泥の可燃分率と含水率から計算される自燃境界と、実証試験で得られた自燃境界が概ね一致している。



図資 2-9 補助燃料消費量の化工計算値と実証値の比較 (25 t-wet/d 規模)

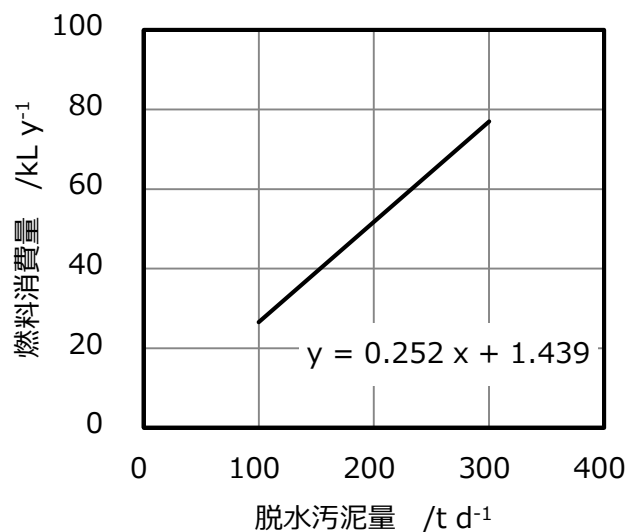
なお、試算の前提となる汚泥性状は、可燃分率 84%、含水率 74%であり、図資 2-9 より読み取れるように 25 t-wet/d 規模であっても定常時の補助燃料消費量は 0 (自燃) である。100 t-wet/d 規模では炉内容積と表面積の比率が低下し、放熱によって消費される熱量の割合が少なくなるため、より容易に自燃運転が可能であることは言うまでもない。次に、燃焼設備立上げ時に必要な補助燃料消費量の試算条件を表資 2-9、試算結果を表資 2-10、図資 2-10 にまとめた。定期補修における停止時は、炉内が完全に冷却されるため、常温からの昇温、小点検および汚泥量の変動によって停止する場合には、それぞれ数日間の停止となるため、炉内の温度はそこまで下がらず、停止期間に応じて 600～700℃から起動する際の消費量を計上している。

表資 2-9 補助燃料消費量の試算条件 (100 t-wet/d 規模)

	停止期間×回数	起動時砂層温度	重油消費量
定期補修による停止	30 日×1 回/y	20℃	10.5 kL/y
汚泥量不足による停止	3 日×13 回/y	633℃	14.2 kL/y
小点検による停止	2 日×2 回/y	693℃	2.0 kL/y
合 計	73 日/y	—	26.7 kL/y

表資 2-10 燃焼設備の補助燃料消費量

処理規模		補助燃料消費量
t-wet/d	t-DS/d	kL/y
100	24	26.7
200	48	51.5
300	72	77.1



図資 2-10 燃焼設備の補助燃料消費量簡易算定式

3) 薬品（苛性ソーダ）

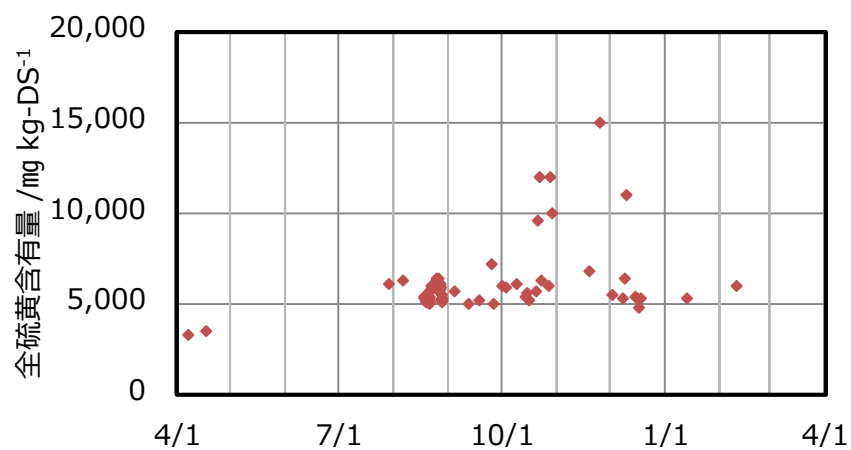
燃焼設備における薬品消費量は、図資 2-11 に示した脱水汚泥中の硫黄分に由来する排ガス中硫黄酸化物（SO_x）と、中和剤・pH 調整剤として添加される苛性ソーダが以下の化学反応式にて等量反応すると仮定し、供給量を試算した。試算方法の妥当性確認のため、実証規模での試算結果と実証結果を比較した。比較結果を図資 2-12 に示した。実証結果は試算結果に対し若干低めではあるものの、両者は概ね一致しており、この計算手法を用いて本システムの薬品消費量を試算することは合理的である。各規模の試算値を表資 2-11、図資 2-13 に示した。



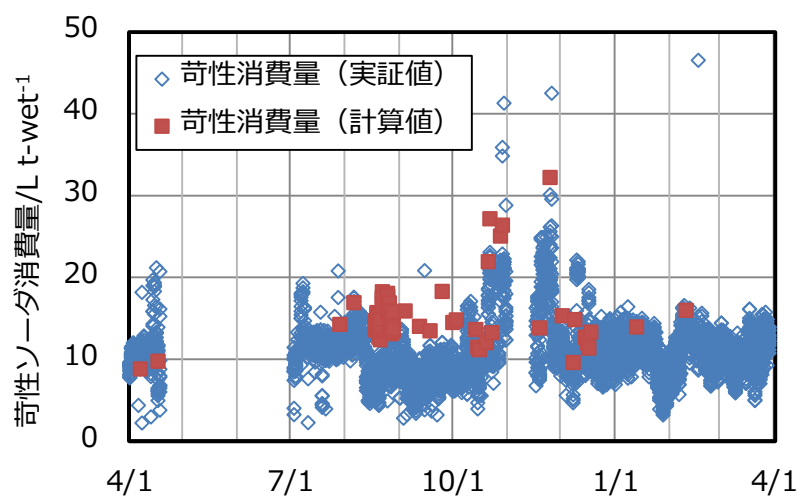
燃焼設備における苛性ソーダの年間消費量 [t/y]

＝脱水汚泥中硫黄量 [t-DS/d] × 40/32 × 2 × 年間稼働日数 [d/y]

＝脱水汚泥量 0.24 × [t-DS/d] × 硫黄含有率 %
 × 40/32 × 2 × 年間稼働日数 365 × 80% [d/y]



図資 2-11 脱水汚泥中硫黄含有量

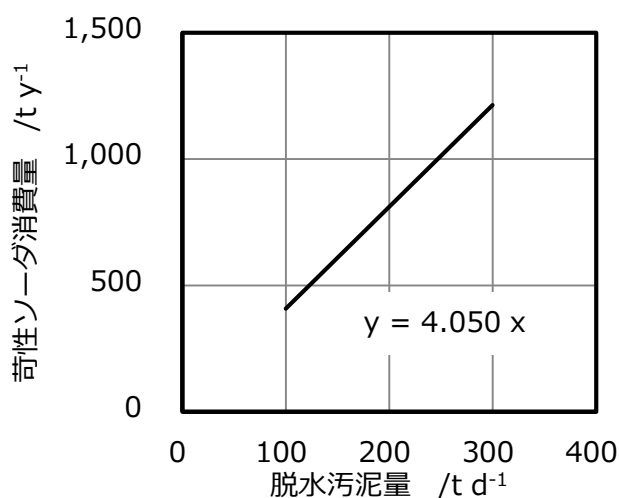


図資 2-12 苛性ソーダ消費量の計算値と実証値の比較 (25 t-wet/d 規模)
(※実証設備での供試苛性ソーダの組成：濃度 20%、比重 1.22)

表資 2-11 燃焼設備の薬品消費量

処理規模		薬品 (苛性ソーダ) 消費量
t-wet/d	t-DS/d	t/y
100	24	406.5
200	48	812.9
300	72	1,212.4

※苛性ソーダ濃度 48%想定



図資 2-13 焼却設備の苛性ソーダ消費量簡易算定式

4) 焼却灰発生量

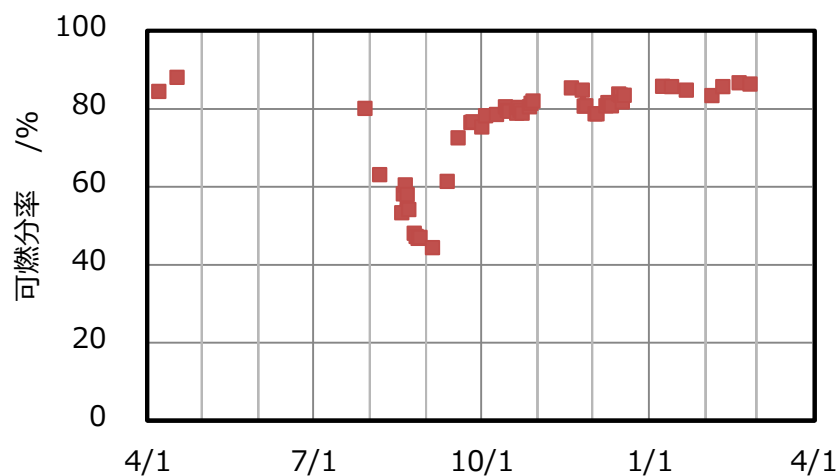
焼却設備における焼却灰発生量は、脱水ケーキの固形物量 (TS) から蒸発残留物 (VTS) を差し引いた無機物量が全て焼却灰になるとして試算した。図資 2-14 に可燃分率の推移を示した。また、飛散防止のための加湿による増量を 30%見込んでいる。試算方法の妥当性確認のため、25 t-wet/d 規模の試算結果と実証結果を比較した。その結果を図資 2-15 に示す。実証値は容量計算値に対し概ね一致しており、この手法を用いて本システムの焼却灰発生量を試算することは合理的である。各規模の試算値を表資 2-12、図資 2-16 に示した。

焼却設備における焼却灰の年間発生量 [t/y]

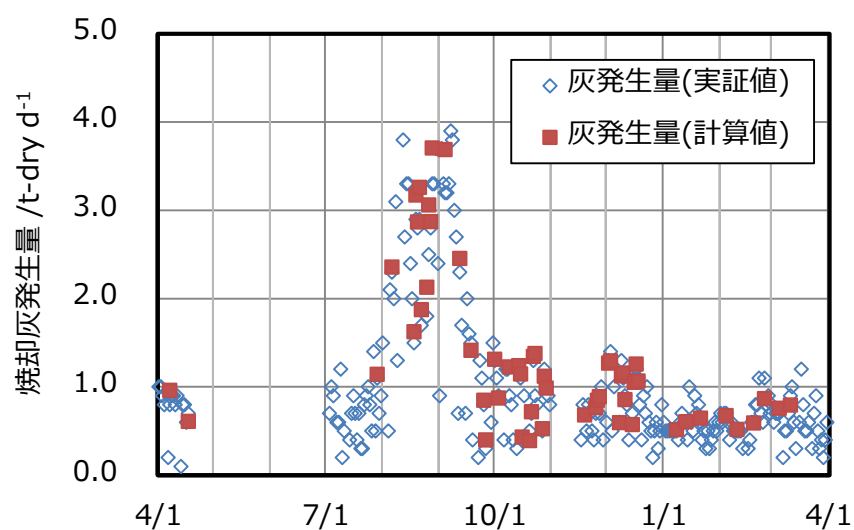
= 脱水ケーキ中無機物量 [t/d] / (1-加湿分 30%) × 年間稼働日数 [d/y]

= 脱水ケーキ量 0.24 x [t-DS/d]

× (1-可燃分率%) / (1-加湿 30%) × 年間稼働日数 365・80% [d/y]



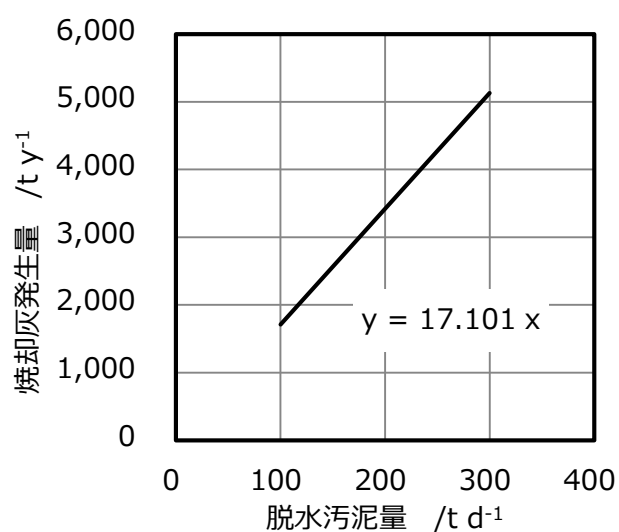
図資 2-14 脱水汚泥中の可燃分率



図資 2-15 焼却灰発生量の計算値と実証値の比較 (25 t-wet/d 規模)

表資 2-12 燃焼設備の焼却灰発生量

処理規模		焼却灰発生量
t-wet/d	t-DS/d	t/y
100	24	1,710
200	48	3,420
300	72	5,130

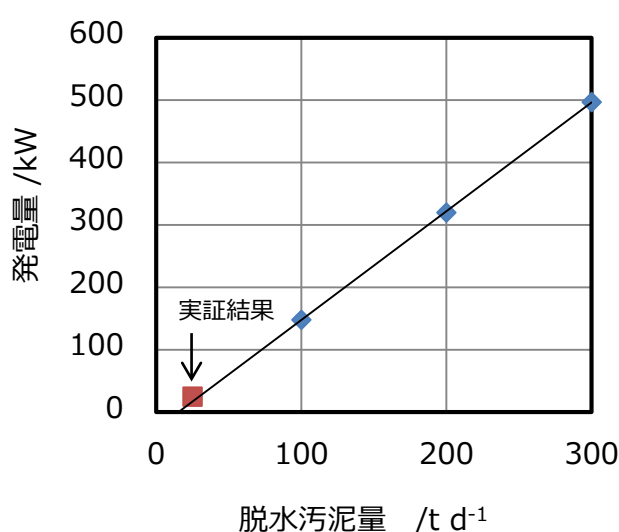


図資 2-16 燃焼設備の焼却灰発生量簡易算定式

(3) 発電設備

1) 発電量

発電設備による発電量は、処理規模毎の発電量を化工計算による算出し、線形近似することで簡易算定式を導出した。化工計算方法の妥当性確認のため、実証規模の試算結果と実証結果を比較した。その結果を図資 2-17 に示す。実証試験規模（25 t-wet/d）における発電量の化工計算値は 16.4 kW であり、実証試験で得られた概ね 25 kW 程度の発電量と概ね一致する結果となった。このことから、この化工計算手法を用いて発電量を試算することは合理的である。各規模の試算値を表資 2-13、図資 2-18 に示した。また、図資 2-19 に示したように、単位汚泥量あたりの発電量では大規模時を基準とすると実証試験規模で 3 割程度低下する。

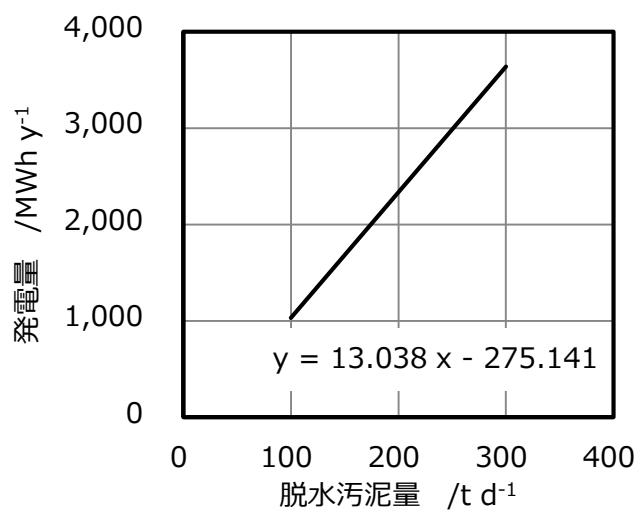


図資 2-17 処理規模毎の発電量試算結果と実証結果

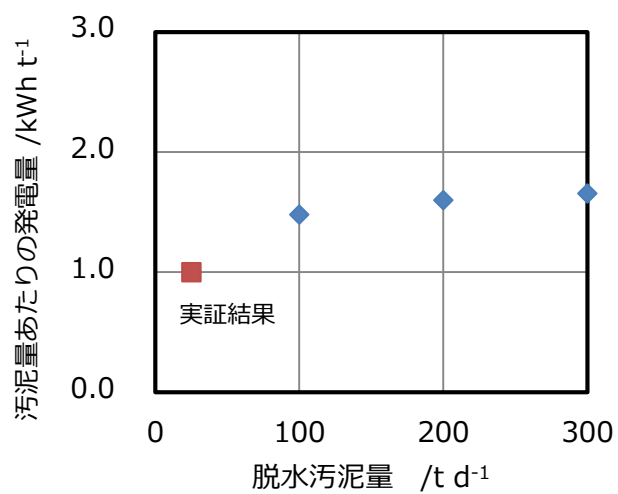
表資 2-13 発電設備での発電量

処理規模		発電量
t-wet/d	t-DS/d	MWh/y
100	24	1,025
200	48	2,340
300	72	3,632

Ⅱ. 簡易算定式



図資 2-18 発電量の簡易算定式



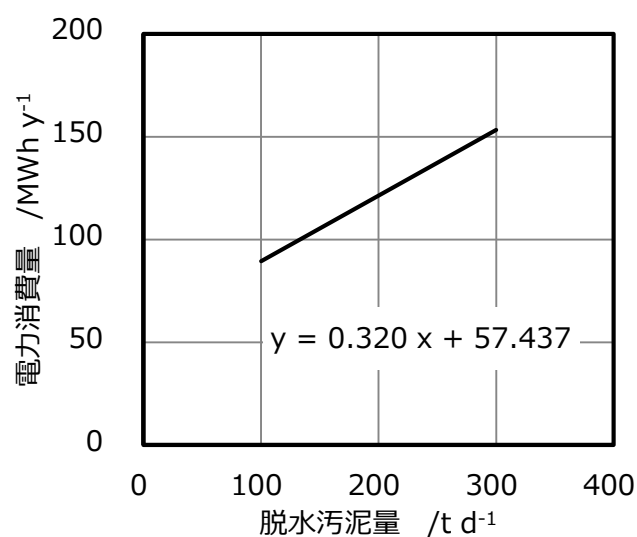
図資 2-19 処理規模と汚泥量あたりの発電量

2) 消費電力

発電設備による消費電力量についても、処理規模毎の値を化工計算による算出し、線形近似することで簡易算定式を導出した。表資 2-14 と図資 2-20 に各規模の試算値を示した。

表資 2-14 発電設備での消費電力量

処理規模		消費電力量
t-wet/d	t-DS/d	MWh/y
100	24	89
200	48	122
300	72	153



図資 2-20 電力消費量の簡易算定式

II-2. 様々な条件下における導入効果の試算方法と追加的費用

第2章第3節にて、簡易算定式を導出した前提条件について述べたが、前提条件に合致しないような条件における導入効果の試算方法と、段階的導入時に発生する場合のある追加的費用について説明する。

(1) 簡易算定式の補正方法

簡易算定式は三技術を一体的に導入する場合の費用を適用しているため、段階的に導入をする場合の建設費や、前段設備が揃わない状態での維持管理費（電力費・燃料費）については、一括導入時と差異が生じる。そのような場合には簡易算定式の補正が必要である。なお、個別の条件を反映した試算が可能な場合にはその結果を用いることが望ましい。特に三技術を全て導入しない場合の建設費の補正法の一例を表資 2-15 に示した。

脱水設備および発電設備の機械工事建設費が一括導入時と比較して増加するのは、燃焼設備と共用可能な機器を別途設ける必要があることや、建設工事における現場経費（共通仮設、安全対策等）の共有ができなくなるため別途計上することが必要なためである。電気工事建設費は一括工事の場合は燃焼設備がカバーしているが、燃焼設備が導入されない場合には、脱水設備、発電設備それぞれに必要な電気工事建設費が発生するため、燃焼設備における電気工事建設費に一定比率をかけて計上することが必要である。なお、燃焼設備の個別導入後に脱水設備、発電設備の追加導入を計画している場合は、それらに必要な取り合いを用意するため、費用は一括導入時と変わらない。一方で、追加導入を計画していない場合は、それらに取り合いを用意する必要が無いため、機械・電気工事建設費はそれぞれ安価となる。

表資 2-15 建設費の簡易算定式の補正法（例）

設 備	内 訳	補正法
脱水設備	機械	脱水設備簡易算定式×1.1
	電気	燃焼設備（電気）簡易算定式×0.3
	土木建築	簡易算定式によらず別途積算のこと
燃焼設備	—	補正無し ^{※1}
	機械	燃焼設備（機械）簡易算定式×0.95 ^{※2}
	電気	燃焼設備（電気）簡易算定式×0.75 ^{※2}
	土木建築	補正無し ^{※2}
発電設備	機械	発電設備（機械）簡易算定式×1.15
	電気	燃焼設備（電気）簡易算定式×0.25
	土木建築	簡易算定式によらず別途積算のこと

※1：脱水・発電の追加を計画している場合

※2：脱水・発電の追加を計画していない場合

維持管理費の補正法の一例を表資 2-16 に示した。一括導入でない場合は、脱水設備から排出

される脱水汚泥の含水率が高くなることや、燃焼設備から回収できる熱量が小さくなることから、後段の設備の維持管理費用が悪化する傾向がある。

表資 2-16 段階的導入時等の維持管理費の簡易算定式の補正法（例）

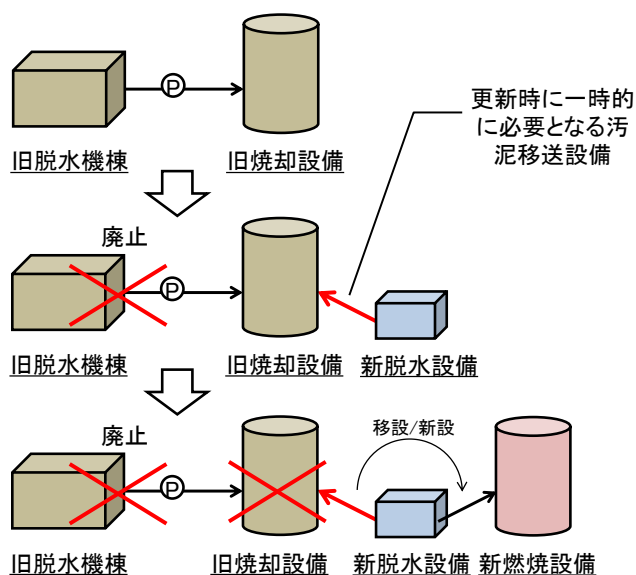
設 備	内 訳	補正法	備 考
脱水設備	—	補正なし	
燃焼設備	電力	燃焼設備電力費の簡易算定式×1.1	脱水未導入
	燃料	簡易算定式によらず別途試算要	脱水未導入
発電設備	発電量	補正無し	補助燃料分考慮

(2) 段階的導入時の追加的費用

三技術を同時に導入しない場合には、(1)で述べた個別導入に必要な費用の増減補正に加えて、追加的費用が発生する場合がある。追加的費用の発生ケースに分けて、以下に説明をする。

1) 汚泥移送設備の付け替えが必要となるケース

図資 2-21 に汚泥移送設備の付け替えに伴う追加的費用が必要となるケースを示した。このケースが発生する導入シナリオは図 2-16 に示した D1、D5、E1、P4 が該当する。脱水設備の更新を先行させると、当初は旧焼却設備への汚泥移送をし、脱水設備更新後には新燃焼設備への汚泥移送をする必要がある。旧燃焼設備への汚泥移送系は新燃焼設備稼働後に不要となる。

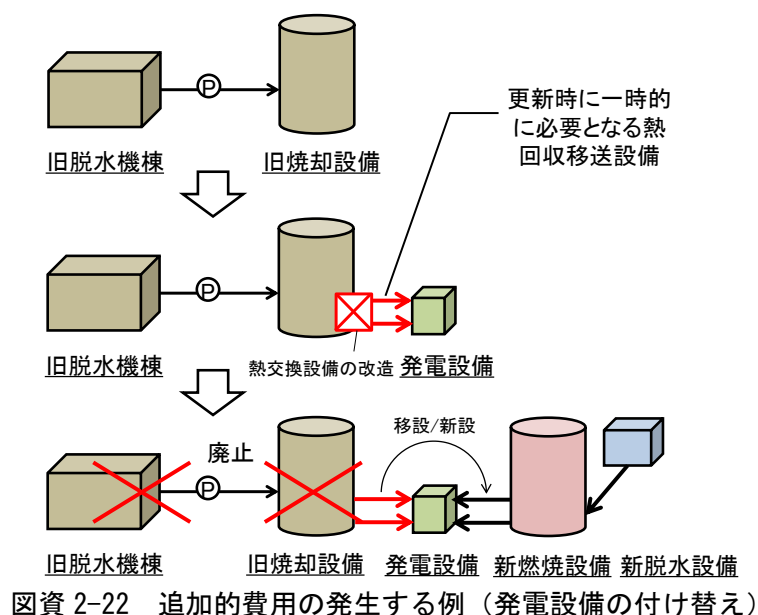


図資 2-21 追加的費用の発生する例（汚泥移送設備の付け替え）

2) 熱供給設備の付け替えが必要なるケース

図資 2-22 に発電設備へ熱を供給する配管の付け替えに伴う追加的費用が必要となるケースを示した。このケースが発生する導入シナリオは図 2-16 に示した D2、D4、E1、E2、E5、P9 が

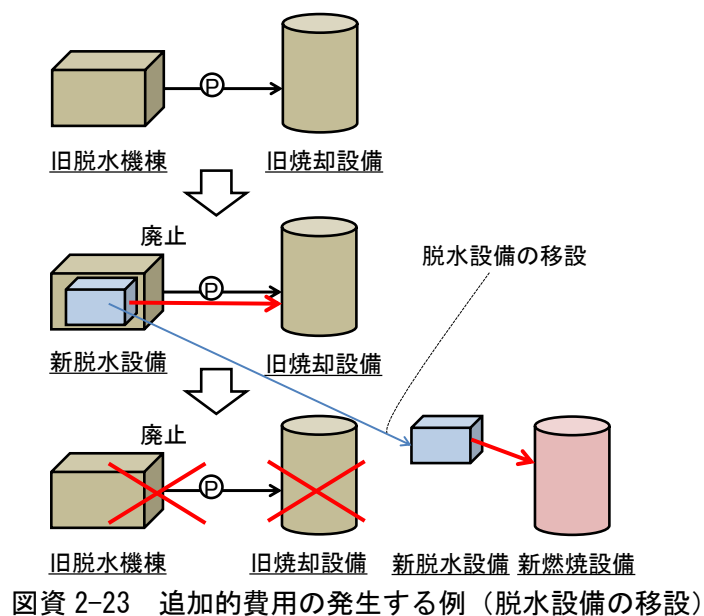
該当する。発電設備の更新を先行させるために、当初は旧焼却設備との熱供給設備（熱回収空気および排煙処理水）の接続をし、燃焼設備更新後には新燃焼設備へ熱供給設備を接続する必要がある。場合によっては、熱回収空気や排煙処理水の温度が低い等のため、旧焼却設備の熱交換器類の交換が必要になる場合もあり、熱供給設備の付け替え以外にその費用も追加的費用として計上する必要がある。



図資 2-22 追加的費用の発生する例（発電設備の付け替え）

3) 脱水設備の移設が必要となるケース

図資 2-23 に脱水設備の移設に伴う追加費用が必要となるケースを示した。このケースが発生する導入シナリオは図 2-16 に示した D1、D2、D4、D5、E1 が該当する。脱水設備の更新を燃焼設備よりも先行させるため、脱水設備の設置場所の確保および、仮設の脱水汚泥移送経路の整備が不可欠である。場合によっては燃焼設備導入後に脱水設備そのものを移設することも検討する必要がある。



図資 2-23 追加的費用の発生する例（脱水設備の移設）

(3) 汚泥性状等の影響

簡易算定式は先に示した試算の前提条件下での導入費用を適用しているため、汚泥性状や冷却水温度等の異なる条件においては、建設費や維持管理費に差異が生じる。簡易算定式の利用にあたっては、そのような差異について理解することが重要であり、可能であれば個別条件を反映した試算・補正を行うことが望ましい。特に、導入検討の初期段階などにおいて、個別条件の反映が難しい場合における補正の考え方を示す。

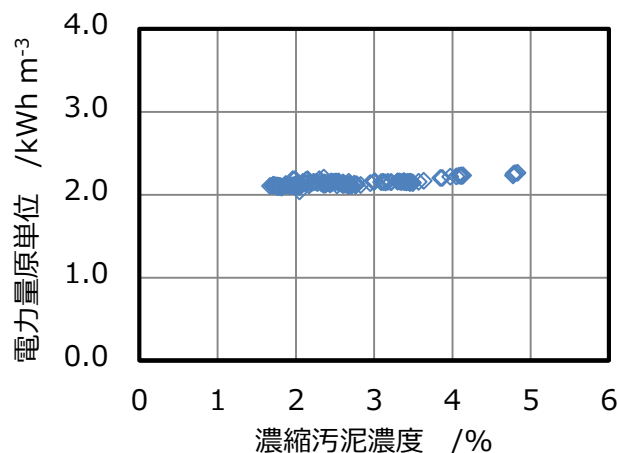
1) 脱水設備

① 建設費

脱水設備の建設費は、濃縮汚泥処理量から選定される機種ごとに決まる。本書に記載している簡易算定式は、固形物量ベースの規模毎の費用を試算するものであるため、汚泥の固形物濃度（TS）が変動した場合は、それに反比例して濃縮汚泥量が増加する。濃縮汚泥量と固形物濃度が特定されている場合には、それらから固形物量を算出し、脱水汚泥量あるいは一定濃度の濃縮汚泥量換算した上で簡易算定式に代入すると良い。

② 電力

実証試験期間における、濃縮汚泥濃度と脱水設備における電力消費量の関係を図資 2-24 に示す。濃縮汚泥濃度 1.5～5.0%程度の範囲では、電力消費量の原単位は大きく変化しないことから、濃縮汚泥濃度が異なる場合でも、簡易算定式をそのまま用いて導入効果を試算しても大きな問題にはならない。ただし、同じ固形物量の汚泥を処理する場合、濃縮汚泥濃度が低下することは濃縮汚泥量の増加を意味するため、結果として脱水設備での電力消費量が増加する。濃縮汚泥濃度が異なる汚泥を対象に簡易算定式を適用する場合には、固形物量基準に換算することが不可欠である。



図資 2-24 濃縮汚泥濃度と脱水設備における電力消費量の関係 (13 m³/h 時)

③ 薬品

高分子凝集剤および無機凝集剤（ポリ硫酸第二鉄）の消費量は、汚泥中の固形分量に応じて決定することが基本である。簡易算定式の試算条件は、それぞれ対固形物比率で 0.7%（高分子凝集剤）、5%（ポリ硫酸第二鉄）と設定している。また、簡易算定式は濃縮汚泥の固形物濃度が 3.30%条件下で導出しているため、固形物濃度が異なる場合には、固形物濃度比例で補正すると良い。また、汚泥性状が大きく異なり、脱水性や目標含水率が異なり薬品注入率を変える必要がある場合、あるいは実際の運用上の注入率を用いる場合等には、簡易算定式の試算条件との比例計算によって増減させることが可能である。

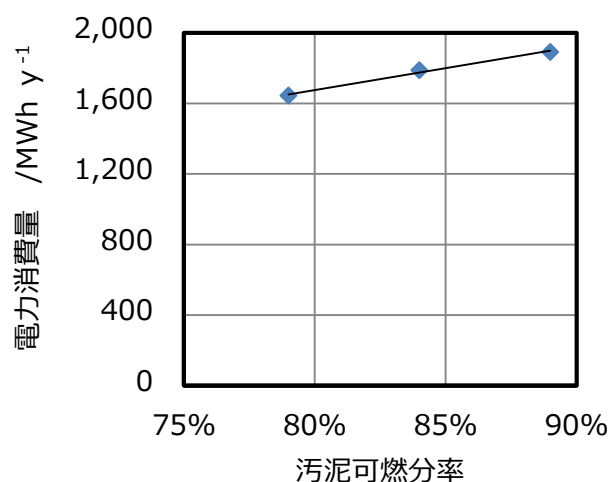
2) 燃焼設備

① 建設費

脱水汚泥性状（含水率、有機分率）が簡易算定式の試算条件と差異がある場合、排ガス量が増減するため費用に影響する。基本的に含水量の絶対値、有機分量の絶対値が高い程、排ガス量が比例して増加するため建設費が増加傾向となる。

② 電力

脱水汚泥性状（含水率、有機分率）に差異がある場合、排ガス量が増減し、ファン・ブロワ類の電力消費量も変化する。例として、100 t-wet/d 規模において、汚泥の可燃分率変化が燃焼設備の電力消費量に与える影響を化工計算で試算したものを図資 2-25 に示す。なお、この時の可燃分率以外の条件は一定である。可燃分率の増加に伴い電力消費量も増加しており、その変動率は有機分率が 5 ポイント程度変動した場合に、電力消費量も 5～10%程度である。



図資 2-25 脱水汚泥 VTS と燃焼設備での電力消費量の関係 (100 t-wet/d 規模)

③ 補助燃料

燃焼設備での補助燃料消費量は、図資 2-9 に示した通り脱水汚泥の有機分率および含水率により左右される。ただし、本システムにおいては、有機分率が変化した場合に、その有機分率において概ね自然可能な含水率となるよう、脱水設備の運転条件が自動的に調整されるため、一般的な混合生汚泥を対象とする場合には、定常運転時に概ね補助燃料消費量ゼロとなる。なお、立上げ、立下げ時の補助燃料消費量は主に規模のみに左右され、汚泥性状によらないことは言うまでもない。

④ 苛性ソーダ

燃焼設備における苛性ソーダ消費量は、概ね汚泥中の硫黄分量に比例する。そのため、脱水汚泥中の固形物量や可燃分量、硫黄分濃度（%-対 VTS）に差異がある場合には、比例計算によって増減させるとよい。

⑤ 焼却灰

燃焼設備における焼却灰発生量は、汚泥中の無機物量に比例する。そのため、脱水汚泥中の固形物量や可燃分量に差異がある場合には、比例計算によって増減させると良い。

3) 発電設備の導入効果試算方法

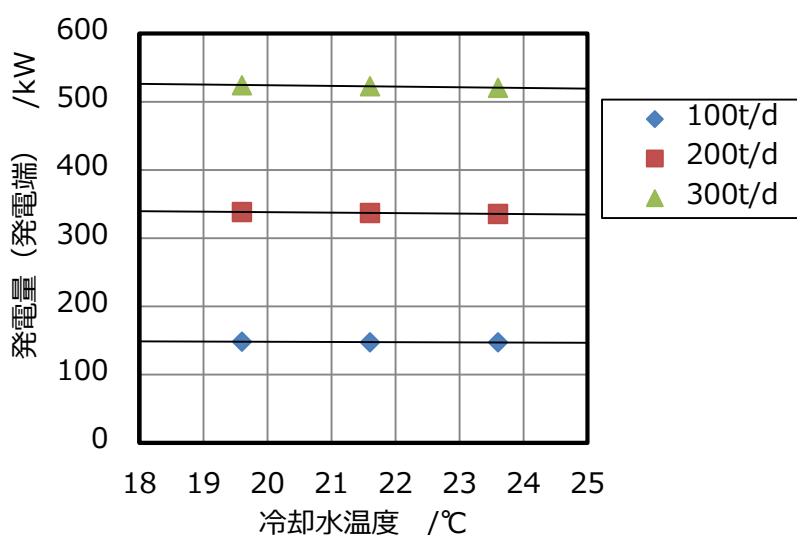
① 建設費

脱水汚泥性状（含水率、有機分率）に差異がある場合、排ガス系に供給される排熱量が上下するため、その量に対応した熱交換器やポンプ等を選定する必要があり、建設費が増減する。

② 電力（発電量）

- ・ 二次処理水温度

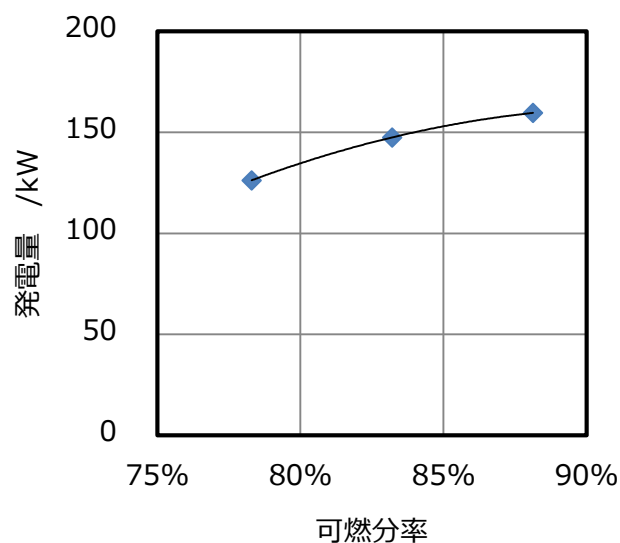
発電設備における発電量は、冷却水である二次処理水温度によってサイクル中の熱落差が変化することで、影響を受ける。図資 2-26 に規模ごとの発電量と冷却水温度の関係を化工計算により試算した結果を示した。冷却水温に差異がある場合には、本図を参考に +4℃あたり -1% 程度の発電量補正をすると良い。



図資 2-26 規模ごとの発電量と冷却水温度

・汚泥性状

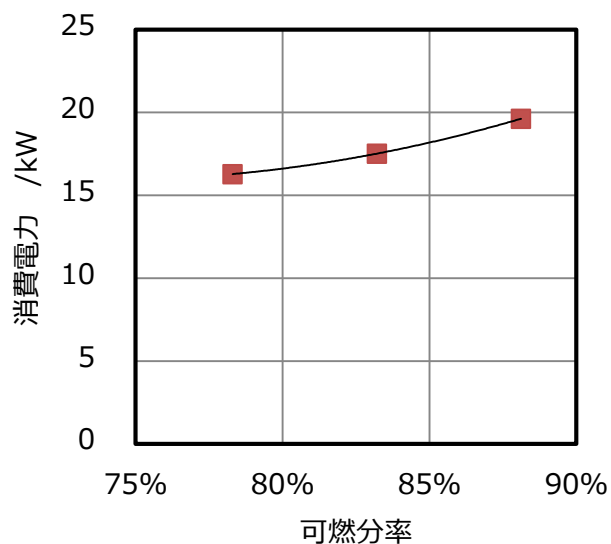
発電設備における発電量は二次処理水温度だけでなく、脱水汚泥性状（含水率、可燃分率）の影響も受ける。例えば可燃分率が変化すると熱回収空気で回収される熱量が増減し、発電設備への入熱も増減するため、発電量も同様に増減する。例として、100 t-wet/d 規模において、汚泥の可燃分率の差異が発電量に与える影響を化工計算に基づいて試算した結果を図資 2-27 に示した。可燃分率の増加に伴い発電量も増加している。その変動は線形ではないが、簡易算出式的前提となる性状（可燃分率 84%）に対して可燃分率が 5%程度増加した場合、発電量は 8%程度増加、5%程度減少した場合、発電量は 15%程度減少となる。



図資 2-27 汚泥の可燃分率と発電量 (100 t-wet/d 規模)

③ 電力 (消費量)

発電設備が自己消費する消費電力は主に熱媒体の循環量に依存している。汚泥性状の変化によって発電設備に与えられる熱量が増加すると、電力消費量も増加する傾向がある。例として、100 t-wet/d 規模において、汚泥の可燃分率変動が電力消費量に与える影響について、化工計算を基に試算した結果を図資 2-28 に示した。有機分率の増減に伴い消費電力量も増減しており、その変動は簡易算出式的前提となる性状 (可燃分率 84%) に対して有機分率が 5%程度増加した場合、消費電力は 12%程度増加、5%程度減少した場合、発電量は 5%程度減少となった。



図資 2-28 汚泥の有機分率と消費電力量 (100 t-wet/d 規模)

(4) 運転方針（稼働率・負荷率）の影響

簡易算定式は先に示したとおり、稼働率が脱水および燃焼設備は 80%、発電設備は 79.3%、負荷率はいずれの設備でも 100%の条件で設定している。そのため、稼働率や負荷率の異なる条件においては差異が生じる。

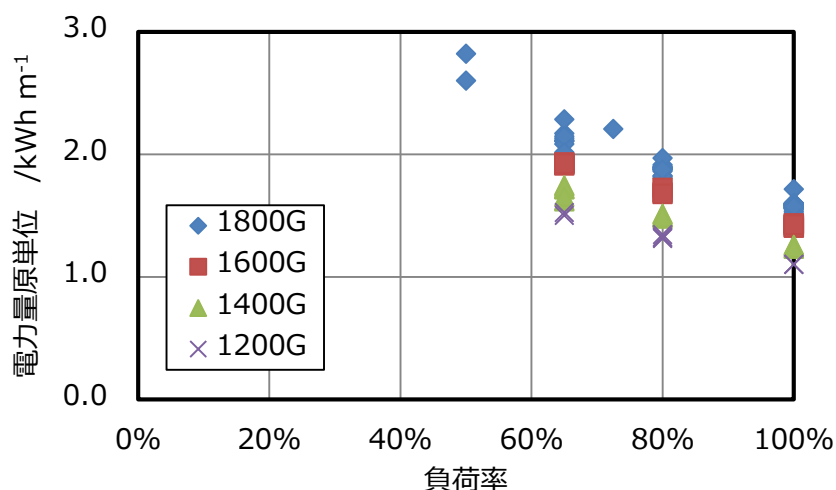
1) 脱水設備

① 稼働率

脱水設備の維持管理費は、年間の処理汚泥量に比例する。そのため、稼働率が変化し、処理汚泥量が増減する場合には、比例計算によって維持管理費も増減させると良い。

② 負荷率

脱水設備における負荷率と電力量原単位（消費電力量を処理汚泥量で割ったもの）の相関を図資 2-29 に示した。負荷率が低下すると消費電力量原単位が増加しする。なお、高分子凝集剤および無機凝集剤の消費量は、負荷率による影響は小さい。



図資 2-29 処理汚泥量と脱水機電力量原単位

2) 燃焼設備

① 稼働率

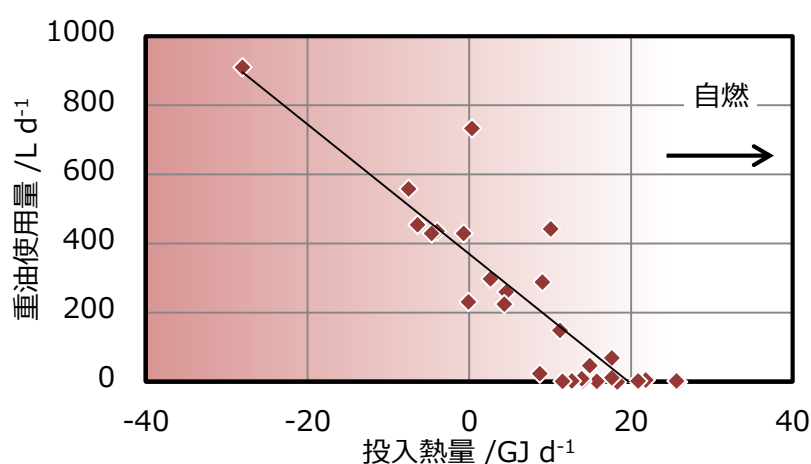
燃焼設備における稼働率が低い状態では、設備の停止期間が長くなる。表資 2-17 に 100 t-wet/d 規模における設備停止期間と補助燃料消費量の関係を示した。停止期間が長くなるほど、再立上げ時（起動時）の砂層温度が低くなるため、昇温に要する補助燃料消費量は増加する。また、設備の発停回数が増加すると、補助燃料消費量は増加する。また、稼働率が低下すると、年間の処理汚泥量が低下するため、電力消費量や薬品消費量、灰処分量等は低下する。

表資 2-17 補助燃料消費量の試算条件 (100 t-wet/d 規模)

	停止期間	起動時砂層温度	重油消費量
定期補修による停止	30 日	20℃	10.5 kL/回
汚泥量不足による停止	3 日	633℃	1.1 kL/回
小点検による停止	2 日	693℃	1.0 kL/回

② 負荷率

燃焼設備における負荷率が低下すると、焼却炉への投入熱量が不足し、自燃運転（補助燃料使用量=0での運転）を維持できなくなる。実証試験から得られた、焼却炉への投入熱量（汚泥中の固形分が保有する熱量から、水分の潜熱・顕熱分を差し引いた熱量）と自燃可否の関係を図資 2-30 に示す。投入熱量が低い場合には補助燃料が多く消費されているのが明確である。これらの傾向は実証試験で得られたものであるが、他の規模、性状であっても同様の傾向があると推定される。なお、25 t-wet/d 規模の実証設備では、図資 1-17 に示したように負荷率 50% 程度まで自燃運転が可能であることを確認している。



図資 2-30 投入熱量と補助燃料使用量（実証試験結果）

また、負荷率が低下する場合、汚泥投入量に合わせて燃焼空気量も低減させる必要があるが、燃焼炉の流動砂を流動させるために最低限必要な空気量以下には下げることが出来ないため、空気比 1.3 以下での運転が困難となる。空気比 1.3 以下を維持可能な負荷率では単位汚泥量あたりの電力消費量はあまり増加しないが、空気比 1.3 以下を維持できない低い負荷率では単位汚泥量あたりの電力消費量は顕著に増加する。

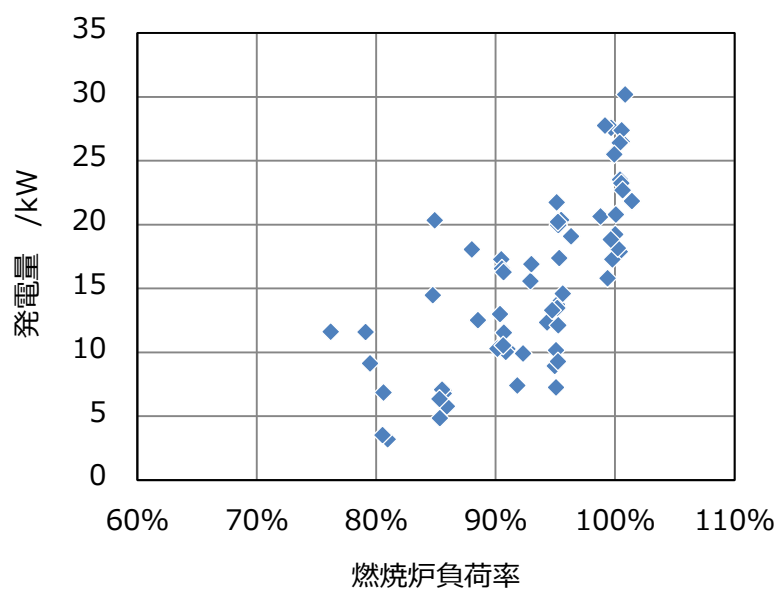
3) 発電設備

① 稼働率

発電設備における稼働率が低い状態では、設備の停止期間が長くなり、年間の発電量は、稼働率に比例して低下する。

② 負荷率

発電設備においては、低負荷率運転によって燃焼設備から供給される排熱量が減少すると、熱源の温度および熱量が減少するため、発電量も当然低下する。実証試験で得られた燃焼設備の負荷率と発電量の相関を図資 2-31 に示す。負荷率が 80%以下になると、発電量は期待できなくなる。



図資 2-31 燃焼設備の負荷率と発電量の相関

III. ケーススタディ

III-1. 試算の条件

(1) ケース設定

ケーススタディは、表資 3-1 に示す 5 つのケースで実施した。CASE-1～CASE-3 の試算結果については、第 3 章第 2 節に収録している。導入検討が想定され得るケース例として試算結果を掲載した。なお、CASE-4 の維持管理費において、燃焼設備の改造後の性能値は実証されていない。また CASE-5 は、試算条件が本ガイドラインに掲載した簡易算定式的前提条件から外れており、性能値も実証されたケースではないことに留意する。

表資 3-1 試算ケース一覧 (5 ケース)

CASE	設備規模 t-wet/d	革新技術の 導入シナリオ	備考
1	100	一括導入	最も理想的なシナリオ
2	200	段階的導入	脱水・燃焼技術先行導入
3	200	段階的導入	燃焼・発電技術先行導入
4	100	段階的導入	燃焼設備の改造（長寿命化）
5	45※	一括導入	消化汚泥対象

※CASE-5 の設備規模は、100 t-wet/d 相当を消化することを想定し、消化汚泥 45 t-wet/d と設定

CASE-1：一括導入シナリオ（本編収録）

本ケースは、3 技術を一体的に導入する最も理想的なシナリオである。後のケーススタディのリファレンスとなるように規模は 100 t-wet/d とし、従来技術との差異を年ベースで比較した。

CASE-2：脱水・燃焼同時導入シナリオ（本編収録）

本ケースは、比較的有利なシナリオである、脱水設備と燃焼設備を同時に導入し、後から発電設備を付加するシナリオである。本シナリオでは、後付けに要する多少のコストアップが生じるが、短期間のみ供用する設備が無く、段階的導入シナリオの中では理想的なシナリオの 1 つである。規模はより効果の出やすい 200 t-wet/d とし、従来技術との差異を年毎に 20 年分比較した。

CASE-3：燃焼・発電同時導入シナリオ（本編収録）

本ケースは、CASE-2 とは異なり、追加的費用が発生するシナリオである、燃焼設備と発電設備を同時に導入し、後から脱水設備を更新する。本シナリオの建設費は、既存の脱水設備から新規に導入する燃焼設備への配管工事、そして脱水設備を更新したあとの濃縮汚泥の配管工事分の費用が追加的に発生する。また、維持管理費については、脱水設備が導入されるまで、燃焼設備の補助燃料量が増加する等の影響がある。発電設備については、補助燃料の使用により

排ガスに供給される熱量は変化しないとして、発電量の変化を見込んでいない。規模は、CASE-2 との比較のため 200 t-wet/d とし、CASE-2 との差異を年毎に 20 年分比較した。

CASE-4：燃焼設備改造シナリオ

本ケースは、燃焼設備を長寿命化と同時に改良し低空気比省エネ燃焼設備相当とすることを想定したシナリオである。従来技術の燃焼設備を導入 8 年目で長寿命化対応と同時に低空気比省エネ燃焼設備相当に改造することで、維持管理費の低減と耐用年数の延長を図るものである。また、この改造と同時に脱水設備と発電設備の付加を行っている。規模は 100 t-wet/d とし、従来技術との差異を年毎に 20 年分比較した。

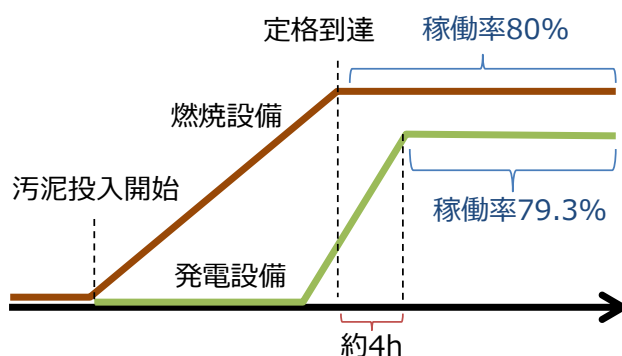
CASE-5：消化汚泥シナリオ

本ケースは、消化汚泥を対象とした場合のシナリオである。規模は含水率 76%の混合生汚泥 100 t-wet/d 相当を消化することを想定し、消化前後で可燃分が 84%から 64%に低下し、脱水汚泥の含水率は従来脱水技術で 84%になるものと仮定して試算を行った。また、本消化汚泥を従来技術（脱水汚泥含水率 84%）で処理する場合と、革新技术（脱水汚泥含水率 74%）で処理する場合の 2 ケースの試算を行い、それぞれを比較した。なお本試算は、既に消化汚泥を燃焼処理している処理場に本システムを導入する場合を想定し試算したものである。ただし、実証データを基に試算したものではないことから、混合生汚泥を対象とした CASE-1 の試算結果との比較によって、その優劣を判断するものではない。

(2) 試算の前提条件

1) 発電設備の稼働率の設定根拠

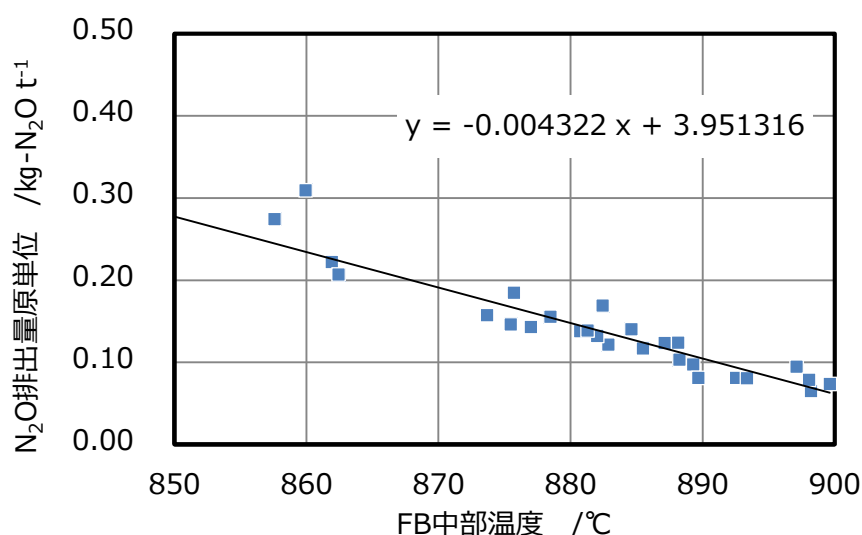
ケーススタディにおける汚泥処理設備全体の稼働率は、負荷率を高く（100%）維持することがシステムを効率的に稼働できるという前提に立って、80%に設定した。脱水設備および燃焼設備は稼働率の通りに運転をするが、発電設備は燃焼設備の立ち上がり後、排熱が十分に供給された後に運転を開始するため稼働率に差が生じる。その遅れは、図資 3-1 に示した 4 時間程度であることから、設備の年間の起動回数（16 回）に 4 時間を掛けた時間（＝64 時間）を全体の稼働日数から差し引いて稼働率を 79.3%に設定した。



図資 3-1 燃焼設備と発電設備の稼働率の差異理由

2) N_2O 排出量原単位

実証試験により得られた、炉内温度（フリーボード中部温度）と N_2O 排出量原単位の相関を図資 3-2 に示す。850℃～900℃における近似式から、設計の炉内温度条件（＝865℃）における排出量原単位を計算し、本システムの N_2O 排出量原単位を 0.213 kg- N_2O /t-wet と設定した。



図資 3-2 炉内温度と N_2O 排出量原単位の相関

(3) 従来技術の試算方法

従来技術と比較する場合の、建設費、維持管理費等の試算方法について説明する。ケーススタディにおける従来技術の各種数値は本方法によって試算されたものである。

1) 建設費

バイオソリッド利活用基本計画（下水污泥処理総合計画）策定マニュアル（平成 16 年 3 月）に示されている表資 3-2 の費用関数を用いて算出し、建設年次による差異を補正するために、平成 15 年度を基準とした平成 25 年度のデフレーター（＝1.096449）を用いて補正している。また、年価に換算する際には、表 2-8 の条件で換算した。なお、解体・撤去費については、建設費の 10%として試算した。

表資 3-2 建設費の費用関数（従来技術）

費用関数（億円）	
脱水設備	土木建築費： $0.227 \times Qd^{0.444}$ 機械建設費： $0.434 \times Qd^{0.373}$
焼却設備	土木建築費： $2.426 \times Xd^{0.0094}$ 機械建設費： $1.888 \times Xd^{0.597}$ 電気建設費： $0.726 \times Xd^{0.539}$
Qd：処理汚泥量【1%換算値】（m ³ /d）	
Xd：処理汚泥量（t-wet/d）	

2) 維持管理費

バイオソリッド利活用基本計画（下水汚泥処理総合計画）策定マニュアル（平成 16 年 3 月）に示されている表資 3-3 の費用関数を用いて算出した。本費用関数に含まれている費用は、電力、燃料、薬品、補修、人件費であり、灰処分費は含まれていないため、別途試算が必要であるため、簡易算定式の算出時と同様に 30%の加湿を考慮して算出した。また、年間の処理量の算出には、表 2-6 の条件を用いた。

表資 3-3 維持管理費の費用関数（従来技術）

費用関数（百万円／年）	
脱水設備	維持管理費： $0.039 \times Qy^{0.596}$
焼却設備	維持管理費： $0.287 \times Xy^{0.673}$
Qy：処理汚泥量【濃縮汚泥 1%換算値】（m ³ /y）	
Xy：処理汚泥量（t-wet/y）	

・焼却灰処分費（百万円/年）

焼却灰発生量(t-DS/y)

$$= \text{汚泥量(t-wet/d)} \times (1 - \text{含水率}(\%)) \times (1 - \text{VTS}(\%)) \times \text{稼働日数} \div (1 - 30\%(\text{加湿分}))$$

$$\text{焼却灰処分費(万円/y)} = \text{焼却灰発生量(t/y)} \times \text{単価(万円/t)}$$

3) エネルギー消費量および温室効果ガス排出量

① 脱水エネルギー消費量および脱水温室効果ガス排出量

脱水設備において使用されているエネルギーは電力のみとした。下水道統計および高効率型圧入式スクリープレス脱水機技術マニュアルより、ベルトプレス、遠心脱水機、スクリープレスの全てを対象とした脱水汚泥基準の消費電力原単位（= 22 kWh/t-wet）に年間の処理汚泥量（100 t-wet/d の場合で 29,200 t-wet/y）を掛けて算出した。また、温室効果ガス排出量は電力使用および薬品使用に由来する二酸化炭素を対象とし、消費量に表 2-8 に示した原単位を掛けて算出し、建設・廃棄時に排出する二酸化炭素排出量を供用時の 24.69%（下水道におけ

る LCA 適用の考え方 国土技術総合研究所資料 No. 579 より、終末処理場における二酸化炭素排出量、建設時：19.3%、供用時：80.2%、解体・廃棄時：0.5%を基に算定）として加算した。なお、高分子凝集剤の注入率は下水道統計（平成 22 年度版）より平均的な注入率として 0.5%-対 TS と設定*した。

*革新的技術の 0.7%に比して小さい値であるが、従来よりも高分子凝集剤の注入率を高める必要があることを意味していないことに留意する。

② 焼却エネルギー消費量および焼却温室効果ガス排出量

焼却設備において使用されているエネルギーは電力および補助燃料に要する燃料とし、それぞれの消費量は複数メーカーに対するヒアリング結果から、2,788.6MWh/年、517kL/年と設定した。また、温室効果ガス排出量は電力使用、薬品使用に由来する二酸化炭素および焼却に伴う N_2O を対象とした。二酸化炭素排出量は消費量に表 2-9 に示した原単位を掛けて算出し、 N_2O は処理汚泥量に高温焼却時における排出係数である 0.645 kg- N_2O /t-wet に表 2-9 に示した地球温暖化係数を掛けて算出した。苛性ソーダの消費量は、複数メーカーに対するヒアリング結果から 193 t-wet/年とし、建設・廃棄時に排出する温室効果ガス排出量には二酸化炭素のみを対象として脱水設備と同様の比率で算出し、加算した。

4) 100 t-wet/d（含水率 76%）での試算例

100 t-wet/d 規模の従来技術における、ライフサイクルコストおよび、エネルギー消費量および温室効果ガス排出量の試算結果を表資 3-4、表資 3-5 に示す。

表資 3-4 ライフサイクルコスト（従来技術）

細 目			年価 (百万円/年)
建設費	脱水設備	土木建築費	27
		機械建設費	69
	燃焼設備	土木建築費	9
		機械建設費	366
		電気建設費	76
		小 計	
維持管理費	脱水設備	119	
	燃焼設備	303	
	小 計	422	
解体・撤去費			55
ライフサイクルコスト			1,024

(処理汚泥量)

$$Q_d = 100 \times (1-76\%) \times 100 = 2,400 \text{ m}^3/\text{d}$$

$$Q_y = Q_d \times 292 (\text{d/y}) = 700,800 \text{ m}^3/\text{d}$$

$$X_d = 100 \text{ t/d}$$

$$X_y = X_d \times 292 (\text{d/y}) = 29,200 \text{ t/d}$$

(建設費)

$$\text{脱水・土木建築費} = 0.227 \times 2400^{0.444} \times 1.096449 = 7.89 \text{ 億円} \quad (\text{年価 } 26.7 \text{ 百万円})$$

$$\text{脱水・機械建設費} = 0.434 \times 2400^{0.373} \times 1.096449 = 8.68 \text{ 億円} \quad (\text{年価 } 69.0 \text{ 百万円})$$

$$\text{焼却・土木建築費} = 2.426 \times 100^{0.0094} \times 1.096449 = 2.78 \text{ 億円} \quad (\text{年価 } 9.4 \text{ 百万円})$$

$$\text{焼却・機械建設費} = 1.888 \times 100^{0.597} \times 1.096449 = 32.36 \text{ 億円} \quad (\text{年価 } 365.9 \text{ 百万円})$$

$$\text{焼却・電気建設費} = 0.726 \times 100^{0.539} \times 1.096449 = 9.53 \text{ 億円} \quad (\text{年価 } 75.8 \text{ 百万円})$$

$$\text{全建設費} = 61.22 \text{ 億円} \quad (\text{年価 } 546.9 \text{ 百万円})$$

(維持管理費)

$$\text{脱水・維持管理費} = 0.039 \times 700,800^{0.596} = 118.9 \text{ 百万円/年}$$

$$\text{焼却・維持管理費 (灰処分費以外)}$$

$$= 0.287 \times 29,200^{0.673} = 290.5 \text{ 百万円/年}$$

$$\text{焼却・維持管理費 (灰処分費)}$$

$$= 100 (\text{t/d}) \times (1-76\%) \times (1-84\%) \times 292 \div (1-30\%) \times 0.8 (\text{万円/t}) = 12.8 \text{ 百万円/年}$$

(解体撤去費)

$$\text{全建設費 } 61.2 \text{ 億円} \times 10\% = 6.12 \text{ 億円} \quad (\text{年価 } 54.7 \text{ 百万円})$$

表資 3-5 温室効果ガス排出量およびエネルギー消費量 (従来技術)

		消費量・発生量	GHG排出量 (t-CO ₂ /年)	エネルギー消費量 (GJ/年)
脱水機	電力	642.4 MWh/年	353	6,093
	高分子凝集剤	35.040 t/年	228	-
	小 計		581	6,093
焼却炉	電力	2,788.6 MWh/年	1,534	26,447
	A 重油	517 kL/年	1,401	20,215
	苛性ソーダ	193 t/年	181	-
	N ₂ O	18.834 t/年	5,613	-
	小 計		8,729	46,662
建設・廃棄時			913	-
合 計			10,222	52,754

(ユーティリティ消費量・発生量)

$$\text{脱水・電力} = 29,200 \text{ t-wet/y} \times 22 \text{ kWh/t-wet} = 642.4 \text{ MWh/年}$$

$$\text{脱水・高分子凝集剤} = 700,800 \text{ m}^3/\text{d} \times 1\% \times 0.5\% = 35.040 \text{ t/年}$$

$$\text{燃焼・N}_2\text{O} = 29,200 \text{ t-wet/y} \times 0.645 \text{ kg-N}_2\text{O/t-wet} = 18.834 \text{ t/年}$$

(GHG排出量)

$$\text{脱水・GHG 排出量 (電力)} = 642.4 \text{ MWh/y} \times 0.55 \text{ t-CO}_2/\text{MWh} = 353.3 \text{ t-CO}_2/\text{年}$$

$$\text{脱水・GHG 排出量 (高分子)} = 35.040 \text{ t/y} \times 6.5 \text{ t-CO}_2/\text{t} = 227.8 \text{ t-CO}_2/\text{年}$$

$$\text{焼却・GHG 排出量 (電力)} = 2,788.6 \text{ kWh/y} \times 0.55 \text{ t-CO}_2/\text{kWh} = 1,533.7 \text{ t-CO}_2/\text{年}$$

$$\text{焼却・GHG 排出量 (A 重油)} = 517 \text{ kL/y} \times 2.71 \text{ t-CO}_2/\text{kL} = 1,401.17 \text{ t-CO}_2/\text{年}$$

$$\text{CO}_2 \text{ 排出量合計} = 3,697 \text{ t-CO}_2/\text{年}$$

$$\text{建設・廃棄時の GHG 排出量} = 3,697 \text{ t-CO}_2/\text{年} \times 24.69\% = 912.8 \text{ t-CO}_2/\text{年}$$

$$\text{焼却・GHG 排出量 (N}_2\text{O)} = 18.834 \text{ t/年} \times 298 \text{ kg-CO}_2/\text{kg-N}_2\text{O} = 5,612.5 \text{ t-CO}_2/\text{年}$$

(エネルギー消費量)

$$\begin{aligned} \text{脱水・エネルギー消費量 (電力)} &= 22 \text{ kWh/t} \times 29,200 \text{ t-wet/y} \times 9.484 \text{ MJ/kWh} \\ &= 6,092.5 \text{ GJ/年} \end{aligned}$$

$$\text{燃焼・エネルギー消費量 (電力)} = 2,788.6 \text{ kWh/y} \times 9.484 \text{ MJ/kWh} = 26,447.1 \text{ GJ/年}$$

$$\text{燃焼・エネルギー消費量 (A 重油)} = 517 \text{ kL/y} \times 39.1 \text{ MJ/L} = 20,214.7 \text{ GJ/年}$$

$$\text{全エネルギー消費量} = 52,754.3 \text{ GJ/年}$$

III-2. 試算結果（CASE-4：燃焼設備改造シナリオ）

(1) 試算条件

- 1) 規模：100 t-wet/d（含水率 76%条件）
- 2) シナリオ：

従来技術の燃焼設備導入後 8 年目に、脱水設備更新のタイミングに合わせ、長寿命化対応と同時に低空気比省エネ燃焼設備相当に改造するとともに、排熱発電設備の導入を行った。この改造により、従来技術の更新を燃焼設備導入後 16 年目まで遅らせた。なお、改造に要した費用は、耐用年数の延長期間に相当する 8 年目～15 年目の 8 年間を耐用年数とし、年価換算した。また、1 年目に導入した従来燃焼設備の建設費は当初 10 年間の耐用年数に応じて年価の算出を行っていたが、図資 3-3 に示すように、8 年目の時点での残存価値を 8 年目～15 年目の 8 年間に新たに割付け、改造に要した費用と合わせて償却した。従来の設備更新スケジュールを表資 3-6 に、CASE-4 で設定した設備更新スケジュールを表資 3-7 に示す。

3) 試算方法：

(建設費)

導入及び更新費用は、本編に示した費用関数を用いて算出し、燃焼設備の長寿命化改造費のみ、メーカー積算値を使用した。

(維持管理費、エネルギー消費量、GHG 排出量)

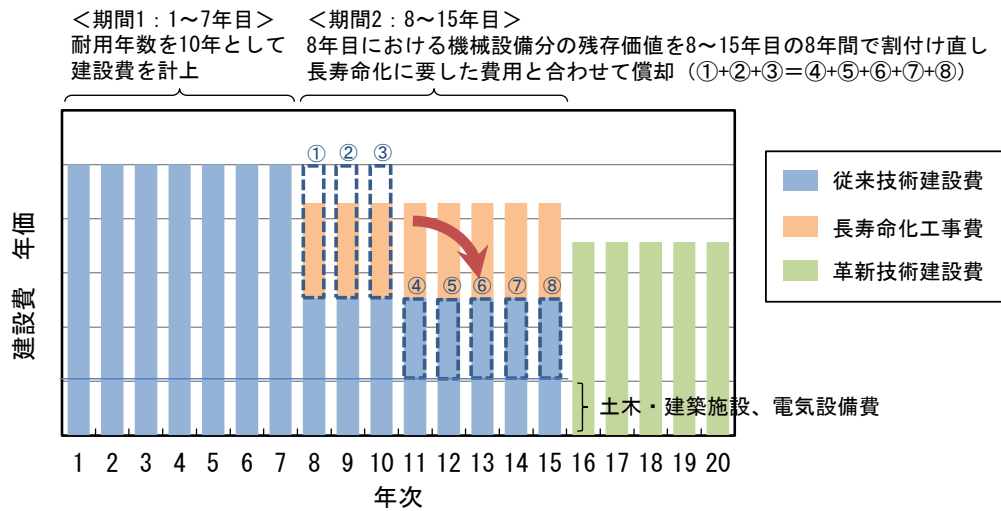
低空気比省エネ燃焼設備相当の改造を行った場合、革新技術の一体的導入に比較し燃焼維持費は 1.1 倍、発電量は 0.9 倍と設定し、試算した。なお、低空気比省エネ燃焼設備の更新を行う 16 年目以降は、革新技術の一体的導入と同様の効果が得られることとなる。エネルギー消費量、GHG 排出量の試算結果は、最終的に CASE-1 と同じとしているため、ここではライフサイクルコストの低減効果についてのみ、評価を行う。

表資 3-6 従来の更新スケジュール（比較対象）

年次	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
脱水								更新(従来技術)													～22年
燃焼	導入(従来技術)										更新(従来技術)										～20年
発電																					

表資 3-7 CASE-4 での更新スケジュール

年次	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
脱水								更新(革新技術)													～22年
燃焼	導入(従来技術)							革新技術相当への改造							更新(革新技術)						～24年
発電								導入(革新技術)													～22年



図資 3-3 燃焼設備建設費年価の推移

(2) 試算結果

図資 3-4 に、1 年目から 20 年目までのライフサイクルコストの推移を示した。

1) 1 年目～7 年目

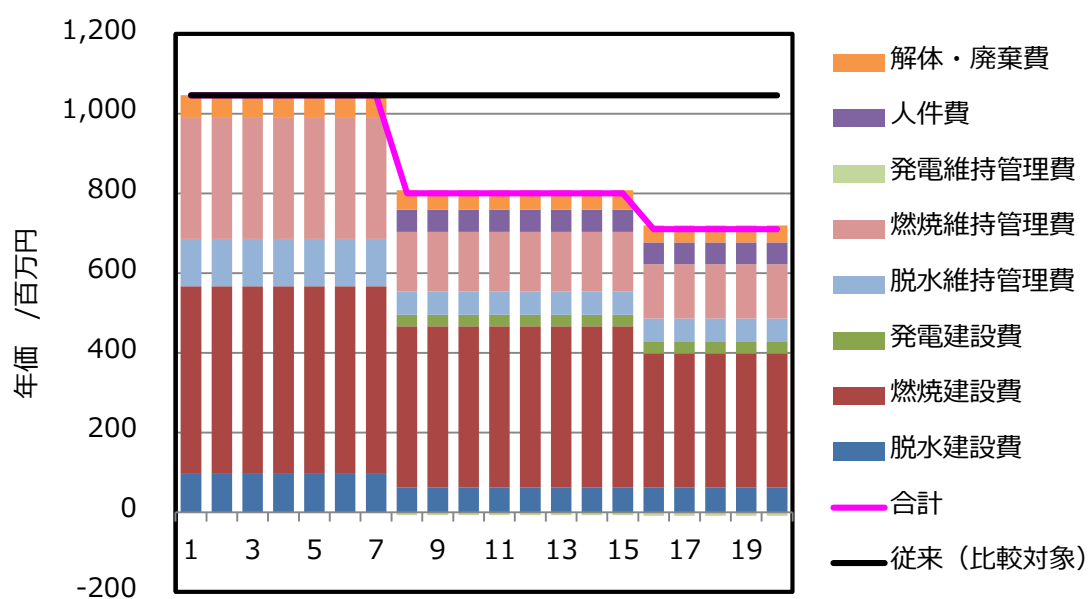
従来の脱水、燃焼設備での年価であり、8 年目以降に革新技術を導入した場合の年価をこの期間の費用と比較することで、導入効果を評価した。

2) 8 年目～15 年目

脱水、燃焼、発電設備ともに、建設費（償却費）は 7 年目までの建設費（償却費）と比較し小さくなり、また革新技術の導入により維持管理費も低減した。

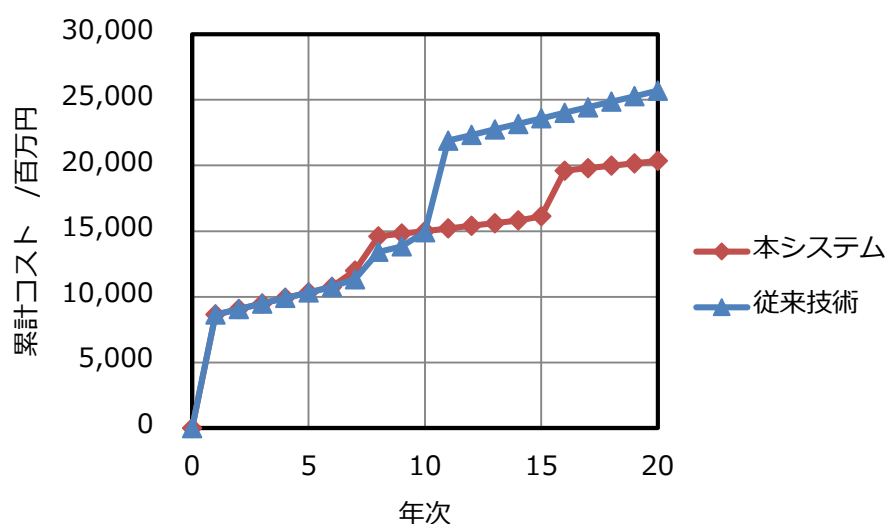
3) 16 年目以降

16 年目以降は、CASE-1 と同様の費用低減効果が得られる。8～15 年目に比較し、燃焼設備を革新技術に更新したことで、8～15 年目に比較し、燃焼設備の省エネルギー化効果、および発電設備での創エネルギー量が改善し、ライフサイクルコストは低減した。



図資 3-4 CASE-4 のライフサイクルコスト（年価換算）の推移

また、図資 3-5 に、1～20 年目までの累計コストの推移を示す。累計コストは投資年次に建設費年価×耐用年数分の費用を計上し、維持管理費は毎年計上している。7～10 年目において、一時的に本システムの累計コストが従来技術に比較し高い値となるが、これは従来の燃焼設備を低空気比省エネ燃焼設備相当にする改造を、長寿命化と合わせて実施したためである。この改造により、革新技术導入による維持管理費の低減効果をより早い時期に得ることが出来、最終的には20 年間の累計コストを従来技術に比較し大きく低減させることが出来た。



図資 3-5 CASE-4 の累計コストトレンド

III-3. 試算結果（CASE-5：消化汚泥シナリオ）

(1) 試算条件

1) 規模：44.8 t-wet/d（含水率 76%条件）

CASE-1 の濃縮汚泥（混合生汚泥 100 t-wet/d、含水率 76%）を消化することを想定し、可燃分が 84%から 64%に低下すると仮定して、試算を行った。消化前後における汚泥量変化を表資 3-8 に示す。なお、固形物量の変化に一般的な消化率（＝約 60%）を仮定して試算を行った。

表資 3-8 CASE-5 における汚泥量の設定

	消化前 (CASE-1)	消化後	消化・脱水後 (CASE-5・従来)	消化・脱水後 (CASE-5・革新)
脱水汚泥量 (t-wet/d)	100	—	67.2	44.3
固形物量 (t-dry/d)	24.0	11.23	10.7	11.5
有機物量 (t-VTS/d)	20.2	7.19	6.91	6.91
ポリ鉄注入率	—	—	0%	35%
脱水汚泥含水率	76%	—	84%	74%

※脱水時の高分子注入率は 0.7%、固形物回収率は 95%として収支計算した。

2) シナリオ：

CASE-5 では、汚泥を消化後に焼却処理している処理場において、汚泥処理設備を本革新的技術に更新した場合の導入効果を評価する。図資 3-6 に CASE-5 の評価範囲を示した。

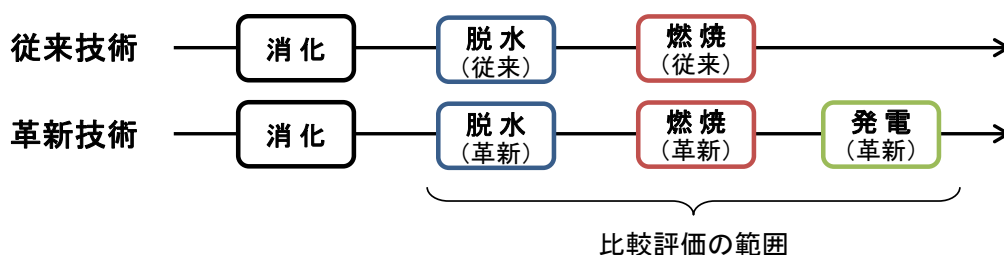
3) 試算方法：

（従来技術）

費用関数を用いて、44.8 t-wet/d（含水率 76%条件）規模にて建設費および維持管理費を算出した。

（革新技術）

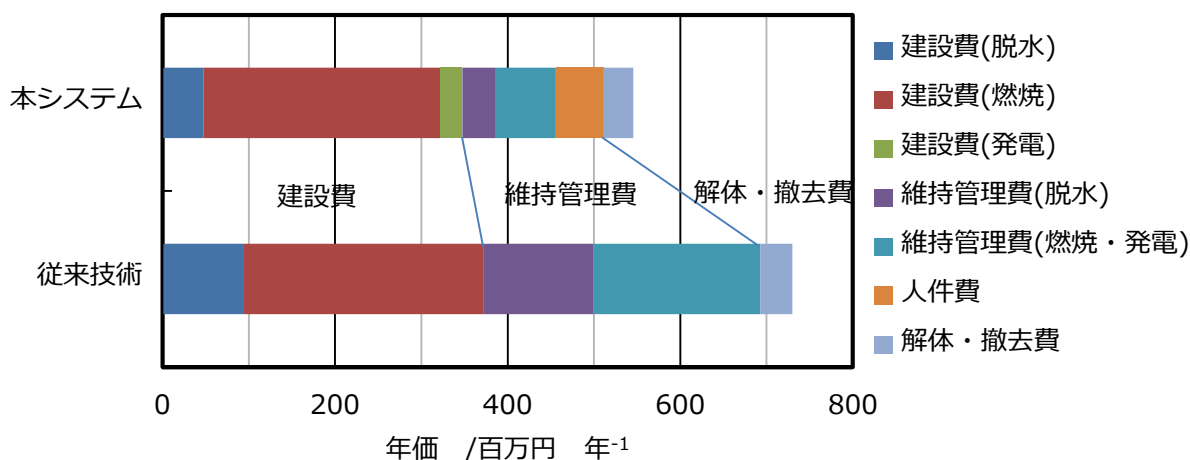
建設費および脱水設備、発電設備のユーティリティ消費量は、式の適用範囲外ではあるが、算定式を用いて 44.8 t-wet/d（含水率 76%条件）規模にて算出した。ただし、ポリ鉄消費量は注入率 35%条件に換算して算定式を使用した。また、燃焼設備については、有機分率が低く含水率が高い、自燃が出来ない汚泥性状のため、補助燃料消費量、電力消費量を化工計算にて算出し、薬品消費量および灰発生量についても、算定式の前提としていた汚泥性状とは異なるため、汚泥中の硫黄量、無機物量の値から算出した。なお、補助燃料に消化ガスは使用しないこととした。



図資 3-6 CASE-5 の評価範囲

(2) 試算結果

図資 3-7 に試算結果を示した。従来技術に比較し、建設費および解体撤去費▲7%、維持管理費▲49%、全体のライフサイクルコストでは▲25%の導入効果が得られた。汚泥の有機分率が低く、燃焼設備において自燃できない性状ではあったが、従来の燃焼技術に比較して少ない電力および補助燃料消費量での運転が可能となり、燃焼設備においても維持管理費を低減させることが出来た。このことから、消化汚泥のような低 VTS、高含水率の汚泥を対象とする場合であっても、本システムを導入することでライフサイクルコストの削減に効果があることが確認された。



図資 3-7 CASE-5 のライフサイクルコスト試算結果

III-4. 発電設備単体での導入検討の際の判断基準例

現在燃焼設備を保有している下水処理場において、発電設備を追加的に導入検討する場合の判断基準は各導入サイトや自治体を取り巻く環境によって多岐に渡る。ここでは、一例として発電設備で生じる便益（買電削減）が発電設備の継続的な運転に要する費用（補修費）を上回ることを基準として、規模別の試算した結果例を表資 3-9 にまとめた。本試算条件においては、50 t-wet/d 以上の設備で単年度での収入均衡が可能であった。

表資 3-9 発電設備の運転利益（規模別）

規模 t-wet/d	発電出力 kW	買電低減量 MWh/年	低減金額 百万円/年	点検補修費 百万円/年	年間便益 百万円/年
50	50	300	4.6	4.2	0.4
60	70	430	6.5	4.3	2.2
75	100	620	9.3	4.4	4.9
100	150	940	14.1	4.7	9.4
125	190	1,260	18.9	4.9	13.9
150	240	1,580	23.6	5.2	18.5
175	290	1,890	28.4	5.4	23.0
200	340	2,210	33.2	5.7	27.5
225	380	2,530	37.9	5.9	32.0
250	430	2,850	42.7	6.2	36.5
275	480	3,160	47.5	6.4	41.0
300	520	3,480	52.2	6.7	45.6

各項目の算出方法

- ・ 発電出力 化工計算による参考値
- ・ 買電低減量 表 3-4 のエネルギー創出量の簡易算定式から求められる発電量から表 3-3 の発電設備の消費電力量の簡易算定式から求められる消費電力量を差し引いたもの
- ・ 低減金額 買電低減量に表 3-3 の電力単価 15 円/kWh をかけて算出
- ・ 点検補修費 発電設備の建設費の 1.3%を計上
- ・ 年間便益 低減金額から点検補修費を差し引いて算出

IV. 参考文献

- 1) 下水道施設計画・設計指針と解説 2009 年版, 社団法人日本下水道協会
- 2) 下水道用語集 2000 年版, 社団法人日本下水道協会
- 3) 合流式下水道改善対策指針と解説 2002 年版, 社団法人日本下水道協会
- 4) 下水道における LCA 適用の考え方, 国土技術政策総合研究所資料第 579 号, 平成 22 年 2 月
- 5) 平成 24 年度の電気事業者ごとの実排出係数・調整後排出係数等の公表について, 環境省地球環境局地球温暖化対策課ウェブサイト
- 6) 下水道における地球温暖化防止実行計画策定の手引き, 国土交通省, 平成 21 年 3 月
- 7) 廃棄物処理施設の基幹的設備改良マニュアル, 環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策部廃棄物対策課, 平成 22 年 3 月
- 8) エネルギー源別標準発熱量及び炭素排出係数の改訂について, 資源エネルギー庁, 2014 年 11 月 14 日
- 9) 污泥焼却炉の省エネルギー化に関する調査報告書, 建設省都市局下水道部, 1985 年
- 10) 機械設備工事一般仕様書 平成 26 年度版, 日本下水道事業団
- 11) 低動力型高効率遠心脱水機技術マニュアル, 日本下水道新技術機構, 2007 年 8 月
- 12) バイオソリッド利活用基本計画(下水污泥処理総合計画)策定マニュアル, 社団法人日本下水道協会, 平成 16 年 3 月
- 13) 高効率型圧入式スクリーンプレス脱水機技術マニュアル, 下水道新技術推進機構, 平成 18 年 3 月

V. 問い合わせ先

本技術ガイドラインに関する問い合わせは、以下にお願いいたします。

国土交通省 国土技術政策総合研究所	国土交通省 国土技術政策総合研究所 下水道研究部 下水処理研究室 〒305-0804 茨城県つくば市旭1番地 TEL 029-864-3933 FAX 029-864-2817 URL www.nilim.go.jp/lab/ecg/index.htm
----------------------	---

本書は、下水道革新的技術実証事業（B-DASHプロジェクト）により国土交通省国土技術政策総合研究所が以下の企業・団体に研究委託を行い、その成果を取りまとめたものです。

<実証研究者 連絡先>

メタウォーター株式会社	営業本部営業企画室 〒101-0041 東京都千代田区神田須田町1-2-5 TEL 03-6853-7340 FAX 03-6853-8714 URL http://www.metawater.co.jp/
池田市	上下水道部経営企画課 〒563-0054 池田市大和町1-1-0 TEL 072-752-1111 FAX 072-751-3852 URL http://www.ikedashi-suido.jp/

国土技術政策総合研究所資料

TECHNICAL NOTE of NILIM

No.859

September 2015

編集・発行 ©国土技術政策総合研究所

本資料の転載・複写の問い合わせは

〒305-0804 茨城県つくば市旭1番地

企画部研究評価・推進課 TEL 029-864-2675