

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。

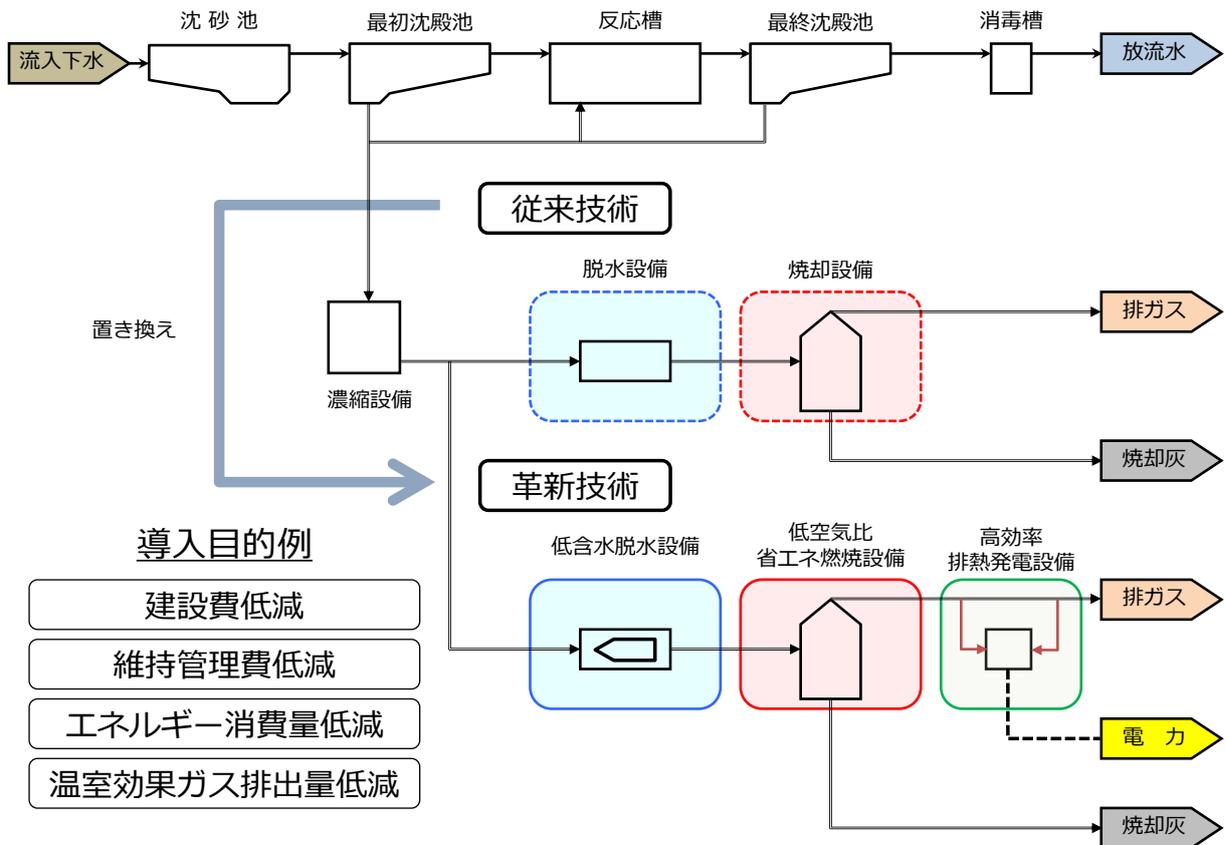


図 2-1 従来システムとの差異と導入目的例

§ 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。

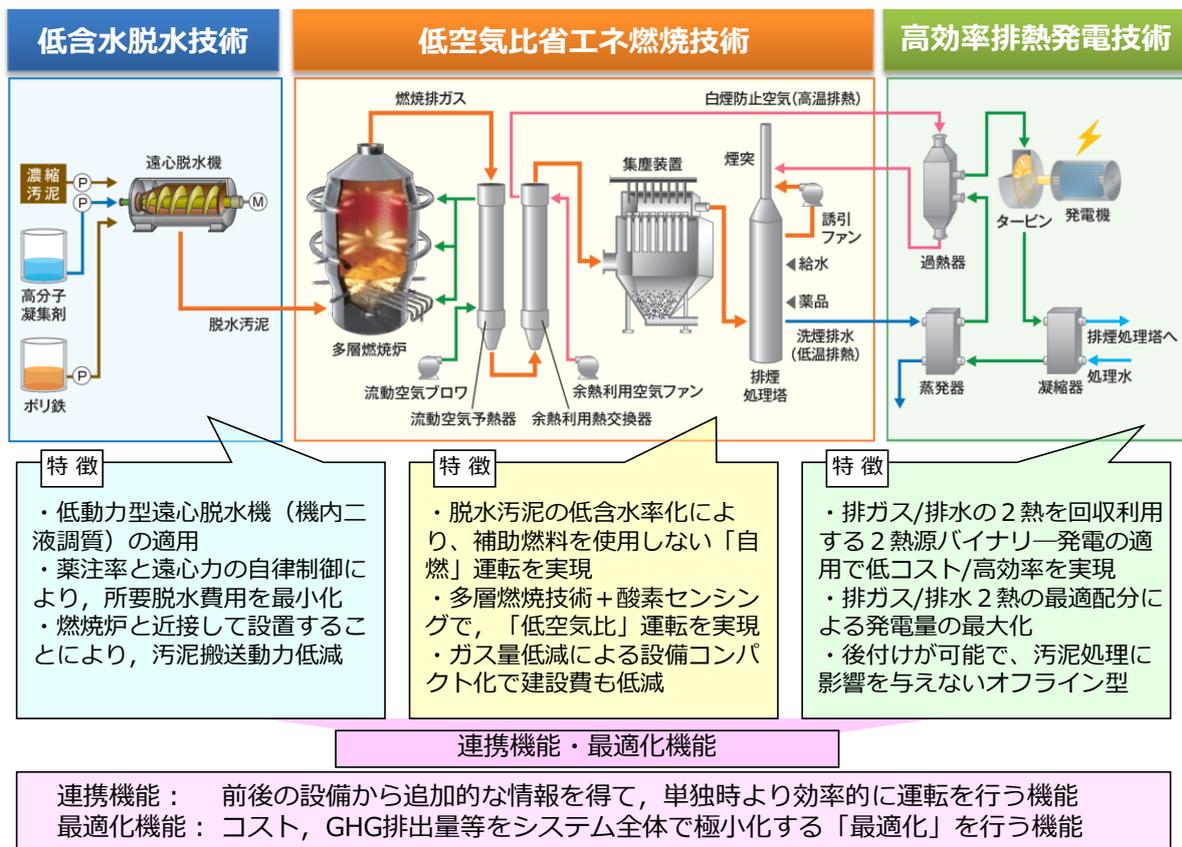


図 2-2 本システムの全体構成



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】

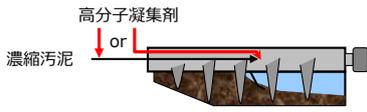
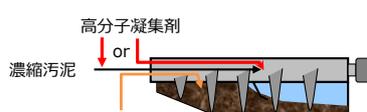
本技術は近年開発された低動力型高効率遠心脱水機（機内二液調質対応）に、薬注率、遠心力、差速等の運転パラメータを脱水機内部で自律的に決定し、所定の脱水汚泥性状（含水率）を得るのに要する電力費、薬品（無機凝集剤）費を総合的に最小化するソフト的な機能（自律制御機能）を追加した設備である。図 2-4 に本設備の外観を示した。

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、従来の一液脱水と比較して、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を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。

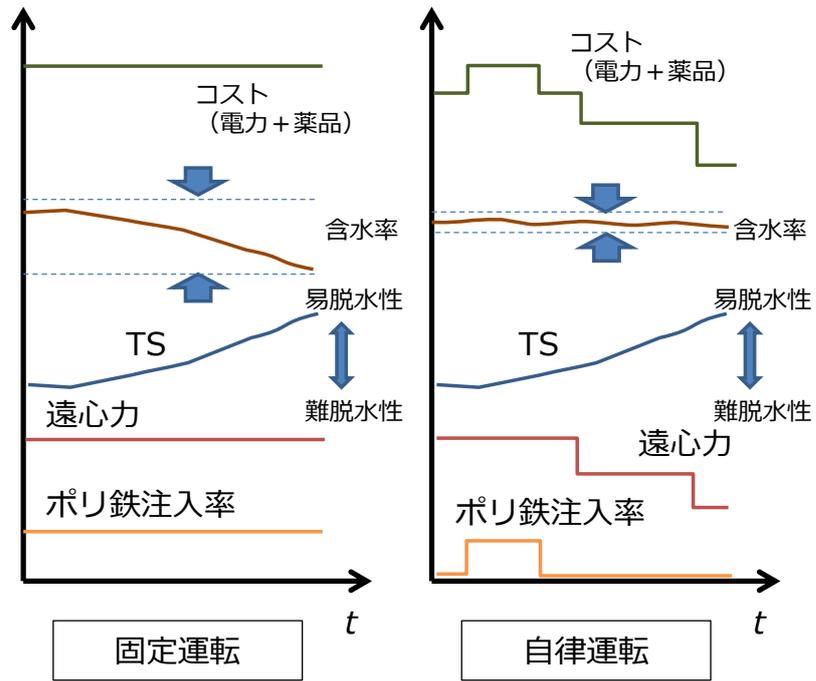


図 2-5 低含水脱水設備の自律的脱水条件変更の概念

§ 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。

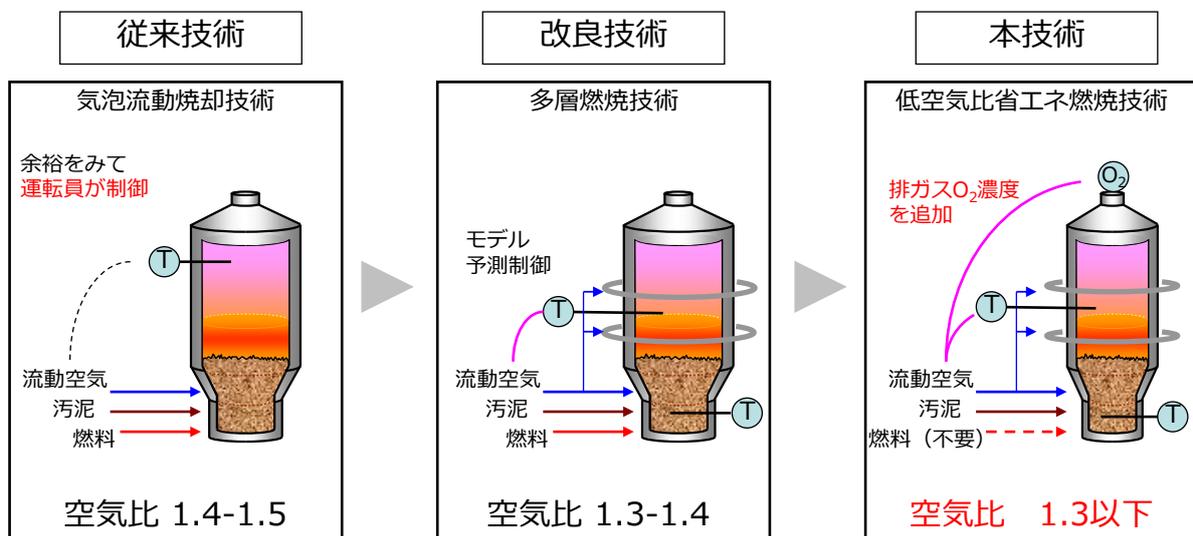


図 2-6 従来型焼却技術と低空気比省エネ燃焼技術の差異



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。

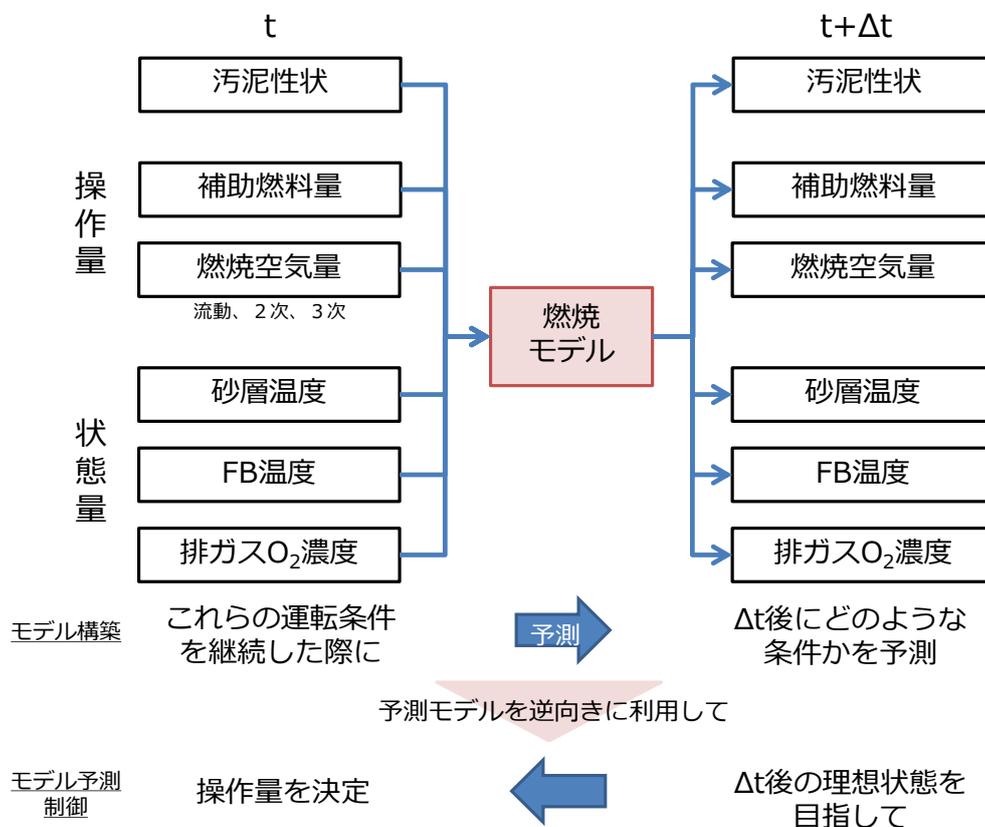


図 2-8 燃烧設備のモデル予測制御の概要

§ 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)	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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

	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
熱媒体	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	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 金属への腐食が無い ・ 人体への影響が小さい
熱媒の欠点	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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
設備の欠点	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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
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 (CHF₂CH₂CF₃)

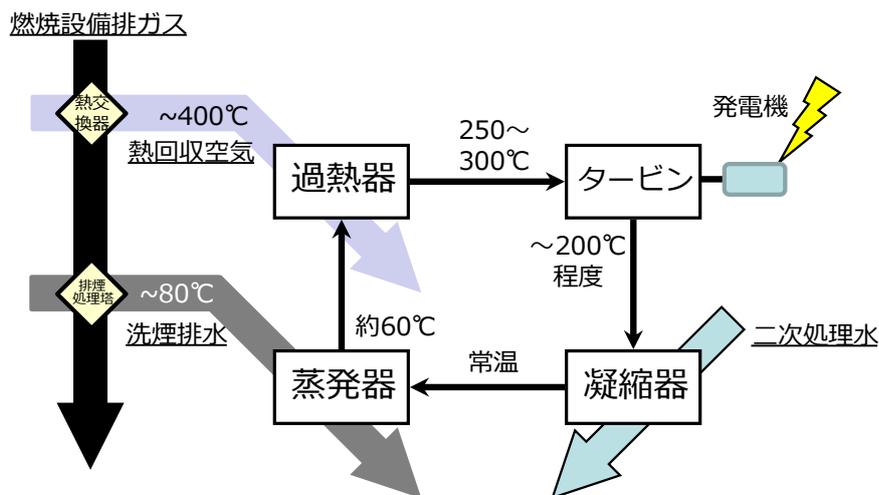


図 2-9 高効率排熱発電設備の基本サイクル

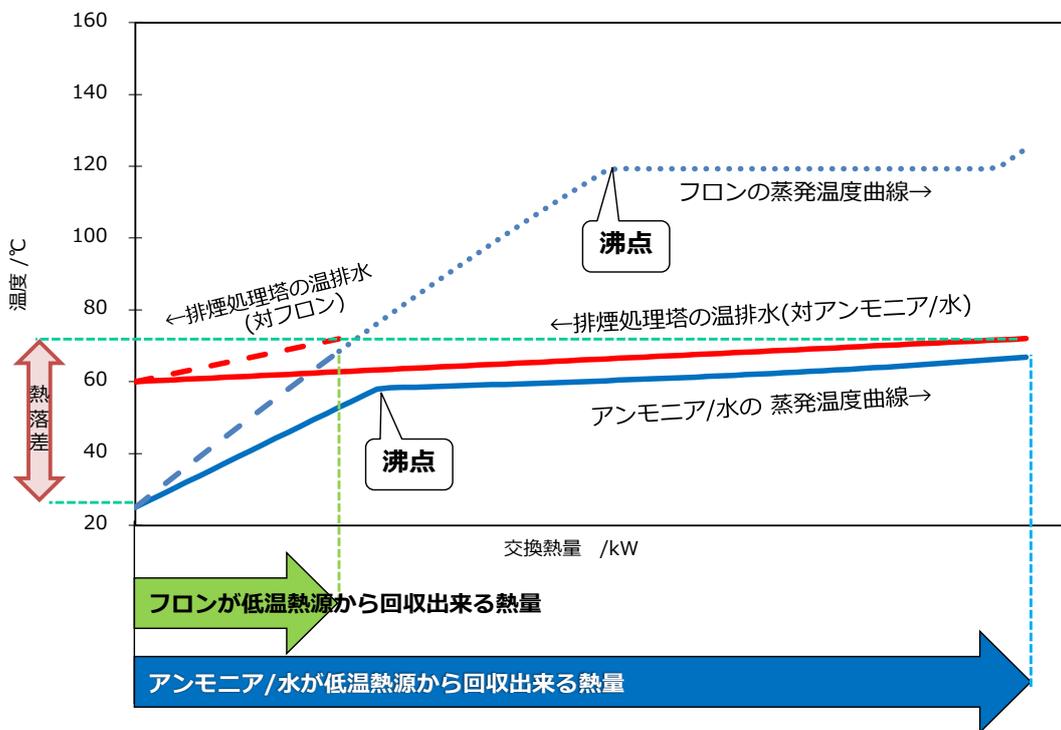


図 2-10 混合媒体の熱交換の利点

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大きい。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。

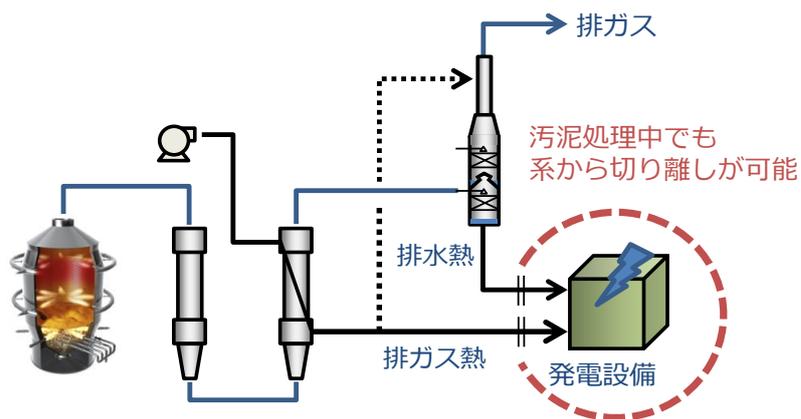


図 2-12 発電設備のオフライン型構成

§ 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。

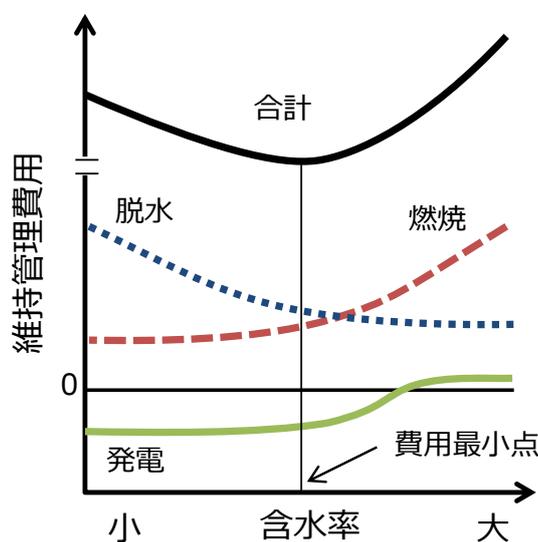


図 2-13 各設備の維持管理費用と脱水汚泥含水率の関係

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）に自動的に近づける（＝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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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

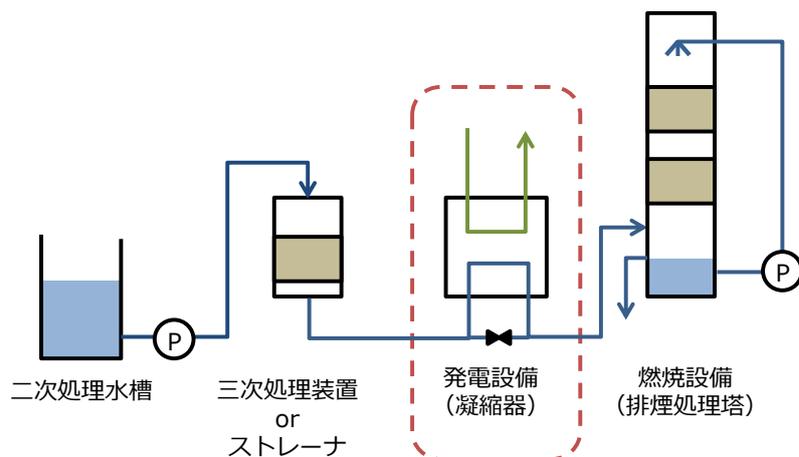


図 2-15 二次処理水のカスケード利用

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	<ul style="list-style-type: none"> ・混合生汚泥を対象とすること
低含水脱水設備	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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システムを有すること。 → 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、白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	<ul style="list-style-type: none"> ・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燃焼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。

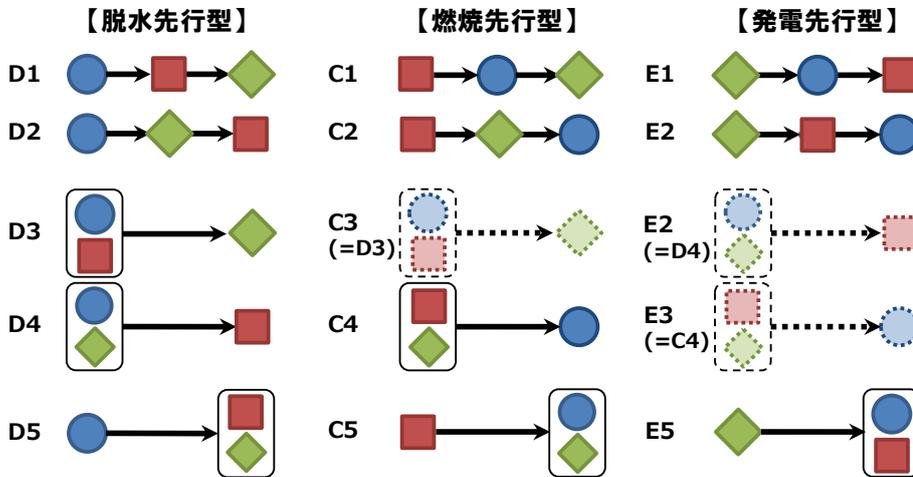
本シナリオにおいては、段階的な導入の場合に必要な追加的費用が一切不要となることや、各設備の最適な配置、構成によるコンパクト化や同時に建設を行うことによる調達の本化、仮設の共有や工期の短縮がもたらす建設費の低減等のメリットが大きい。

（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

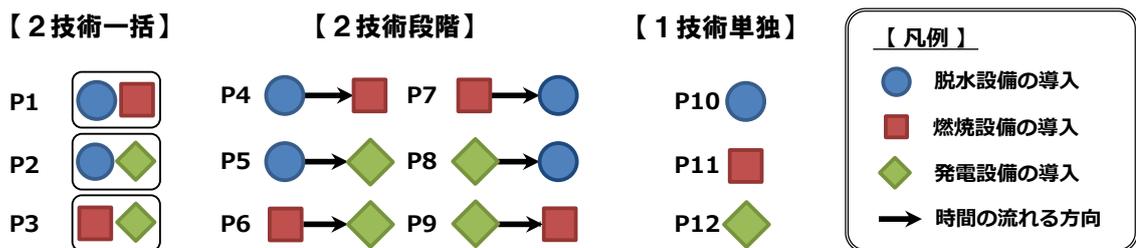


図 2-16 段階的導入シナリオと部分導入シナリオ

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。

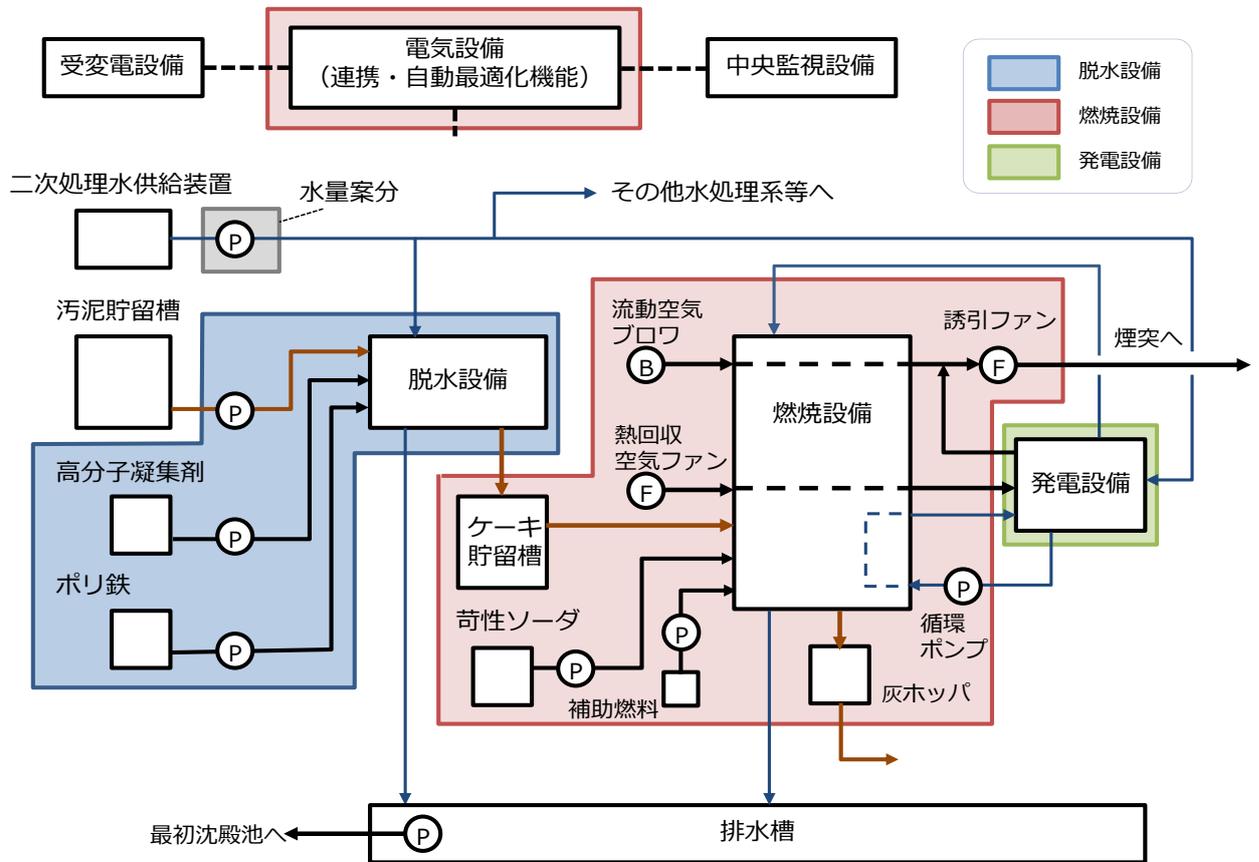


図 2-17 各設備の評価範囲

(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、発電設備で使用され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(CH₄)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) N₂O

N₂O 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 kg-N₂O/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

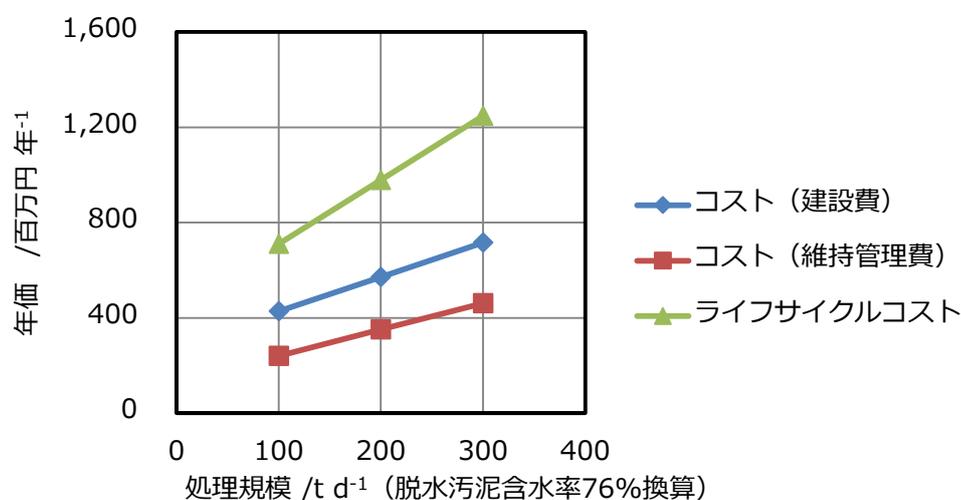


図 2-18 処理規模とコスト

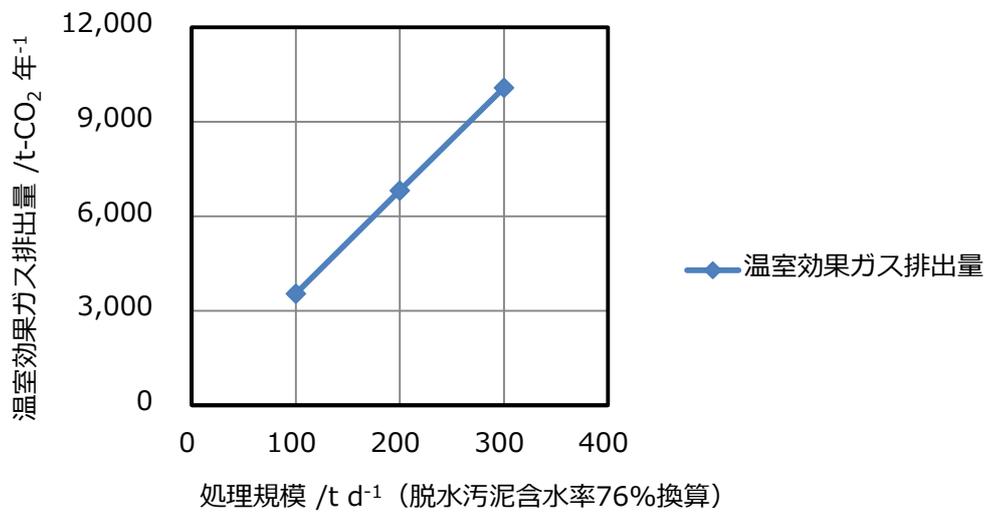


図 2-19 処理規模と温室効果ガス排出量

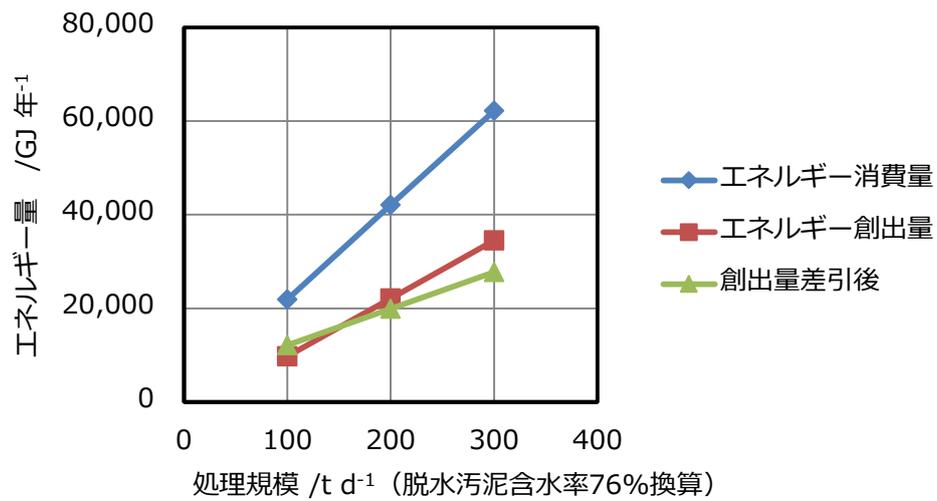


図 2-20 処理規模とエネルギー消費量・創出量

(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

項目		採取日	単位	2014/2/26	2014/3/7	基準値
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、追加的な不溶化処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。

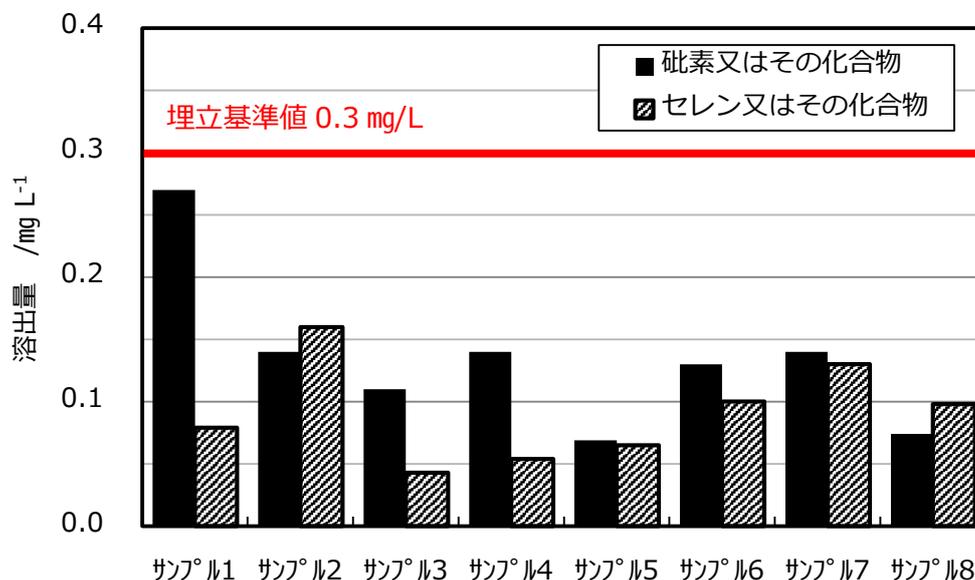


図 2-21 焼却灰からの砒素およびセレン溶出量調査結果