

下水道事業における PPP/PFI 手法選択のためのガイドライン【別添資料 3-5】

山形県鶴岡市における鶴岡浄化センター消化ガス発電事業の検討資料等

- 固定価格買取制度を活用した鶴岡浄化センター消化ガス発電事業 企画書

本資料の事案概要等については、ガイドライン本文、コラム①を参照。

なお、本資料は、本ガイドライン改定前の資料であるため、検討方法については、本ガイドラインと一致しない点がある。

固定価格買取制度を活用した 鶴岡浄化センター消化ガス発電事業

企 画 書

平成26年1月

鶴岡市上下水道部
下水道課浄化センター

固定価格買取制度を活用した 鶴岡浄化センター消化ガス発電事業

污水及び汚泥を処理する過程において、消化ガスが発生する。消化槽への投入汚泥量約130m³/日に対して、消化ガスは約3,200Nm³/日(約116万Nm³/年)が発生している。消化ガスの約22%を温水ボイラーで使用し、残り78%を余剰ガスとして焼却廃棄している。

バイオマスの有効利用の重要性が認識されてきており、従来、嫌気性処理プロセスの余剰副産物とみなされていた消化ガスを場内で有効利用し、固定価格買取制度(FIT)を活用した民間事業者による消化ガス発電事業実施するものである。

試算検討にあたっては、消化ガス量等24年度、電力料金については平成25年12月のデータを基本に使用する。

1. 事業の目的

鶴岡浄化センターで発生する消化ガス(メタン濃度60%)を燃料とした発電を計画し、下水道が持つ資源の利活用の拡大を図ることにより、鶴岡市エネルギービジョンに基づく再生可能エネルギーの取り組みを推進するとともに、下水道事業の収益性を高めることを目的とする。

2. 事業の概要等

(1) 事業の内容

民間資本による消化ガス発電施設の整備及び維持管理を基本とし、民間事業者が「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法(平成23年法律第108号)」に基づき固定価格買取制度(以下、FITという。)による事業開始手続及び事業運営を行う。

市は発電事業を行う民間事業者に、発電燃料として消化ガスを有償売却するとともに発電施設を整備する土地を有償で貸与する。

事業期間として、20年間とし発電事業者が発電した電気は固定価格買取制度に基づき電力会社へ売却する。また、発電により発生する排熱を温水として取り出し、鶴岡浄化センター内の消化槽加温用熱源として有効利用を図る。

- ・ 消化ガス発電施設の企画、FITに基づく事業開始手続
- ・ 消化ガス発電施設の資金調達、設計、建設
- ・ 消化ガス発電施設の維持管理運営
- ・ 鶴岡市からの消化ガス購入
- ・ 消化ガス発電による売電
- ・ 鶴岡浄化センターへの温水供給

民間の資金、経営能力及び技術的能力を活用し、資金ゼロ、資産所有なしでの運用

(2)事業の条件

① 設置場所

所在地 : 鶴岡市宝田三丁目21番1号
面積 : 約 330 m² (15m × 22m)

② 発電機の仕様

形式
定格出力
発電機台数
発電量

消化ガス発電設備の機種は、国内における稼働実績があるものを認めるものとする。

: 250kwh以上

③ 温水供給熱量

加温設備側において 1,550MJ/h 以上
提示条件【温水供給関係】による。

(3)事業期間

平成26年度中に東北電力と特定契約を締結することにより、FITによる固定買取価格を確定し、平成27年10月までに発電開始できることとし、発電事業を行う期間は、消化ガス発電施設の運転開始日から20年間とする。

(4)提示条件

【設置条件】

- ① 設置場所は市が有償で貸し付ける。

【消化ガス関係】

- ① 消化ガスは、有償で供給する。
- ② 消化ガス発電施設への消化ガス供給量は、鶴岡浄化センターで発生する消化ガスの全量を供給する予定である。消化ガスの発生量及び性状について、別紙を参照のこと。
- ③ 消化ガスの供給量を確認するための流量計は、消化ガス発電施設に設置する。
- ④ 鶴岡浄化センターから発生する消化ガスの供給量は、原則として年間1,000,000Nm³以上とする。ただし、双方の設備の運転状況による消化ガス供給量の変動については、双方で協議することとする。

【温水供給関係】

- ① 消化ガス発電施設の排熱を利用した温水を供給できる配管を設置し、消化槽加温設備に必要な熱量を全量供給して消化汚泥の加温を行うものとする。
- ② 設備の能力については、下記の条件を満たすものとする。

供給温度	80℃以上かつ 87℃以下の範囲で任意に設定
戻り温度	供給温度との温度差 30℃以下で任意に設定
加温設備側必要熱量	1,550 MJ/h
- ③ 発電機を複数台設置することにより、定期点検や故障によって停止する場合においても、必要熱量分の温水を消化槽加温設備へ供給するものとする。

【上水供給関係】

- ① 上水は鶴岡浄化センター内の給水管より分岐することとし、無償で供給する。
- ② 使用量が確認できる流量計を、消化ガス発電施設に設置する。

【既設消化設備との取り合い関係】

- ① 消化ガス
既設消化ガス配管（脱硫後）から分岐し取り合い、切替バルブ等を設置し既存設備の単独運転ができるよう配管する。（既存設備：余剰ガス燃焼装置、加温用ボイラー）
- ② 温水
既設温水配管に接続し取り合い、切替バルブ等を設置し既存設備の単独運転ができるよう配管する。
- ③ 上水
既設上水給水配管より分岐し取り合うものとする。

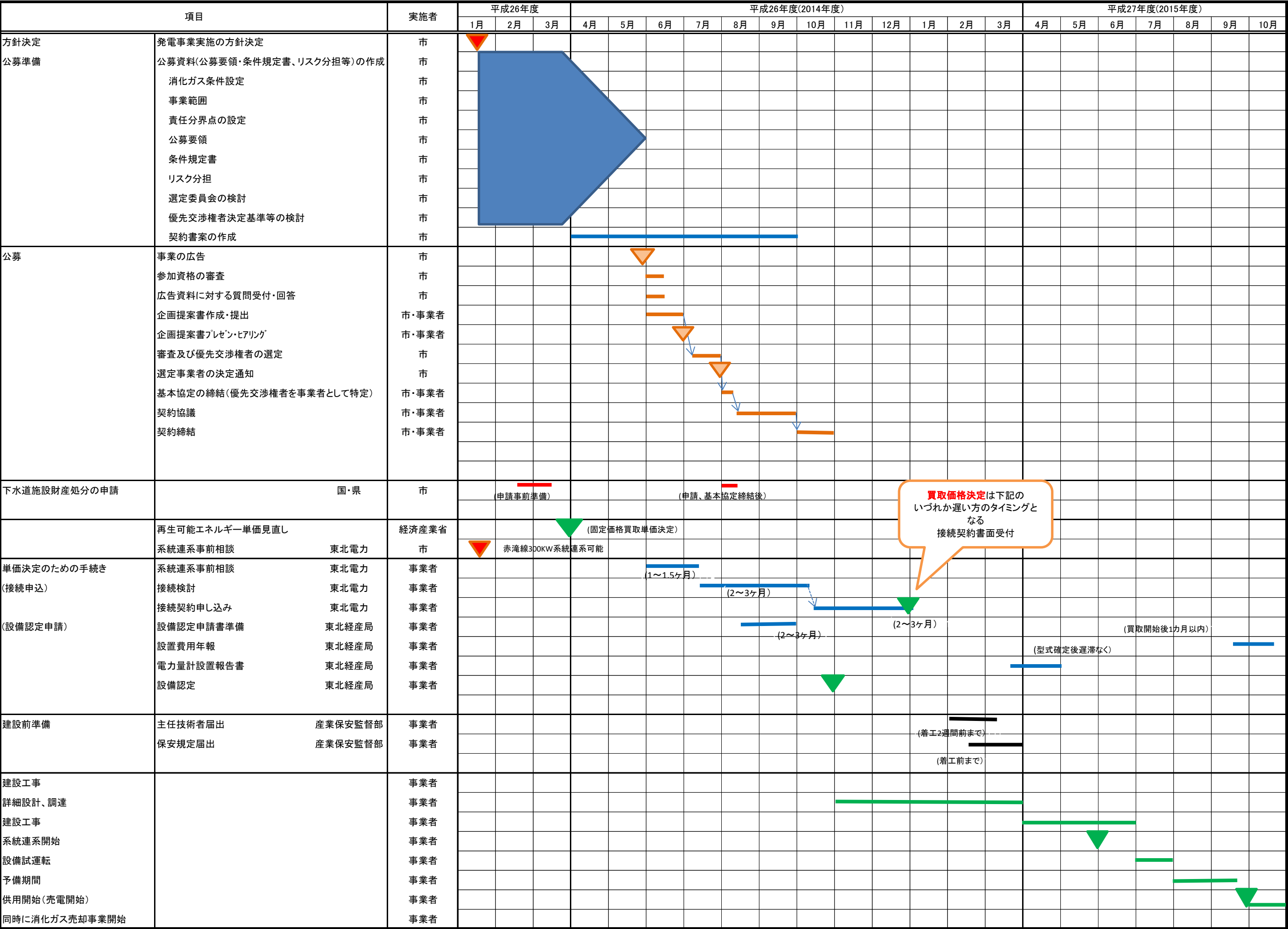
事業性試算

消化ガス全量で発電を行う場合

大項目		中項目	小項目	単位	FIT-市発電	FIT-ガス売却		備考
【計算条件】					マイクロガス	マイクロガス	燃料電池	
消化ガス量				Nm3／日	3,196	3,196	3,196	
発電設備規模				kw	300	300	315	
発電端出力				kw	272	272	294	
発電量				kwh／年	2,030,852	2,030,852	2,352,188	発電端-送電端出力損失、自立負荷除く
消化ガス取引単価				円／Nm3	-	13	12	
売電単価				円／kwh	-	39	39	
電力購入単価				円／kwh	12.55	-	-	
【鶴岡市】								
事業収支～支出の部	建設費	設備一式	千円／20年	470,000	0	0	税金含まない	
	維持管理費	発電機メンテナンス	千円／20年	407,000	0	0	鶴岡市公有財産規則24条。鶴岡市財産の交換、譲与、無償貸し付け等に関する条例。別表規定。	
		電気主任技術者委託費	千円／20年	20,000	0	0		
		電気設備・その他補機補修費	千円／20年	77,000	0	0		
		維持管理人件費	千円／20年	240,000	0	0		
		受変電設備改造費	千円／20年	70,000		≒105万m3／年		
		事務経費	千円／20年	≒115万m3／年	0	0		
	支出合計		千円／20年	1,284,000	0	0		
事業収支～収入の部	売電収入	千円／20年	1,402,901	0	0			
	消化ガス販売	千円／20年	0	298,000	251,000	116万m3／年		
	土地貸付収入	千円／20年	0	2,000	2,000	14×23≒322m2　m2あたり292円		
	発電電力による場内消費電力削減	千円／20年	59,223	0	0	収入として計上する		
	収入合計		千円／20年	1,462,124	300,000	253,000		
収入－支出＝収益				千円／20年	178,124	300,000	253,000	
【民間事業者】								
事業収支～支出の部	建設費	設備一式	千円／20年	-	510,000	1,577,000	固定資産税等を含む	
	維持管理費	発電機メンテナンス	千円／20年	-	370,000			
		電気主任技術者委託費	千円／20年	-	20,000			
		電気設備・その他補機補修費	千円／20年	-	70,000			
		維持管理人件費	千円／20年	-	120,000			
		事務経費・一般管理費等	千円／20年	-	190,000			
	消化ガス購入費・土地貸借費		千円／20年	-	300,000	253,000		
	支出合計			-	1,580,000	1,830,000		
事業収支～収入の部	売電収入	千円／20年	-	1,580,000	1,830,000			

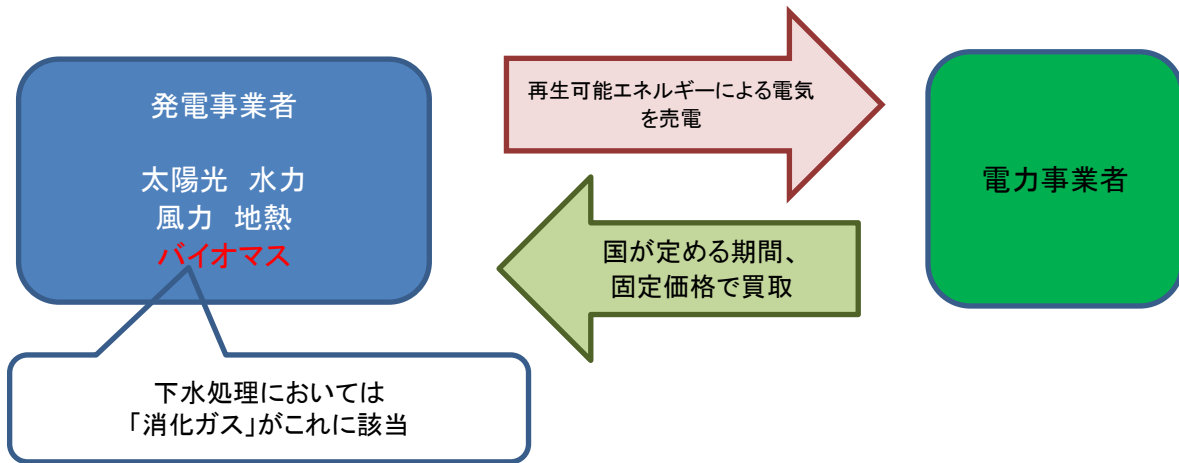
※実績15年

事業実施工程



固定価格買取制度とは

「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」が成立。
再生可能エネルギー源(太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス)を用いて発電された電気を、一定の期間・価格で電気事業者が買い取ることを義務付けるもので、平成24年7月1日からスタート



本制度を活用した場合、消化ガス発電による発電電力は、事業開始後、最大20年間にわたり下記価格で売電を行うことができます。

固定価格買取単価 2013年度(平成25年度)

メタン発酵ガス化バイオマス

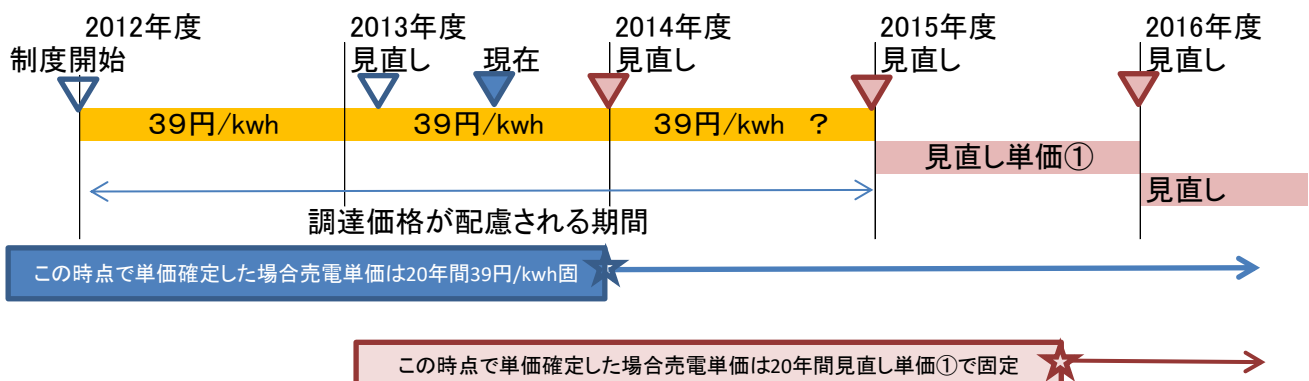
39 円/Kwh 税抜き

買取単価と期間

「発電設備」としての設備認定を経産省から受けた時点、もしくは電力事業者に電力を販売する「特定契約」の申込みが電力事業者により受領された時点の何れか遅い方で決定します。そして、この単価が事業開始後最大20年間固定で継続されることになります。

但し

この価格は、稼働した事業の事業収支実績を確認する等の手法をもって毎年見直されますが、集中的に再生可能エネルギーの普及拡大を図るため、制度施行後3年間は調達価格が配慮されます。



固定価格買取制度を活用する効果

消化ガスの有効利用
収益の確保
再生可能エネルギー電気の提供

循環型社会 ・ 地球温暖化 ……に貢献
経営健全化 ……財政、利用者に貢献
……地域に貢献

消化ガス発電で、一般家庭約560世帯分の電力使用量(203万kwh/年)に相当する売電ができCO2削減効果として812.6t/年が得られる。その効果は杉の木58,045本、育成林125haに相当する。

設備認定について

再生可能エネルギー発電設備を用いて発電しようとする場合、固定買取価格制度の対象となるためには、経済産業大臣から設備の認定を受けることが必要。

認定の要件としては

発電設備が、調達期間にわたって安定的かつ効率的に発電することが可能であると見込まれるものであること、その他の経済産業省令で定める基準に適合すること、及び発電の方法が経済産業省令で定める基準に適合すること。

設備認定の基準(電源共通に設ける基準)

1. 調達期間中、導入設備が所期に期待される性能を安定的に維持できるようなメンテナンス体制が確保されていること。
2. 電気事業者に供給された再生可能エネルギー電気の量を計量法に基づく特定計量器を用い適正に計量することが可能な構造となっていること。(配線図及び構造図を添付すること)
3. 発電設備の内容が具体的に特定されていること。(製品の製造事業者および型式番号、設備の設計仕様図)
4. 設置にかかった費用(設備費用、土地代、系統への接続費用、メンテナンス費用等)の内訳及び当該設備の運転にかかる毎年度の費用の内訳を記録し、かつ、それを毎年度1回提出すること。

既に発酵槽及びガスホルダーが設置されているところに、新たに発電機を追加して新たに再生可能エネルギー発電を開始する場合は「発酵槽以降の発電機側の設備」を再生可能エネルギー発電設備として認定することが可能

メタン発酵+発電、発電のみと細分化され、早期に価格が下がる可能性がある。

買取価格の基本的な考え方

買取価格は以下の2点を基礎として算定する。

- ① 効率的に事業が実施された場合に通常要する費用
- ② 1キロワット時当たりの単価を算定するために必要な、1設備当たりの平均的な発電電力量の見込み

その際には以下の3点を勘案する。

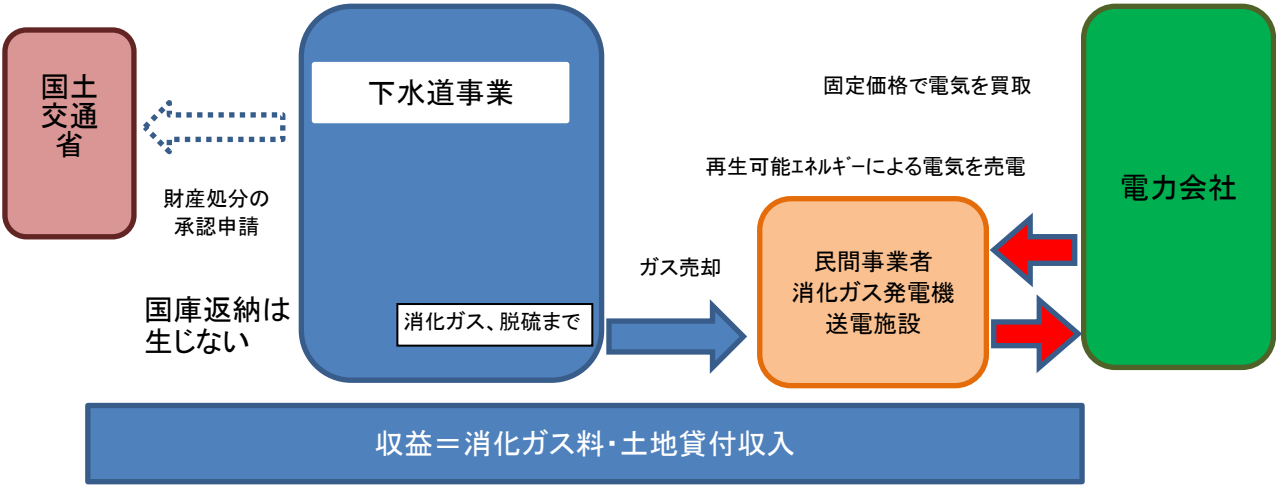
- ① 再生可能エネルギー導入の供給の現状
- ② 適正な利潤
- ③ これまでの事例における費用

なお、以上の算定プロセスにおいては、以下2点への配慮を行う。

- ① 施行後3年間は利潤に特に配慮
- ② 賦課金の負担が電気の利用者に対して過重なものとならないこと

※法律上、再生可能エネルギーの導入目標や導入見込量に基づいて買取価格を定めることとはされていない。

固定価格買取制度(FIT)ーガス売却



設備認定範囲は下水処理場と電氣的に分断される。

利点	発電設備運転管理が不要 汚泥処理フローは電氣的に分断されない。 長寿命化に位置づけた関連設備改築工事に影響を及ぼさない。
----	--

下水道事業者以外が行う「発電事業」となり下水道施設として整理できないため、財産処分の承認（貸付有償）手続きが必要となる。

特徴	ガス販売単価を決定し、ガス消費量に応じたガスの販売熱の取り扱いは別途協議 リスク分担を含め協議が必要 土地の貸付料はガス購入単価に含めるか、別契約で定額化 投資設備規模からの最低ガス量は設定
----	---

- ・ 余剰ガス燃焼装置は、定期整備および故障対応の為、必要となる。(消化タンク容量から) 温水ボイラについても現状とおり、バックアップは必要と思われる。
(リスクが高く、発電事業者への年間通した温水供給条件、消化ガス全量利用条件を付けることは困難である。)
- ・ 消化槽加温用温水ボイラ系統への配管改良および電気設備制御回路の変更(事業へ含める)

基本設計

汚泥処理実績値の整理
汚泥収支計算
消化タンクの更新計画
消化ガス収支計算

消化ガス運用方針
発電方式の検討
施設計画
概算事業費・スケジュールの検討

消化方式の再検証

維持管理年報・月報整理
実績値および将来に対する汚泥収支検討
最適な更新計画
実績をもとにガス収支計算
余剰ガスを有効利用するため、余ガス燃焼
設備、加温用ボイラー設備はバックアップ程度

発電設備の熱利用
マイクロガスエンジン、ガスタービン、燃料電池など
設置場所、温水配管ルート等
スケジュールの決定
費用対効果の検証
事業化方式の検討

3. 財産処分の承認について

民間事業者が消化ガス売却し、民間が発電する場合は売電のための発電施設、送電施設等を設置する土地が補助対象財産である場合、財産処分の貸付(有償)承認申請が必要。



ガスの売却収入については、維持管理費等に充当してよいことから、この範囲において国費返納は要しない。

土地貸付について生じる収益は交付金相当額は返還となるが、当該交付金事業箇所における、交付金事業箇所における、交付対象施設の整備費および維持管理費相当額がある場合は除くに該当することから交付金相当額の返還は生じない。

4. 事業性試算

(1) 鶴岡浄化センター消化ガス発生量及び性状

消化ガス発生実績量年間	116 万Nm ³	日平均 3,196Nm ³ (最大3,795 最小2,319)
消化ガス性状	メタン 60%	発熱量(低位) 21.5MJ/Nm ³
ガスホルダ	1,200m ³ + 600m ³	(ホルダより消化ガスを全量発電設備へ供給)

(2) 事業性試算概算

① 事業者

売電収入	約15億8,000万円(20年間)	売電量約4,060万kwh(20年間)
建設費	約5億1,000万円	
維持管理費	約7億7,000万円	保守・点検修繕費など
消化ガス・土地賃借費	約3億0,000万円	

② 鶴岡市



鶴岡市 収益＝消化ガス料・土地貸付収入 年間1,500万円(20年間で3億円)

5. 事業効果

地球温暖化対策や循環型社会の構築が重要な課題になっているなか、余剰消化ガスの有効利用により、化石燃料節減と同時にCO₂削減に貢献でき、再生可能エネルギーによる電気の提供ができる。併せて収益が確保される。

下水汚泥は人間生活に伴い必ず発生し、量・質ともに安定している。

消化ガス発電で、一般家庭約560世帯分の電力使用量(203万kwh/年)に相当する売電ができCO₂削減効果として 812.6t/年が得られる。

効果は杉の木58,045本、育成林125haに相当する。

固定価格買取制度を活用した事業手法

固定買取制度活用

民間が発電事業者となる

市が発電事業者となる。

- ・ 民間が主体となって建設・申請契約業務を行うことで
低いリスクと少ない負担で安定的に消化ガスの有効利用が可能である。
- ・ 認定範囲は「発電設備」のみとなり、既設消化槽廻りの電気設備
に対して、**大きな既設改造が発生しない**。
- ・ 発電単価が見直され、事業性の再検討という事態は発生しない。
速やかな発注、協定締結が可能

認定範囲は「消化槽以降」となり、既設の攪拌機等の電動機
への配電を、発電機から行うための改造が発生する。

消化槽以降の負荷(24年度実績) ≒ 232,200kw)

発電能力	2,030,852 kwh
消化槽以降負荷	232,200 kwh
売電電力	1,798,652 kwh

民間が発電事業者となる

用地を貸与(有償)、その土地に発電設備を建設、維持管理

全ての申請・契約を行う

消化ガスを市より有償購入
そのガスで発電・売電

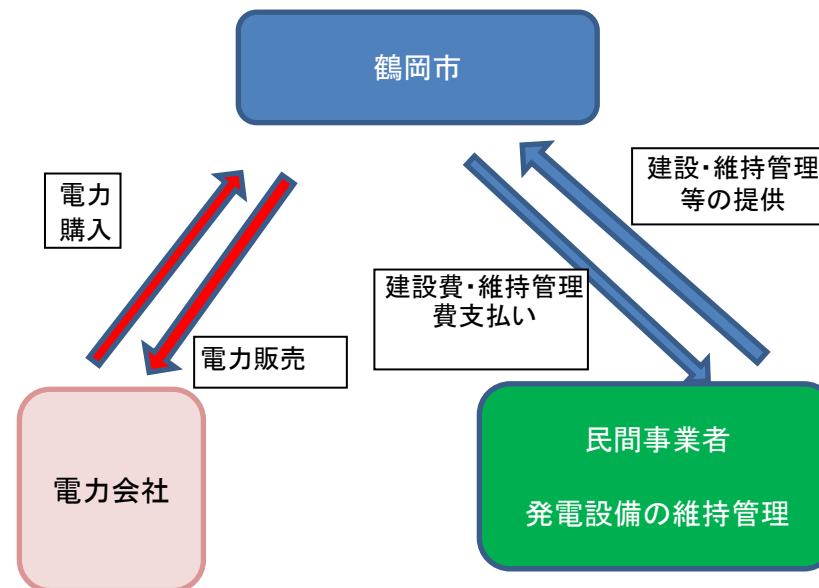
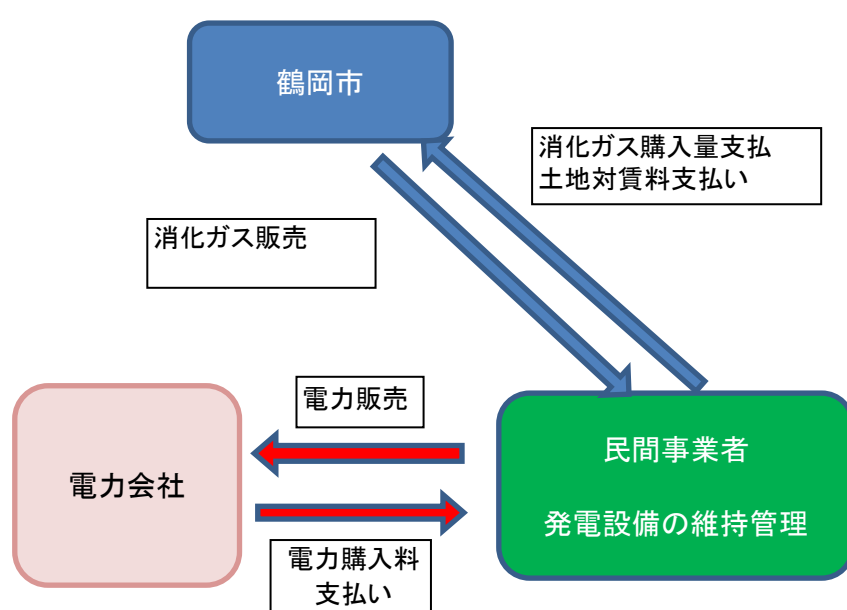


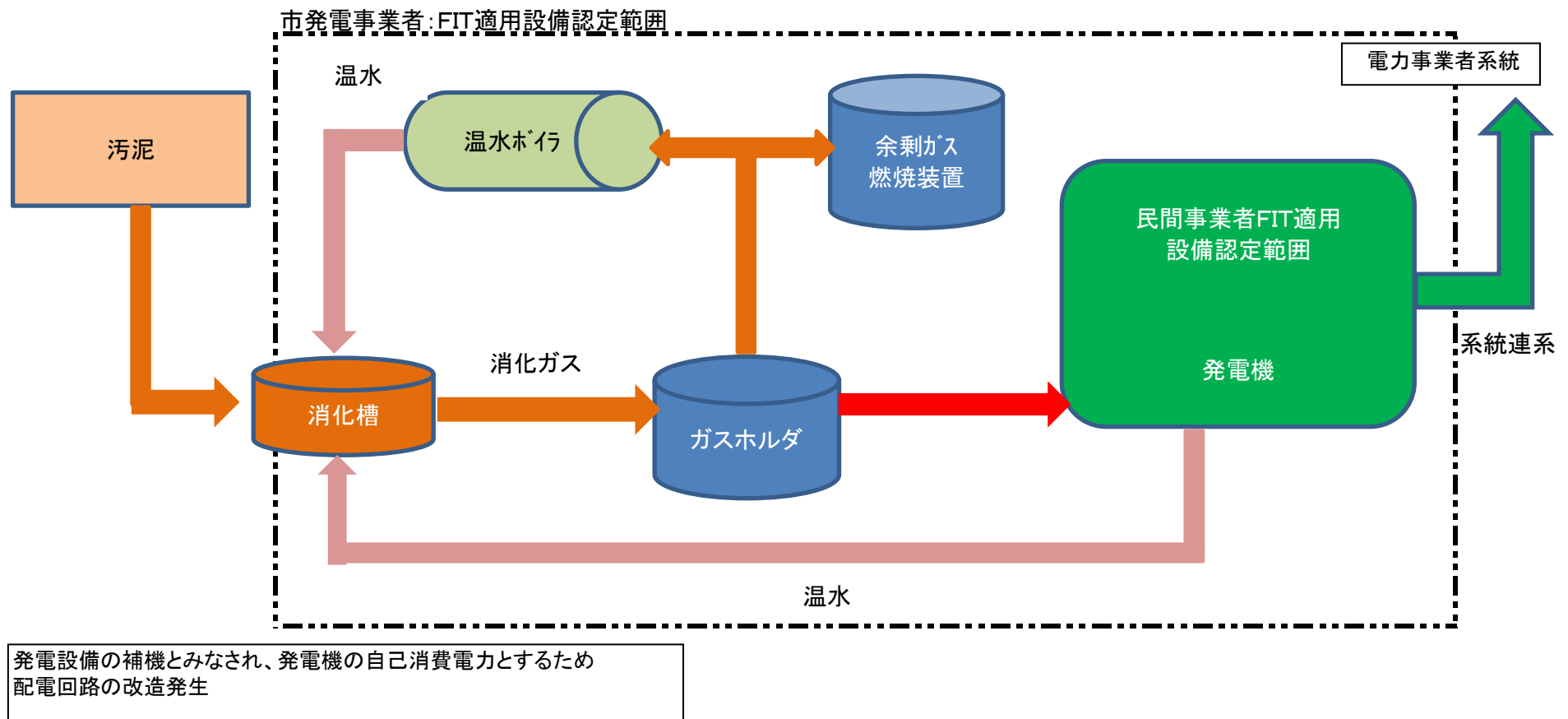
市が発電事業者となる。

建設工事と維持管理運営業務を発注
設備を所有し、維持管理を行う

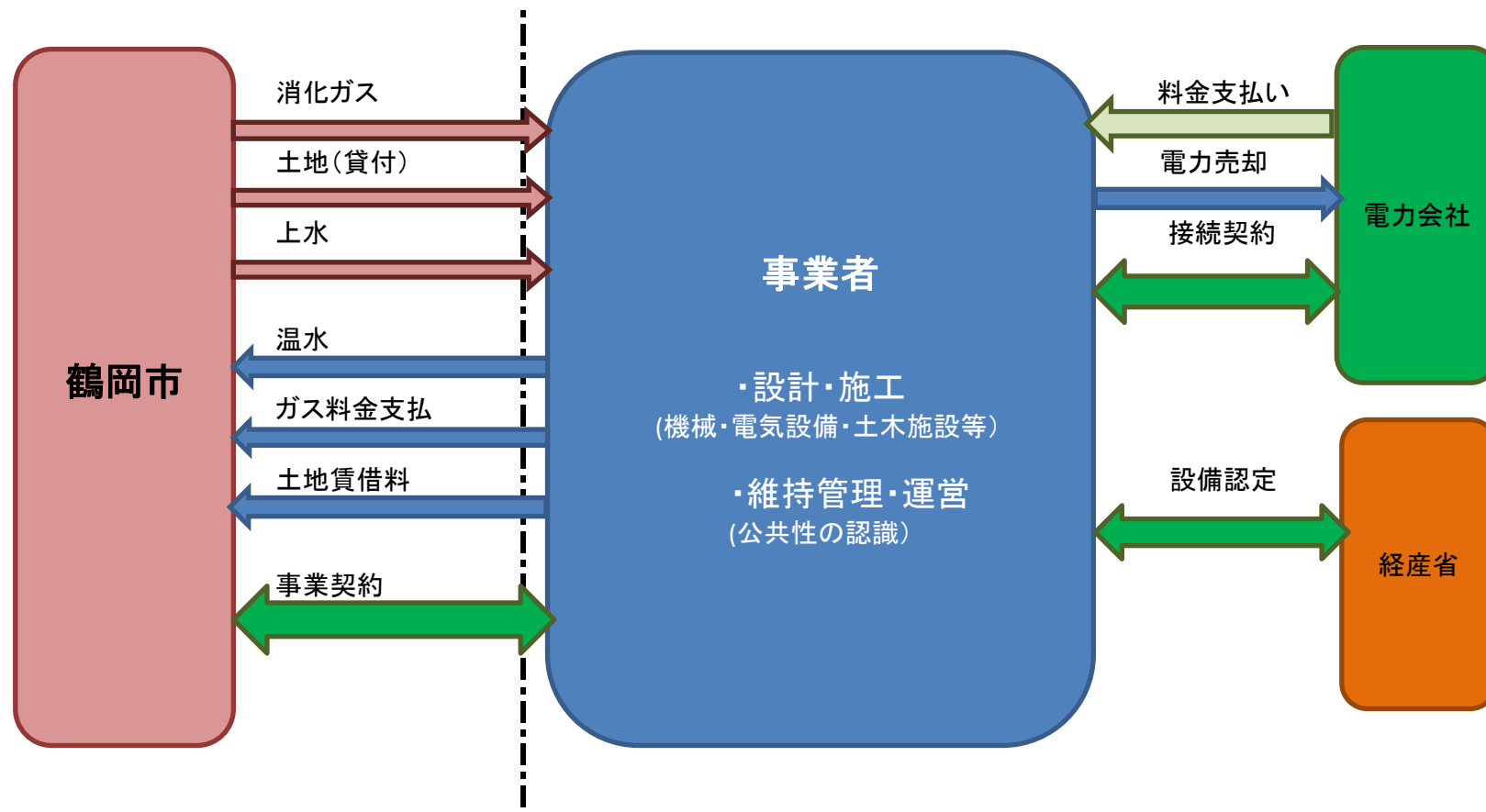
固定価格買取制度に基づく設備認定申請、
及び電力会社との特定契約を締結

消化ガス発電を行い、電気をFIT単価にて
電力会社に販売





図一2 FIT適用設備認定範囲



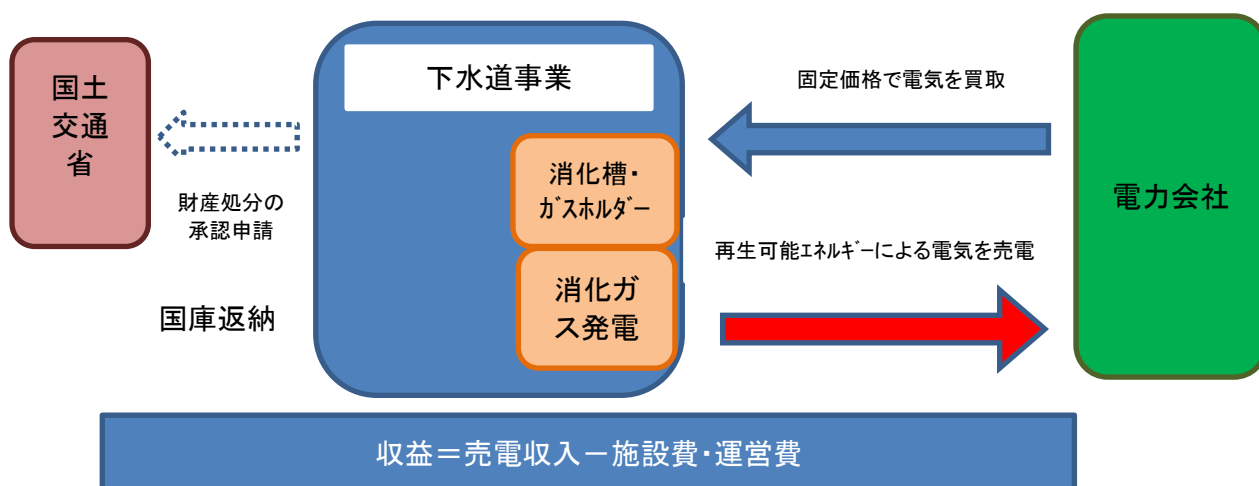
図ー1 消化ガス発電事業のイメージ

消化ガス発電 比較表

24年度消化ガス実績値	
年間消化ガス量	1,166,136 Nm3
日平均	3,195 Nm3

	マイクロガスエンジン	燃料電池
メーカー	ヤンマーエネルギーシステム	メタウォーター
発電装置	CP25BG-TF-(A) 停電対応機	FP-100I
【特徴】	高効率発電機、インバータ、高効率熱交換器により、発電効率、総合効率が高い。 温水を消化槽加熱、吸収式冷温水器の熱源として利用できる。 複数台運転: 台数制御により部分負荷領域でも高効率運転が可能。 ガス量に応じて並列台数制御することにより全量利用可能。	電気化学反応による発電方式であるため変換ロス少なく効率が他方式と比較し高い。 高温での排熱回収ができ、消化槽加熱へ利用できる。 変動するガス発生量に追従運転できるため全量利用可能。低負荷での発電効力が高い特性がある。 回転部分がないので、低騒音、低振動である。大気汚染物質の発生が少ない。
【性能】	出力 25 kw 発電効率 32 %(メタン濃度65%時) ガス消費量 13.02 Nm3/h・台 台数 12 台 発電出力 300 kw 熱出力 40.6 kw 温水取出温度 85 ℃ 7.0m3/h・台	105 kw(発電端) 40 %[LHV]発電端 44 Nm3/h・台 3 台 315 kw 50 kw 90 ℃ 4.3m3/h・台
【発電量(参考)】	年間発電量 2,030,852 kwh/年 年間消化ガス使用量 1,149,639 Nm3 発電端一送電端出力損失、 自立負荷分見込む	2,352,188 kwh/年 1,056,084 Nm3 発電端一送電端出力損失10%見込む 自立負荷分見込む
【設置条件】	設置 屋外建屋なし 敷地面積 約10m×18m	屋外建屋なし 約15m×9m
【メンテナンス】	年次点検 ローテーションにより単機で点検 10年間でエンジン2回交換、5年スパン メンテ契約 可能 停電時の自立運転 可能	1台につき3～4日 7.5年後にフルメンテナンス14日 可能 可能

固定価格買取制度(FIT)－直接売電



設備認定範囲は下水処理場と電氣的に分断される。

利点	経済的効果は最も大きい ただし、消化槽等に使用する電力は売電不可	[送電施設]は下水道施設として整理できないため、財産処分の承認(貸付有償)手続きが必要となる。
欠点	汚泥処理フローが電氣的に分断される。 送電設備－財産処分申請要	

事業計画

建設費の手当(単独費)

基本設計

汚泥処理実績値の整理
エネルギー利用実績の検討
汚泥収支計算
消化タンクの更新計画
消化ガス収支計算

消化ガス運用方針

発電方式の検討
施設計画

概算事業費・スケジュールの検討

消化方式の再検証

維持管理年報・月報整理
使用電力、熱量利用状況の把握と整理
実績値および将来に対する汚泥収支検討
最適な更新計画
実績をもとにガス収支計算
余剰ガスを有効利用するため、余ガス燃焼
設備はバックアップ程度
発電設備の熱利用

マイクロガスエンジン、ガスタービン、燃料電池など
設置場所、常用発電所としての取り扱い、配管ルート等
事業費算定、スケジュールの決定
費用対効果の検証

市が発電事業者の場合の試算

24年度消化槽以降の電力使用量

単位: kwh

	NO.1・2消化T	NO.3消化T	建築付帯動力	計
4月	7,774	11,409	720	19,903
5月	6,694	12,373	720	19,787
6月	6,849	11,344	720	18,913
7月	6,326	11,687	720	18,733
8月	5,925	11,154	720	17,799
9月	5,786	10,665	720	17,171
10月	7,673	11,143	720	19,536
11月	8,123	11,252	720	20,095
12月	8,332	11,007	720	20,059
1月	8,190	11,713	720	20,623
2月	8,033	10,217	720	18,970
3月	7,693	12,258	720	20,671
計	87,398	136,222	8,640	232,260

【収入】

売電電力量	2030852	—	232,260	=	1,798,592 kwh/年
売電収入	1,798,592	×	39	=	70,145,088 円/年
20年間合計		1,402,901,760	÷	1,402,901 千円	
				1,580,000 千円←民間事業者の場合	
			差額(収入減)	177,099 千円	

電気料金削減額

平均単価

232,260	×	12.55	=	2,914,863 円
基本料削減(20kw)	×	3,856円 × 12ヵ月 × 20年	=	925,440 円

20年間合計	59,222,700	÷	59,223 千円
--------	------------	---	-----------

【支出】

建設費	470,000
受変電設備改造費	70,000
発電機メンテナンス	407,000 (+5%)
電気主任技術者委託費	20,000
電気設備・その他補機補修費	77,000 (+5%)
維持管理人件費	240,000
事務経費	0
設計委託費	0
20年間支出合計	1,284,000 千円/20年

差引利益(電気料金削減分含む) 178,124 千円/20年

※確認

消化槽以降の改築時に交付金の対象となるのか

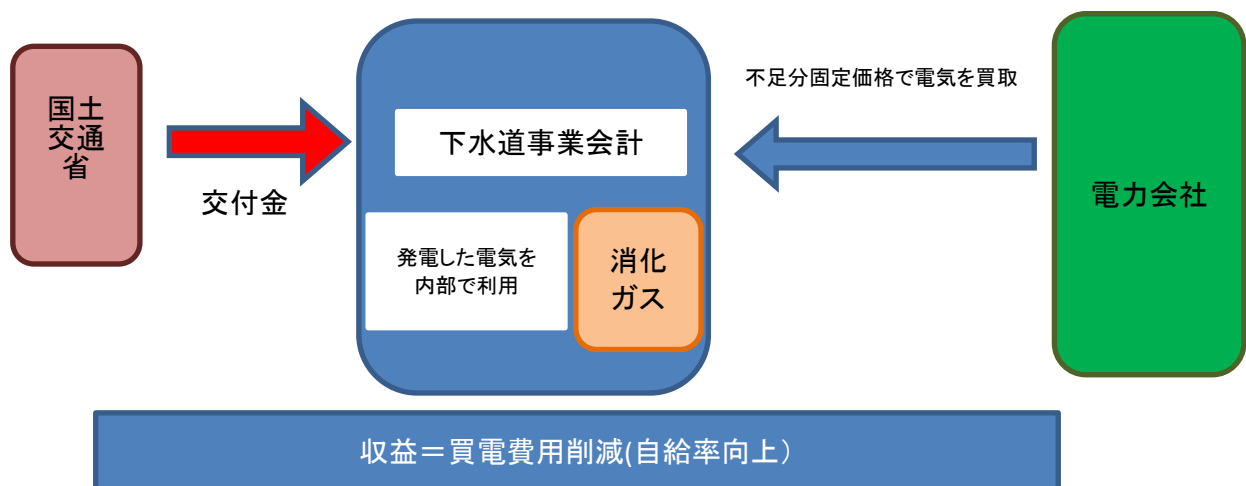
補助の対象となる。(H25.11.18JS川尻氏)

特別に配慮される固定価格買取単価平成25年度(39円)の見直しまでの売電はできない場合。
平成26年度末以降単価となり単価見直しされる可能性が大きい。

【参考】

売電収入	1,798,592	×	37	=	66,547,904 円/年
20年間合計		1,330,958,080	÷	1,331,000 千円	
差引利益		106,223 千円/20年			

内部利用【社会資本整備総合交付金等活用】



利点	エネルギー自給率40～45% 省エネ、CO2削減効果が大 停電時の利用が可能 交付金対象である
欠点	経済的効果は最も少ない。

- ・ 長寿命化計画に位置づけた消化タンク設備及び余剰ガス燃焼装置などの関連施設は、国庫交付金で行う前提とすれば、更新工事後は、適化法の処分制限期間が発生し、改造内容に制限がかかることが懸念される。
- ・ 発電設備と既設受変電の電力系統の連携が発生。電気設備改築更新へ影響
- ・ 余剰ガス燃焼装置は、定期整備および故障対応の為、必要となる。(消化タンク容量から) 加温用温水ボイラについても現状とおり、バックアップは必要と思われる。
- ・ 消化槽加温用温水ボイラ系統への配管改良および電気設備制御回路の変更
- ・ 停電時利用はできるが、自家用発電機設備容量を見直すことは課題が多い。

事業計画

建設費の手当

基本設計

汚泥処理実績値の整理
エネルギー利用実績の検討
汚泥収支計算
消化タンクの更新計画
消化ガス収支計算

消化ガス運用方針

発電方式の検討
施設計画

概算事業費・スケジュールの検討

消化方式の再検証

維持管理年報・月報整理
使用電力、熱量利用状況の把握と整理
実績値および将来に対する汚泥収支検討
最適な更新計画
実績をもとにガス収支計算
余剰ガスを有効利用するため、余ガス燃焼設備はバックアップ程度
電力の利用先・利用方法の検証
発電設備の熱利用
マイクロガスエンジン、ガスタービン、燃料電池など
設置場所、常用発電所としての取り扱い、配管ルート等
事業費算定、スケジュールの決定
費用対効果の検証
事業化方式の検討

内部利用 消化ガス燃焼新システム導入試算

型式	CP25BG-TFA	ヤンマーエネルギーシステム(株)
出力	25 kw	
台数	12 台	合計 300 kw
使用燃料	消化ガス	試算数値 276 kw
メタン濃度	60 %	
ガス消費量	13.02 m3N/hr・台	

自己消費電力①放熱ファン停止中 0.50kw
 ②放熱ファン運転中 0.92kw
 1台当たり1kwで自己消費分マイナスとする
 発電効率メタン濃度2%減≒8kw
 トランス損失≒4kw

設定条件	稼働率	84 %	夏季	3 H
	9月から12月	82 %	ピーク	11 H
			昼間	14 H
			夜間	10 H

【発電機運転時間 H】

	日数	夏季	ピーク	昼間	夜間	計
4月	30			353	252	605
5月	31			365	260	625
6月	30			353	252	605
7月	31	286	78		260	625
8月	31	286	78		260	625
9月	30	271	74		246	590
10月	31			356	254	610
11月	30			344	246	590
12月	31			356	254	610
1月	31			365	260	625
2月	28			329	235	564
3月	31			365	260	625
合計	365	843	230	3,185	3,042	7,300

年間消化ガス消費量 1,140,527 m3N/年

【発電電力量 kw】

	日数	夏季	ピーク	昼間	夜間	計
4月	30			97,373	69,552	166,925
5月	31			100,619	71,870	172,489
6月	30			97,373	69,552	166,925
7月	31	79,057	21,561		71,870	172,489
8月	31	79,057	21,561		71,870	172,489
9月	30	74,686	20,369		67,896	162,950
10月	31			98,223	70,159	168,382
11月	30			95,054	67,896	162,950
12月	31			98,223	70,159	168,382
1月	31			100,619	71,870	172,489
2月	28			90,881	64,915	155,796
3月	31			100,619	71,870	172,489
合計	365	232,800	63,491	878,983	839,482	2,014,756

年間発電電力量 2,014,756 kw

設定条件	料金	ピーク時	17.29	円(夏季午後1時から午後4時)
		夏季昼間	14.37	円(7月1日から9月30日)
		その他季昼間	13.39	円(午前8時から午後10時)
		夜間	10.81	円(ピーク時間および昼間時間以外)

【 商用電力相当額 円 】

	日数	夏季	ピーク	昼間	夜間	計
4月	30			1,303,822	751,857	2,055,679
5月	31			1,347,283	776,919	2,124,202
6月	30			1,303,822	751,857	2,055,679
7月	31	1,136,055	372,792	0	776,919	2,285,766
8月	31	1,136,055	372,792	0	776,919	2,285,766
9月	30	1,073,232	352,177	0	733,956	2,159,364
10月	31			1,315,204	758,421	2,073,625
11月	30			1,272,778	733,956	2,006,734
12月	31			1,315,204	758,421	2,073,625
1月	31			1,347,283	776,919	2,124,202
2月	28			1,216,900	701,733	1,918,634
3月	31			1,347,283	776,919	2,124,202
合計	365	3,345,343	1,097,760	11,769,579	9,074,796	25,287,478

年間商用電力低減額 25,287,478 円

設定条件	基本料金	2,236	円/kw. 月
	力率割引後	1,928	円/kw. 月 基本料金 × 85%

【 基本料金低減額 円 】

	項目	導入前	導入後
基本料金	契約電力	550	400 kw
	基本料金	12,723,480	9,253,440 円/年

年間基本料金低減額 3,470,040 円

試算数値 燃料費調整額 1.00 円

【 賦課金低減額 円 】

項目		
燃料費調整額	2,014,756 円/年	電力1kwにつき 4銭
太陽光発電促進賦課金	円/年	
再生可能エネルギー発電促進賦課金	705,165 円/年	電力1kwにつき 0.35円

※燃料費調整、太陽光発電促進賦課金は考慮しない。

年間賦課金低減額 2,719,920 円

【 基本料金増額 円 】

	項目	導入前	導入後
基本料金	アンシラリーサービス料	0	170,100 円/年
	自家発補給		

系統連系接続料
東北電力1kwにつき
月額47円25銭

年間基本料金増額 170,100 円

【 まとめ 】

		導入前	導入後
年間使用電力量	KWh/年	3,346,720	
商用電力量/発電電力量	KWh/年	3,346,720	0
年間電力料金低減額	円/年	31,307,338	

※建設費、維持管理費、修繕費を含まない、単純益

内部利用 燃料電池発電システム導入試算

型式	FP-100i	富士電機株式会社	
出力	105 kw		
台数	3 台	合計	315 kw
使用燃料	消化ガス	試算数値	294 kw
メタン濃度	60 %		
ガス消費量	44 m3N/hr・台		
設定条件	稼働率	92 %	夏季 3 H
	9月から12月	90 %	ピーク 11 H
			昼間 14 H
			夜間 10 H

【発電機運転時間 H】

	日数	夏季	ピーク	昼間	夜間	計
4月	30			386	276	662
5月	31			399	285	684
6月	30			386	276	662
7月	31	314	86		285	684
8月	31	314	86		285	684
9月	30	297	81		270	648
10月	31			391	279	670
11月	30			378	270	648
12月	31			391	279	670
1月	31			399	285	684
2月	28			361	258	618
3月	31			399	285	684
合計	365	924	252	3,490	3,334	8,001

年間消化ガス消費量 1,056,084 m3N/年

【発電電力量 kw】

	日数	夏季	ピーク	昼間	夜間	計
4月	30			113,602	81,144	194,746
5月	31			117,388	83,849	201,237
6月	30			113,602	81,144	194,746
7月	31	92,234	25,155		83,849	201,237
8月	31	92,234	25,155		83,849	201,237
9月	30	87,318	23,814		79,380	190,512
10月	31			114,836	82,026	196,862
11月	30			111,132	79,380	190,512
12月	31			114,836	82,026	196,862
1月	31			117,388	83,849	201,237
2月	28			106,028	75,734	181,763
3月	31			117,388	83,849	201,237
合計	365	271,785	74,123	1,026,201	980,078	2,352,188

年間発電電力量 2,352,188 kw

設定条件	料金	ピーク時	17.29	円(夏季午後1時から午後4時)
		夏季昼間	14.37	円(7月1日から9月30日)
		その他季昼間	13.39	円(午前8時から午後10時)
		夜間	10.81	円(ピーク時間および昼間時間以外)

【 商用電力相当額 円 】

	日数	夏季	ピーク	昼間	夜間	計
4月	30			1,521,125	877,167	2,398,292
5月	31			1,571,830	906,406	2,478,235
6月	30			1,521,125	877,167	2,398,292
7月	31	1,325,398	434,924	0	906,406	2,666,727
8月	31	1,325,398	434,924	0	906,406	2,666,727
9月	30	1,254,760	411,744	0	858,098	2,524,602
10月	31			1,537,659	886,701	2,424,360
11月	30			1,488,057	858,098	2,346,155
12月	31			1,537,659	886,701	2,424,360
1月	31			1,571,830	906,406	2,478,235
2月	28			1,419,717	818,689	2,238,406
3月	31			1,571,830	906,406	2,478,235
合計	365	3,905,556	1,281,592	13,740,833	10,594,648	29,522,628

年間商用電力低減額 29,522,628 円

設定条件	基本料金	2,236	円/kw. 月
	力率割引後	1,928	円/kw. 月 基本料金 × 85%

【 基本料金低減額 円 】

	項目	導入前	導入後
基本料金	契約電力	550	400 kw
	基本料金	12,723,480	9,253,440 円/年

年間基本料金低減額 3,470,040 円

試算数値 燃料費調整額 1.00 円

【 賦課金低減額 円 】

項目		
燃料費調整額	2,352,188	電力1kwにつき 4銭
太陽光発電促進賦課金	円/年	
再生可能エネルギー発電促進賦課金	823,266 円/年	電力1kwにつき 0.35円

※燃料費調整、太陽光発電促進賦課金は考慮しない。

年間賦課金低減額 3,175,454 円

【 基本料金増額 円 】

	項目	導入前	導入後
基本料金	アンシラリーサービス料	0	170,100 円/年
	自家発補給		

系統連系接続料
東北電力1kwにつき
月額47円25銭

年間基本料金増額 170,100 円

【 まとめ 】

		導入前	導入後
年間使用電力量	KWh/年	3,346,720	
商用電力量/発電電力量	KWh/年	3,346,720	0 994,532 2,352,188
年間電力料金低減額	円/年	35,998,022	

※ 建設費、維持管理費、修繕費を含まない、単純益。

消化ガス発生量と熱量

消化ガスの性状		H25.2.12	H24.8.28
分析値	メタン	59	60 %
	二酸化炭素	38	37 %
	酸素	0.7	0.7 %
	窒素	2.5	2.4 %
(シロキサン分析なし)			

【月別消化槽ガス流量 Nm3】

	日数	NO. 1消化槽	NO. 2消化槽	NO. 3消化槽	計	日平均
4月	30	31,045	32,971	43,586	107,632	3,588
5月	31	30,774	31,828	50,607	113,240	3,653
6月	30	29,680	30,465	48,201	108,376	3,613
7月	31	36,664	16,388	52,971	106,054	3,421
8月	31	30,803	30,934	39,240	101,008	3,258
9月	30	27,687	27,930	36,325	91,972	3,066
10月	31	27,780	28,334	37,067	93,212	3,007
11月	30	25,246	26,839	43,743	95,858	3,195
12月	31	26,471	27,755	45,519	99,776	3,219
1月	31	28,026	29,867	49,741	107,665	3,473
2月	29	28,517	30,559	39,562	98,667	3,402
3月	31	29,651	31,236	49,640	110,558	3,566
合計	366	352,344	345,106	536,202	#####	3,372

【月別消化槽ガス使用量 Nm3】

	日数	加温用ボイラー 使用量	余剰ガス燃焼量	計
4月	30	27,675	74,556	102,231
5月	31	20,331	87,492	107,823
6月	30	18,371	84,917	103,288
7月	31	14,772	84,432	99,204
8月	31	11,891	83,726	95,617
9月	30	9,647	77,262	86,909
10月	31	17,616	70,276	87,892
11月	30	21,755	68,658	90,413
12月	31	27,668	67,252	94,920
1月	31	28,785	71,822	100,607
2月	29	27,412	66,390	93,802
3月	31	29,006	74,506	103,512
合計	366	254,929	911,289	1,166,584

【月別消化槽ガス使用割合 %】

	日数	加温用ボイラー 使用割合	余剰ガス燃焼割合
4月	30	27	73
5月	31	19	81
6月	30	18	82
7月	31	15	85
8月	31	12	88
9月	30	11	89
10月	31	20	80
11月	30	24	76
12月	31	29	71
1月	31	29	71
2月	29	29	71
3月	31	28	72
平均		22	78

熱量の検討

設定条件	メタン濃度	60 %	熱量	21,600 kJ/m ³
	加温用ボイラー効率	90 %		
	ガス発電の熱回収率	50 %		

	日数	① 加温の熱量 MJ/月	② ガス発電の回収熱 量 MJ/月	②－① 熱量の過不足 (余剰) MJ/月
4月	30	538,002	1,104,095	566,093
5月	31	395,235	1,164,488	769,254
6月	30	357,132	1,115,510	758,378
7月	31	287,168	1,071,403	784,236
8月	31	231,161	1,032,664	801,503
9月	30	187,538	938,617	751,080
10月	31	342,455	949,234	606,779
11月	30	422,917	976,460	553,543
12月	31	537,866	1,025,136	487,270
1月	31	559,580	1,086,556	526,975
2月	29	532,889	1,013,062	480,172
3月	31	563,877	1,117,930	554,053
合計	366	4,955,820	12,595,154	7,639,335

① 加温の熱量＝(加温用ボイラー使用量) × (21,600KJ) × 加温用ボイラー効率

② ガス発電の回収熱量＝(総発生量) × (21,600KJ) × ガス発電の熱回収率

年間余剰熱量 7,639,335 MJ/年

加温用ボイラーガス使用量実績 1時間あたり最大 80 Nm³
 加温の最大熱量 1,555,200 KJ

台数・発電電力量の検討

設定条件 1kwh 3600 kJ
 ガス発電の発電効率 30 %
 ガス消費量 13.02 m3N/hr・台

	日数	① 運転可能台数 台	② ガス総量より 発電量 kwh	③ 使用電力量実績(24 年度) kwh	④ 商用電力使 用予測量 kwh	⑤ 削減率 %
4月	30	10	184,016	267,030	83,014	69
5月	31	11	194,081	280,330	86,249	69
6月	30	11	185,918	276,460	90,542	67
7月	31	10	178,567	280,710	102,143	64
8月	31	9	172,111	288,520	116,409	60
9月	30	9	156,436	272,680	116,244	57
10月	31	9	158,206	292,470	134,264	54
11月	30	9	162,743	276,345	113,602	59
12月	31	9	170,856	293,270	122,414	58
1月	31	10	181,093	306,470	125,377	59
2月	29	10	168,844	268,530	99,686	63
3月	31	10	186,322	293,740	107,418	63
合計	366		2,099,192	3,396,555	#####	62

- ① 運転可能台数＝(総発生量)÷(日数)÷(24時間)÷(時間消費量)
 ② ガス総量より発電量＝(総発生量)×(21,600kj)×(0.3)÷(3,600Kcal)
 ③ 23年度使用電力量