

FS検討結果 【詳細版】

【本資料の主な内容】

- 各モデルの比較表
- FS検討結果(弘前市モデル)
- FS検討結果(埼玉県モデル)
- FS検討結果(横浜市モデル)
- FS検討まとめ
- 水素製造単価および温室効果ガス排出量について
- その他

各モデルの比較表【第2回委員会資料を更新】

項目	弘前市モデル	埼玉県モデル	横浜市モデル	
水素関連事項	目標年次	・～H30 水素インフラの実証 ・～H35 水素供給・利用の実現 ・～H45 津軽地域への拡大	2020年に向けて水素製造	2020年（横浜市エネキアアクションプラン）
	水素製造プロセス	汚泥熱分解による水素直接製造	バイオガスの改質による水素製造	バイオガス燃料電池による水素、電気、熱の製造
	水素利用用途	定置型燃料電池による近隣の工場、農業ハウス等への電気、熱の供給	広域利用、FCV、FCバス、FCフォークリフト等	FCV、FCバス等
処理場関連事項	対象処理施設	岩木川浄化センター（青森県）	中川水循環センター	北部汚泥資源化センター
	供用開始年	昭和62年	昭和58年	昭和62年
	汚泥処理方法	濃縮－脱水－焼却	濃縮－脱水－焼却	濃縮－消化－脱水－焼却
	消化槽	なし	新規建設予定	12基（総容量81,600m ³ ）
FS検討より	原料	脱水汚泥量：16,500 t-WS/年 （50 t-WS/日）	消化ガス量（12h/日運転の場合） 水素製造用：約 1,190,000Nm ³ /年（約3,300Nm ³ /日） H [*] 材ガス発電用：約 1,900,000Nm ³ /年（約5,500Nm ³ /日）	消化ガス量：約 640,000 Nm ³ /年 （1,800 Nm ³ /日）
	水素製造量（発電量）	水素製造量：約 1,600,000 Nm ³ -H ₂ /年 （約 300 Nm ³ -H ₂ /hr） ※発電量：約 3,200,000 kWh/年相当	水素製造量：約 1,200,000 Nm ³ -H ₂ /年 （約 275Nm ³ -H ₂ /hr） H [*] 材ガス発電量：約 3,800,000 kWh/年 （約 11,000kWh/日）	水素製造量：約 190,000 Nm ³ -H ₂ /年 （約 23Nm ³ -H ₂ /hr） H [*] 材ガス発電量：約 1,500,000kWh/年 ※200kW発電を想定（約 4,300kWh/日）

2

FS検討結果 【弘前市モデル】

3

FS検討の主な試算条件（弘前市モデル）

区分	項目	単位	単価等	出典
エネルギー使用量 温室効果ガス排出量	電力エネルギー換算係数	MJ/kWh	9.484	経産省資源エネルギー庁HP：標準発熱量・炭素排出係数「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」より
	電力CO ₂ 排出量原単位	t-CO ₂ /kWh	0.000579	電気事業者別排出係数（特定排出者の温室効果ガス排出量算定用）—平成26年度実績— H27.11.30公表より代替値
	ガソリン発熱量	MJ/L	33.4	経産省資源エネルギー庁HP：標準発熱量・炭素排出係数「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」（平成27年4月14日）より
	ガソリンCO ₂ 排出量原単位	kg-CO ₂ /L	2.32	「地球温暖化対策の推進に関する法律」施行令：温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧（2015）より

○水素ステーション

- ・建設費の補助については、経済産業省の補助金は、検討年度が2020年以降であるため当該補助制度の適用がないものとする。
- ・「水素供給設備の運用に対する補助」については、検討年度が2020年以降であるため当該補助制度の適用がないものとする。
- ・建設費については、水素・燃料電池戦略ロードマップ（H28.3）にて公表された目標値（建設費（整備費）：2.4億円）を採用し、維持管理費については、第5回水素・燃料電池船戦略協議会（H27.11）において提出された資料より、2020年頃に達成される目標値（維持管理費（運営費）：23百万円/年）を採用する。
- ・製造した水素は、全量売却できる需要が十分であると仮定。

○年価計算方法

- ・建設費の年価換算は、以下の計算式を用い算定

$$\text{建設費年価} = \text{建設費} \times \text{換算係数} \left[r \times (1+r)^n / ((1+r)^n - 1) \right]$$
 利率（r）=4.0%、土木・建築耐用年数n=50年、機械・電気耐用年数n=15年
 換算係数（機械・電気）=0.0899、換算係数（土木・建築）=0.0466

○建設費等の推定方法（出典：国土交通省「下水汚泥エネルギー化技術ガイドライン（案）改訂版」）

1) 建設費

建設費は、次式に示すように0.6乗則に則ると仮定する。

$$C_{(e)} = C_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)^{0.6} \quad \text{ここで、}$$

$C_{(e)}$: 求める施設規模の建設費（¥）
 $C_{(c)}$: 既知の施設規模の建設費（¥）
 $Q_{(e)}$: 求める施設規模（MT⁻¹ or L³T⁻¹）
 $Q_{(c)}$: 既知の施設規模（MT⁻¹ or L³T⁻¹）

2) 維持管理費、温室効果ガス排出量

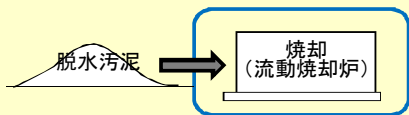
維持管理費及び温室効果ガス排出量は、基本的に処理量に比例すると想定し、次式に示すように施設規模に正比例するものと仮定する。

$$O_{(e)} = O_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right) \quad \text{ここで、}$$

$O_{(e)}$: 求める施設規模の維持管理費（¥）又は温室効果ガス発生量（MT⁻¹）
 $O_{(c)}$: 既知の施設規模の維持管理費（¥）又は温室効果ガス発生量（MT⁻¹）
 $Q_{(e)}$: 求める施設規模（MT⁻¹ or L³T⁻¹）
 $Q_{(c)}$: 既知の施設規模（MT⁻¹ or L³T⁻¹）

弘前市モデルにおける考え方

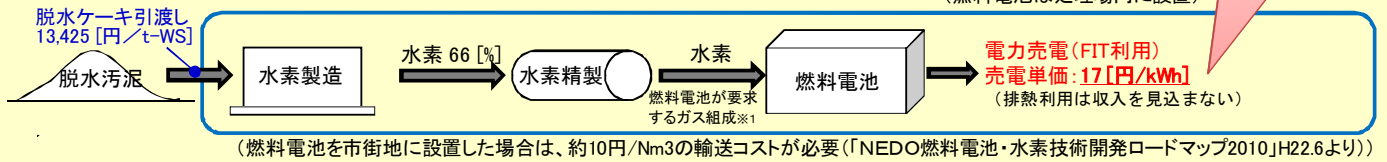
【ケース0(現状)】 脱水汚泥を焼却し、灰を最終処分（公設・公営）



✓ 固定価格買取制度（平成27年度）の価格表より、一般廃棄物その他のバイオマスの買取価格（調達価格1kWh当たり）

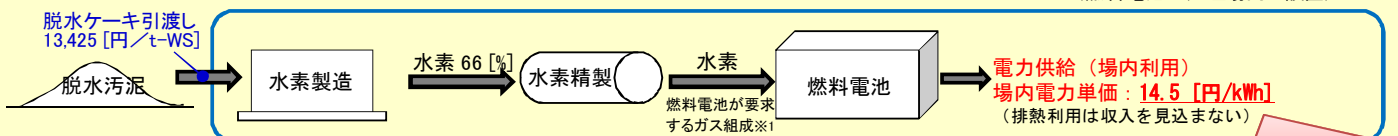
【ケース1】 FIT制度を活用して売電（公設・民営、燃料電池建設費は単独費）

（燃料電池は処理場内に設置）



【ケース2】 電力を場内利用（公設・民営、燃料電池建設費は交付金活用）

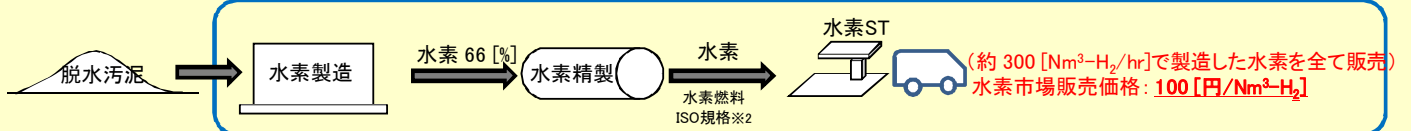
（燃料電池は処理場内に設置）



✓ 下水道統計（実績値）をもとに設定

【参考】 FCV燃料として販売（公設・公営、水素ST建設費は経済産業省補助を想定）

（水素STは処理場内に設置）

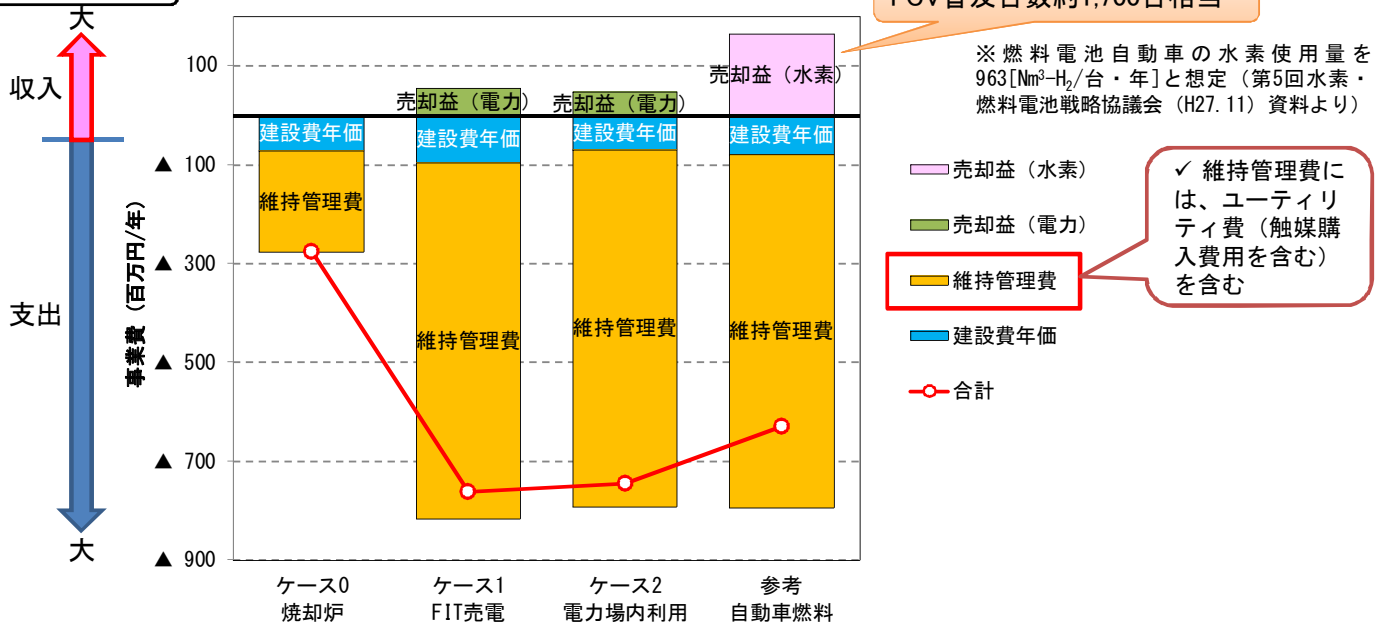


※1: 水素濃度99.99%
 ※2: 水素濃度99.97%

試算結果（ケース毎の全体収支）

- 焼却炉（ケース0）と比較して、水素製造ケースはいずれも、水素製造の維持管理費（ユーティリティ費）が高いため、事業全体の採算性では不利となった。
- 本技術を開発している東北大学及び（株）大和三光製作所は、今後予定している連続実験において、触媒（水酸化カルシウムと水酸化ニッケル）を含む灰を処理プロセス内で再循環させる割合を増やすなどにより、ユーティリティ費低減を図るとしている。（H26NEDO報告書「下水汚泥からの革新的な高純度水素直接プロセスの研究開発」より）

FS検討結果：現行

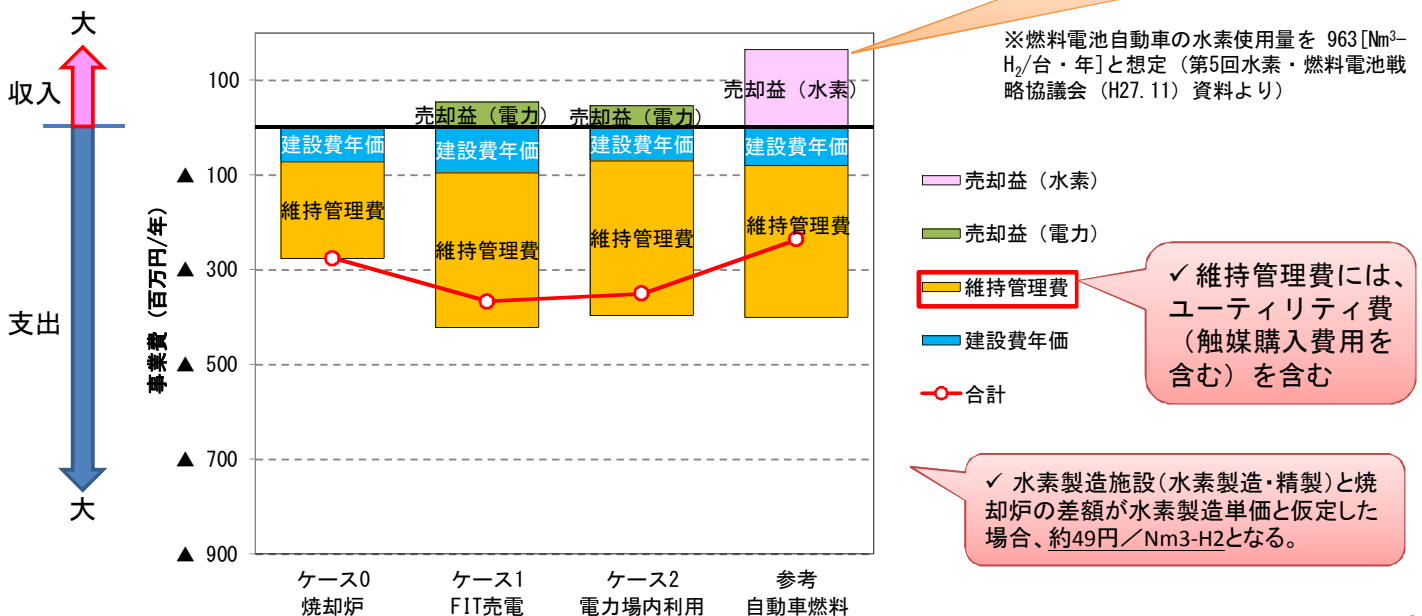


維持管理費（ユーティリティ費）低減が課題

試算結果（水素製造単価を低減させた場合）

- 本水素製造技術は継続的に技術開発が進められており、水素製造単価を低減させることが可能となれば、焼却炉（ケース0）と比較しても水素製造のメリットが得られる。
- 水素製造ケースの中では、燃料電池自動車（FCV）用燃料として利用する参考ケースが最も経済的となり、次に、電力を場内利用した場合（ケース2）、FIT制度を利用した売電（ケース1）の順に経済的となる。
- ただし、自動車の燃料として利用するケース（参考）については、製造した水素をすべて売却できることが前提条件であるため、FCVの普及促進に影響を受ける。

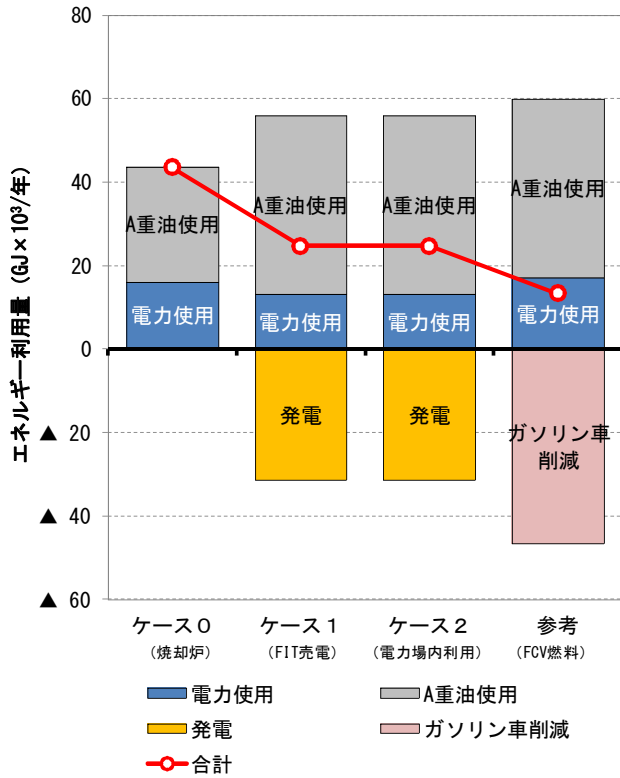
FS試算結果（水素製造単価を低減させた場合）



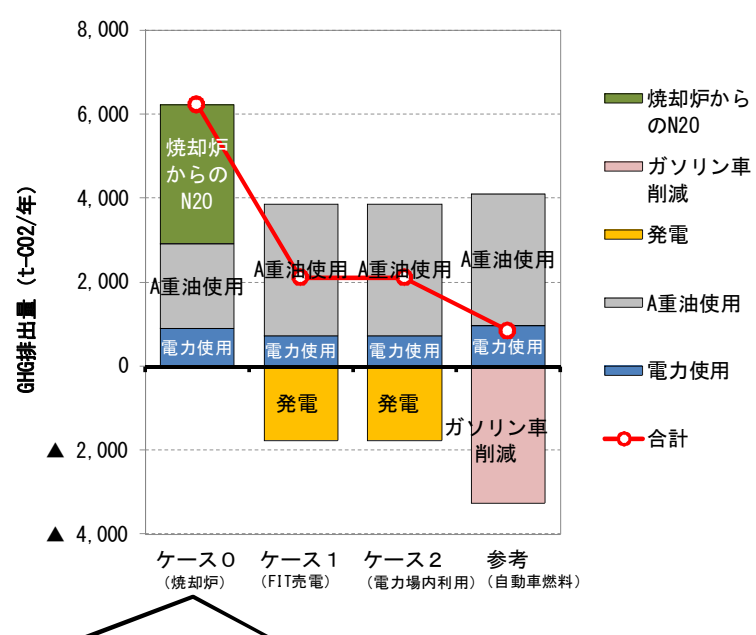
温室効果ガス（GHG）排出量等の算定結果

○本水素製造技術による水素製造事業および発電事業（あるいはFCV燃料利用）の組合せ（ケース1・2、参考）は、既設技術である焼却炉による焼却処理（ケース0）に比べてエネルギー消費量が小さく、温室効果ガス排出量削減効果が大きい。

エネルギー利用量の算定結果



温室効果ガス排出量の算定結果



【焼却（ケース0）におけるN2O排出による温室効果ガス排出量算定条件】

焼却炉 N2O排出係数（下水汚泥（高温燃焼））	0.000645 (tN2O/t)
N2O 地球温暖化係数	310

※「地球温暖化対策の推進に関する法律」：温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧(2015)より

FS検討結果 【埼玉県モデル】

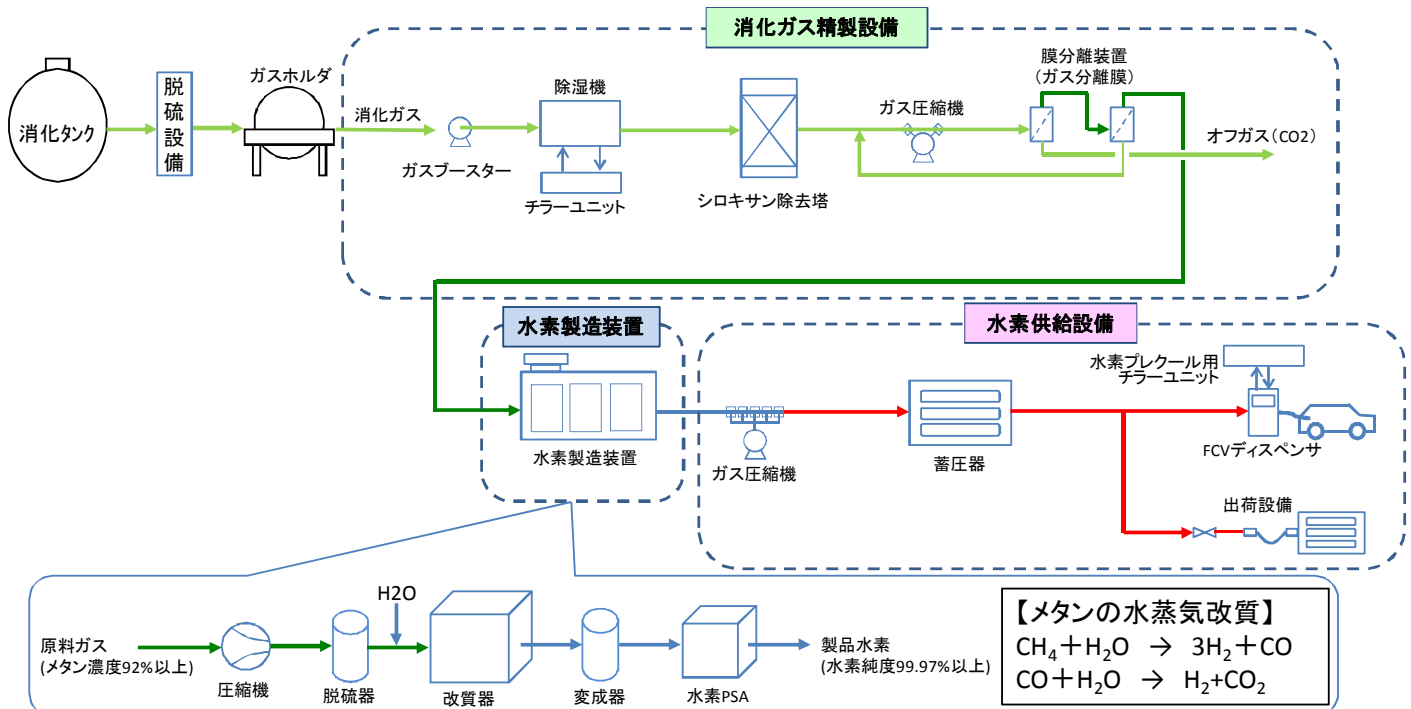
【本資料の主な内容】

- 水素製造技術の概要
- マテリアルバランス
- 事業の考え方(電力と水素のバランス)
- 試算条件および考え方
- 試算結果(事業収支、製造単価、GHG、時間軸検討など)
- その他

12

埼玉県モデルにおける水素製造技術の概要

- 福岡市におけるB-DASHプロジェクトにて実証実験中の技術を対象として検討。
- 消化タンクから発生した消化ガスを脱硫処理してガスホルダに貯留し、この消化ガスを原料とする。
- 水素製造施設としては、消化ガスのメタン濃度を高める「消化ガス精製設備」と、水蒸気とメタンの水蒸気改質反応により水素を製造する「水素製造装置」からなる。
- 本モデルには、FCVIに水素を供給するステーション機能と水素出荷設備を具備する「水素供給設備」も含める。



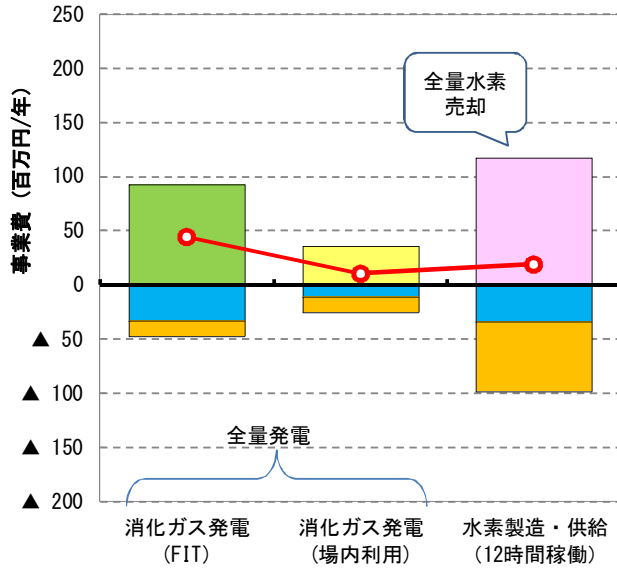
13

同量の消化ガス量に対する消化ガス発電(FIT・場内利用)と水素利用の収支比較

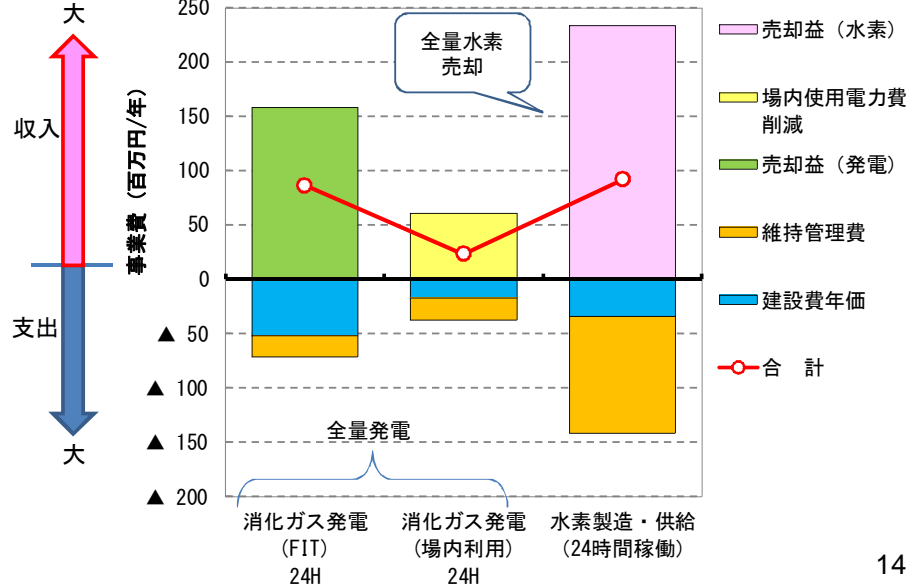
- 水素製造・供給設備の稼働時間は、福岡市におけるB-DASHプロジェクトと同様に12時間稼働を基本とし、24時間稼働(メーカーリングによる)も想定。
- 同じ消化ガス量で、固定価格買取制度(FIT)利用で売電した場合、場内利用で電力費を削減した場合、水素製造・供給設備を稼働した場合について、12[時間/日]と24[時間/日]の稼働2パターンにて事業収支を比較。(但し、製造された水素は全量売却できる前提)
- 稼働時間を12[時間/日]にした場合、水素製造・供給と消化ガス発電(場内利用による電力費削減)は収益がほぼ同じとなり、FIT利用の消化ガス発電が最も経済的となる。
- 稼働時間を24[時間/日]にした場合は、消化ガス発電(場内利用)の収益が最も小さく、水素製造・供給が最も採算性が高い。

消化ガス発電と水素製造・供給における事業収支の比較

12時間稼働の場合



24時間稼働の場合



FS検討の試算条件 (埼玉県モデル)

区分	項目	単位	値	出典
エネルギー使用量 温室効果ガス排出量	電力エネルギー換算係数	MJ/kWh	9.484	経産省資源エネルギー庁HP: 標準発熱量・炭素排出係数「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」より
	電力CO ₂ 排出量原単位	t-CO ₂ /kWh	0.000579	電気事業者別排出係数(特定排出者の温室効果ガス排出量算定用) ー平成26年度実績ー H27.11.30公表より代替値
	ガソリン発熱量	MJ/L	33.4	経産省資源エネルギー庁HP: 標準発熱量・炭素排出係数「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」(平成27年4月14日)より
	ガソリンCO ₂ 排出量原単位	kg-CO ₂ /L	2.32	「地球温暖化対策の推進に関する法律」施行令: 温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧(2015)より

○水素ステーション

- ・建設費の補助については、経済産業省の補助金は、検討年度が2020年以降であるため当該補助制度の適用がないものとする。
- ・「水素供給設備の運用に対する補助」については、検討年度が2020年以降であるため当該補助制度の適用がないものとする。
- ・建設費については、水素・燃料電池戦略ロードマップ(H28.3)にて公表された目標値(建設費(整備費): 2.4億円)を採用し、維持管理費については、第5回水素・燃料電池船戦略協議会(H27.11)において提出された資料より、2020年頃に達成される目標値(維持管理費(運営費): 23百万円/年)を採用する。
- ・製造した水素は、需要に応じて供給すると仮定。

○年価計算方法

- ・建設費の年価換算は、以下の計算式を用い算定

$$\text{建設費年価} = \text{建設費} \times \text{換算係数} \left[r \times (1+r)^n / ((1+r)^n - 1) \right]$$
 利子率(r) = 4.0%、土木・建築耐用年数n=50年、機械・電気耐用年数n=15年
 換算係数(機械・電気) = 0.0899
 換算係数(土木・建築) = 0.0466

○建設費等の推定方法 (出典: 国土交通省「下水汚泥エネルギー化技術ガイドライン(案)改訂版」)

1) 建設費

建設費は、次式に示すように0.6乗則に則ると仮定する。

$$C_{(e)} = C_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)^{0.6} \quad \text{ここで、}$$

$C_{(e)}$: 求める施設規模の建設費 (¥)
 $C_{(c)}$: 既知の施設規模の建設費 (¥)
 $Q_{(e)}$: 求める施設規模 (MT⁻¹ or L³T⁻¹)
 $Q_{(c)}$: 既知の施設規模 (MT⁻¹ or L³T⁻¹)

2) 維持管理費、温室効果ガス排出量

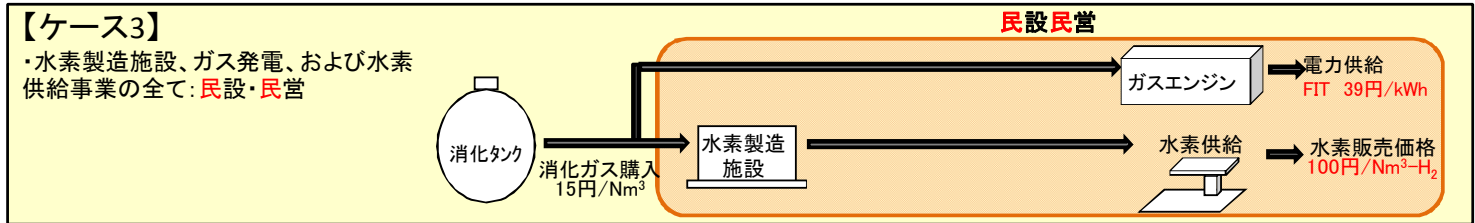
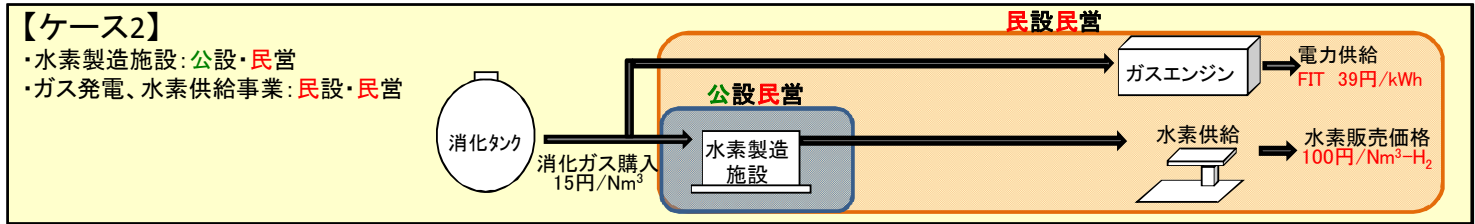
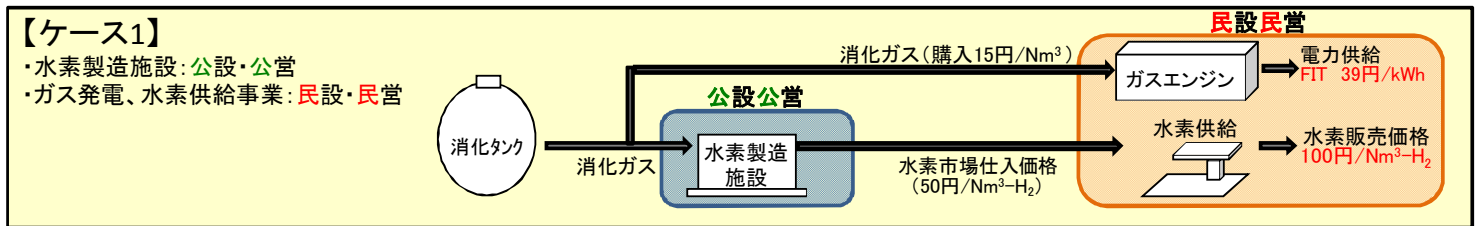
維持管理費及び温室効果ガス排出量は、基本的に処理量に比例すると想定し、次式に示すように施設規模に正比例するものと仮定する。

$$O_{(e)} = O_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right) \quad \text{ここで、}$$

$O_{(e)}$: 求める施設規模の維持管理費 (¥) 又は温室効果ガス発生量 (MT⁻¹)
 $O_{(c)}$: 既知の施設規模の維持管理費 (¥) 又は温室効果ガス発生量 (MT⁻¹)
 $Q_{(e)}$: 求める施設規模 (MT⁻¹ or L³T⁻¹)
 $Q_{(c)}$: 既知の施設規模 (MT⁻¹ or L³T⁻¹)

埼玉県モデルにおける考え方

- 本モデルでは、「公設・公営」、「公設・民営」、「民設・民営」の組み合わせにより、3ケースを検討。
- 公共側から民間事業者へ消化ガスを販売する単価を15 [円/Nm³]とし、ケース1(公設・公営)では、民間事業者が水素製造施設から水素を仕入れる単価を50 [円/Nm³-H₂]とする。
- 民間事業者が市場にて水素供給設備から販売する水素販売単価を100 [円/Nm³-H₂]とする。
- 民間事業者によるガス発電については、固定価格買取制度(FIT)により39 [円/kWh]で売却されるとする。



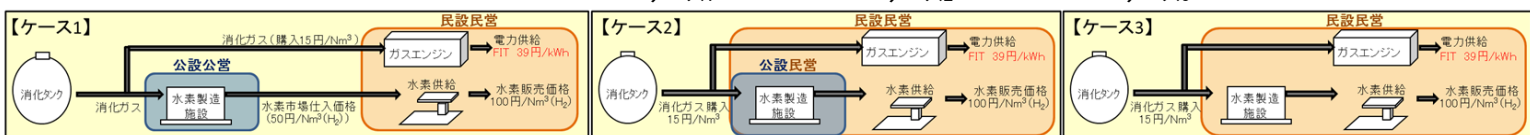
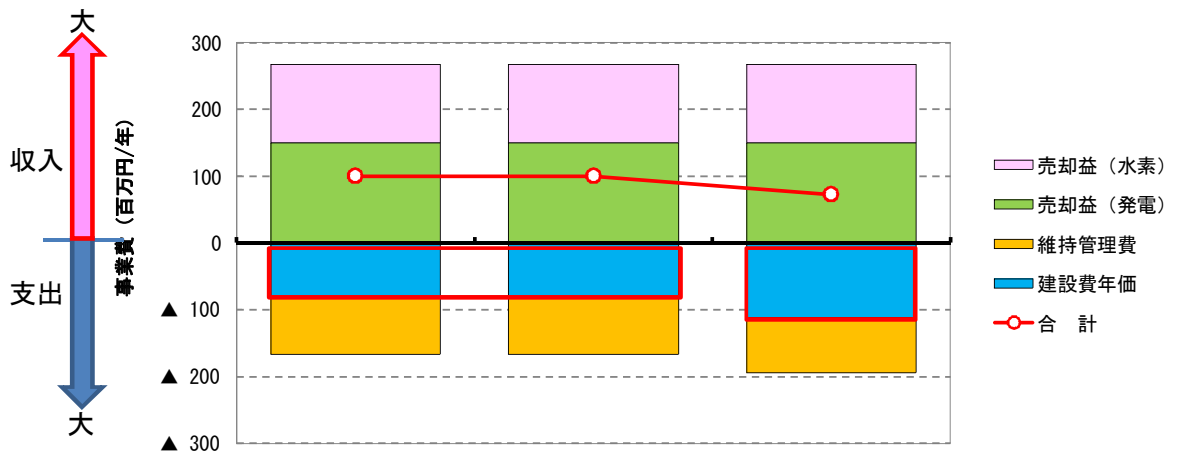
FS検討範囲

ケース毎の事業全体収支の試算（12時間稼働の場合）

- 消化ガス購入から始まり、電力供給(売電)および水素販売まで含めた範囲で、事業全体の収支を算定。
- 全てのケースにおいて販売される水素は、製造したものすべてが売却されることを前提。
- 同じ施設・設備構成であるが、水素供給設備が交付対象とならないケース3が高価となる。
- いずれのケースも事業採算性は得られるが、水素製造施設へ補助を入れたケース1と2の収益が高い。

FS検討結果

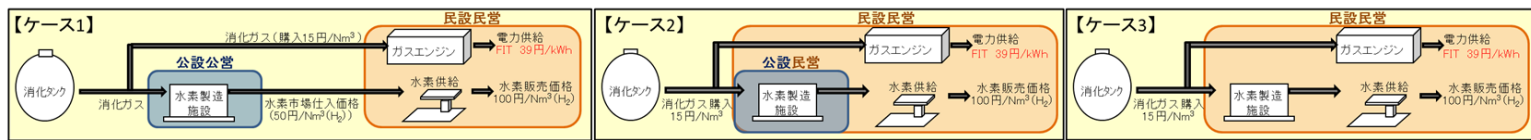
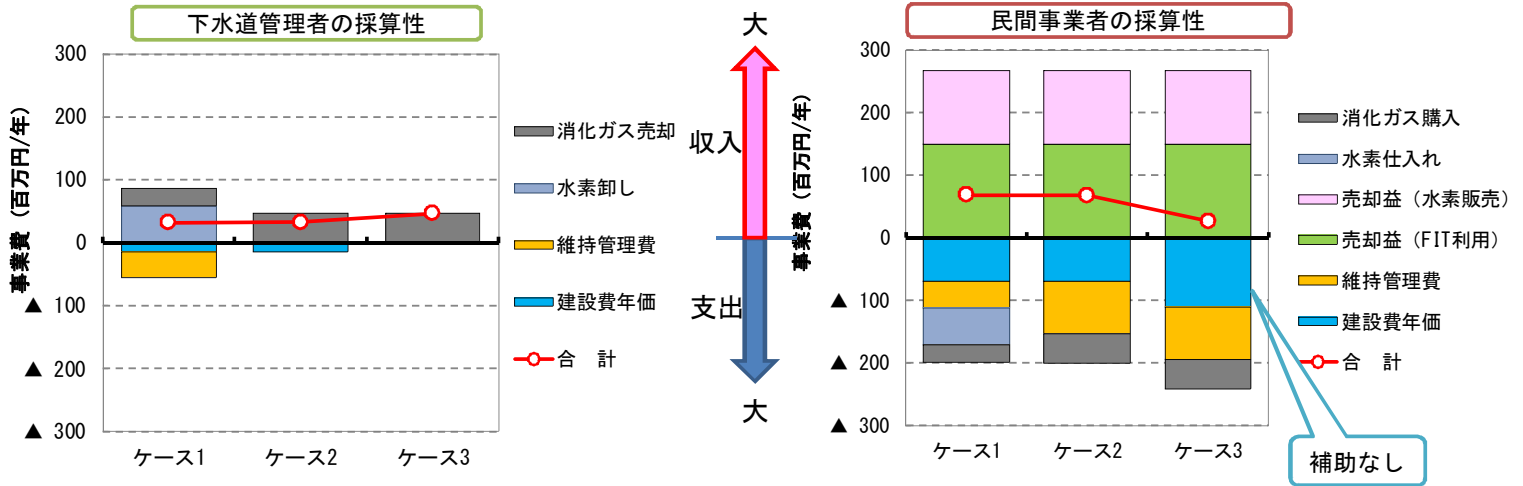
消化ガス発電(FIT利用)+水素製造・供給			
	ケース1	ケース2	ケース3
水素製造(精製含む)	公設公営	公設民営	民設民営
ガス発電・水素供給(水素ST)	民設民営		



下水道管理者と民間事業者の採算性（12時間稼働の場合）

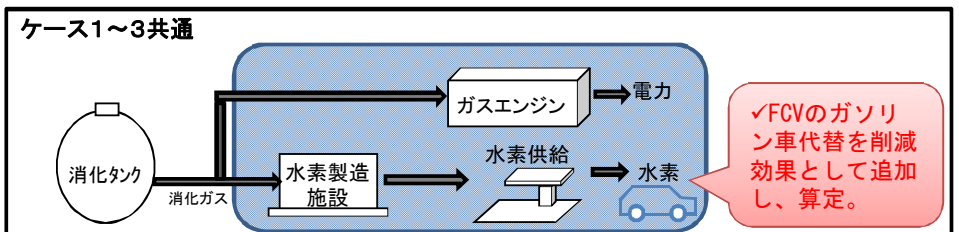
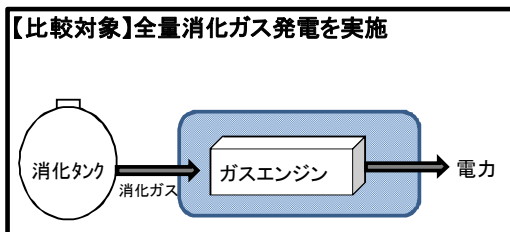
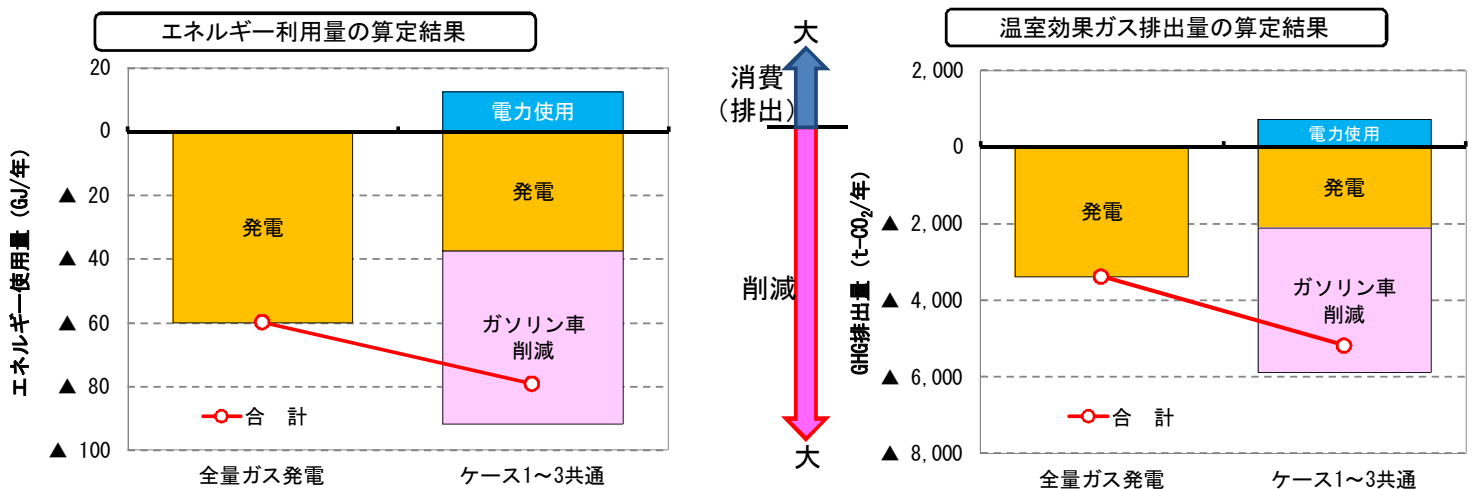
- ケース1は、下水道管理者にとって水素売却と電力売却の収入が大きく、経済的に有利だが、下水道管理者による水素製造施設の維持管理が必要。
- ケース2は、民間事業者にとって、水素売却と電力売却の収入が大きく、水素製造施設の設備投資も抑制され有利。
- ケース3は、下水道管理者にとっても民間事業者にとっても収入をあげることが可能であり、初期投資を抑制することが可能。

消化ガス発電(FIT利用)+水素製造・供給			
	ケース1	ケース2	ケース3
水素製造(精製含む)	公設公営	公設民営	民設民営
ガス発電・水素供給(水素ST)	民設民営		



温室効果ガス（GHG）排出量等の算定（12時間稼働の場合）

- エネルギー利用量および温室効果ガス排出量について、全量ガス発電した場合とケース1～3を比較。
- 水素製造・供給設備の供用と並行して、FCVがガソリン車に置き換わると仮定し、ガソリン車のエネルギー使用量、温室効果ガス排出量をケース1～3の削減効果として加えた。
- 消化ガス全量をガスエンジンで発電した場合と水素製造を行った場合（ケース1～3共通）を比較すると、水素製造を行った場合の方が環境性に優れる。



水素需要としてのFCV普及台数の設定

- 本モデルの時間軸での水素需要見込みとして、FCV普及台数を想定。
- FCV普及台数は、水素・燃料電池戦略ロードマップ(H28.3改訂)の公表資料に基づき、トレンド予測(累乗関数による近似)を行い、ステーション箇所数については、同資料に基づき、トレンド予測(指数関数による近似)を行い、想定。
- 両者より、ステーション1箇所当たりのFCV普及台数を推計した。(埼玉県目標よりも緩やかな普及を想定)

水素・燃料電池戦略ロードマップ(H28.3)より

水素ステーション数の想定条件

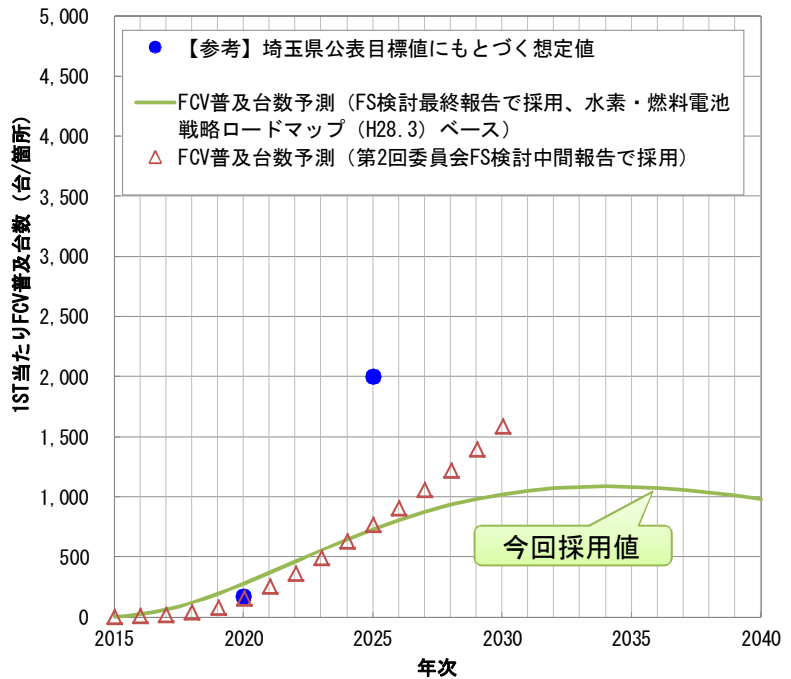
- ・ 2015年度末までに80箇所が開所予定
- ・ 2016年度内に100箇所程度の確保を達成
- ・ 2020年度までに160箇所程度
- ・ 2025年度までに320箇所程度

FCV普及台の想定条件

- ・ 2015年末までに国内で約400台が販売
- ・ 2020年までに4万台程度の普及
- ・ 2025年までに20万台程度の普及
- ・ 2030年までに80万台程度の普及

1ステーション
当たりの
普及台数を
想定すると

ステーション1箇所当たりのFCV普及台数の想定

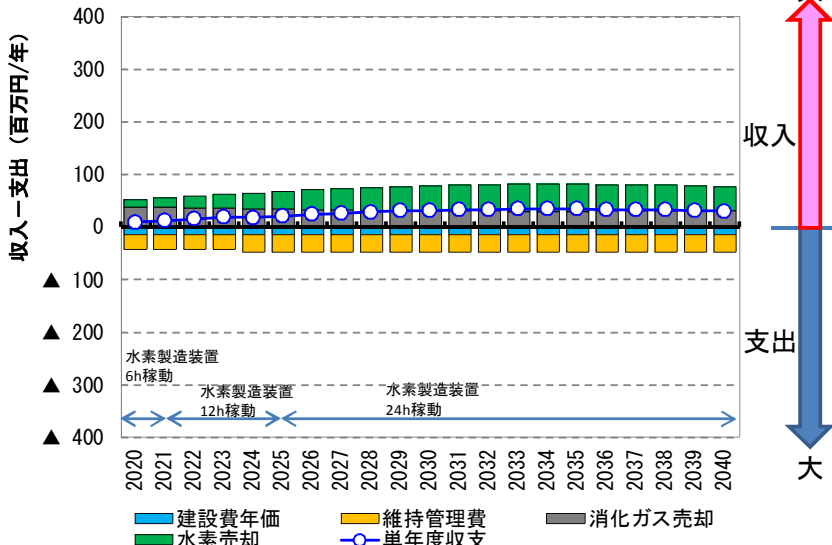


20

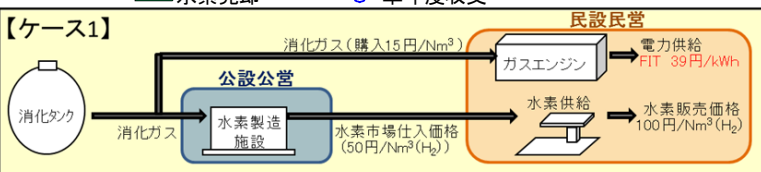
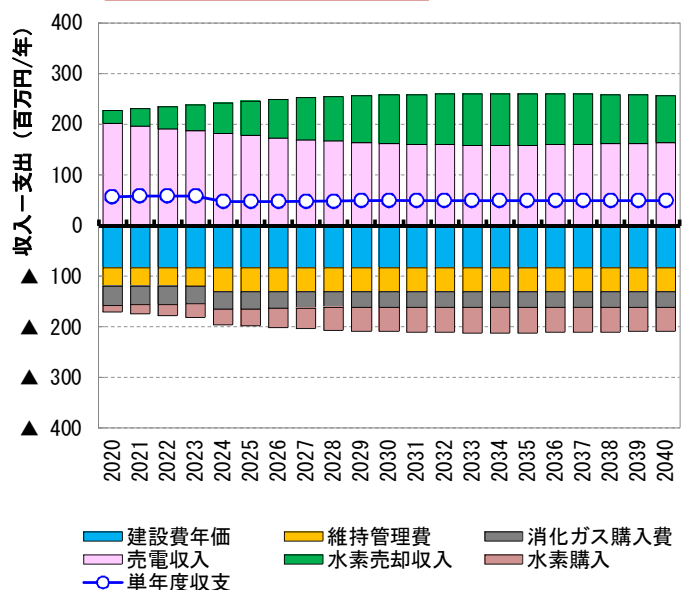
水素需要 (FCV普及台数) に応じた事業収支の算定 (ケース1)

- 水素製造施設は、水素需要(FCV普及)に応じて稼働率が上がると想定し、残りの消化ガスは発電に使うと想定。(消化ガス発電は、初年度に必要な発電設備を設置して供用し、水素供給量増加(水素売却益増)に応じて、発電の稼働率が下がる(売電収入が減少する)と想定)
- 2020年度から2040年度にかけての21年間を想定。
- ケース1では、下水道管理者側も民間事業者側も、単年度収支は、初年度から黒字であるが、民間事業者側は、売電収入が逡減しつつ水素購入費用が増大するものの、水素売却収入があまり伸びないため、単年度収支が増えない傾向。

ケース1: 下水道管理者



ケース1: 民間事業者

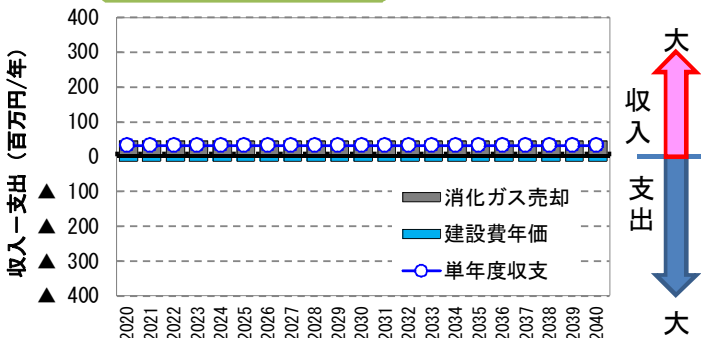


21

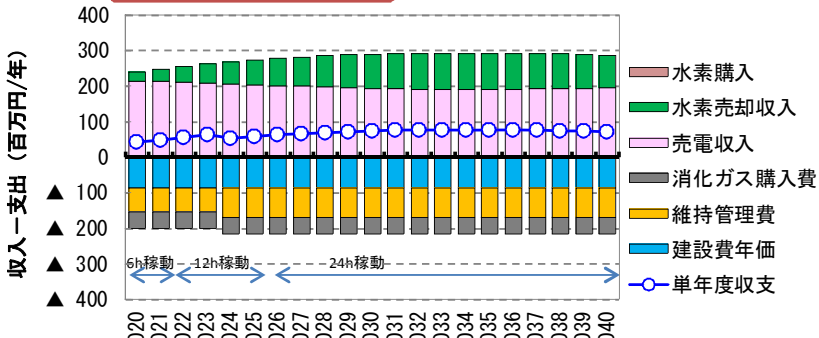
水素需要（FCV普及台数）に応じた事業収支の算定（ケース2、3）

○ケース2および3についても、ケース1と同様に導入当初から採算性が得られ、民間事業者も黒字化。

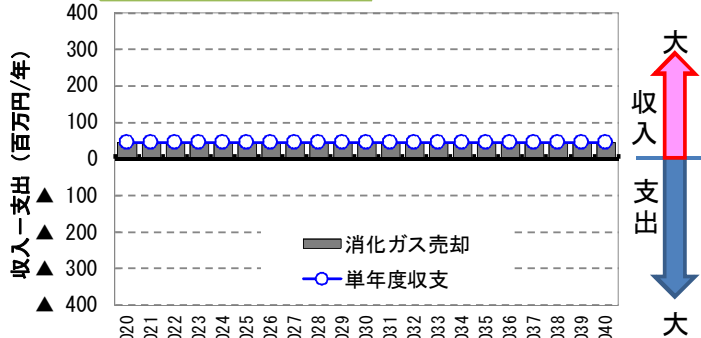
ケース2: 下水道管理者



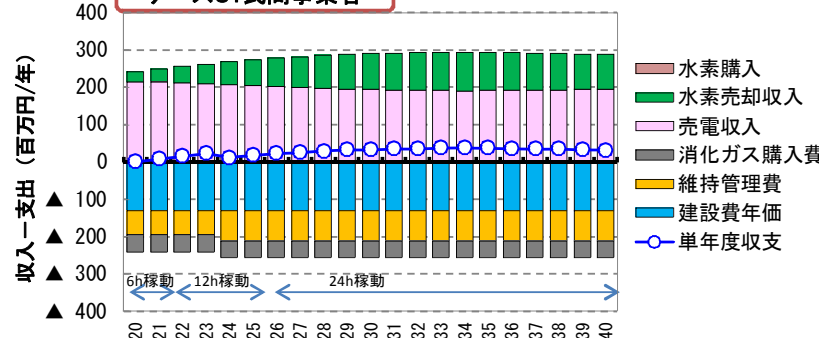
ケース2: 民間事業者



ケース3: 下水道管理者



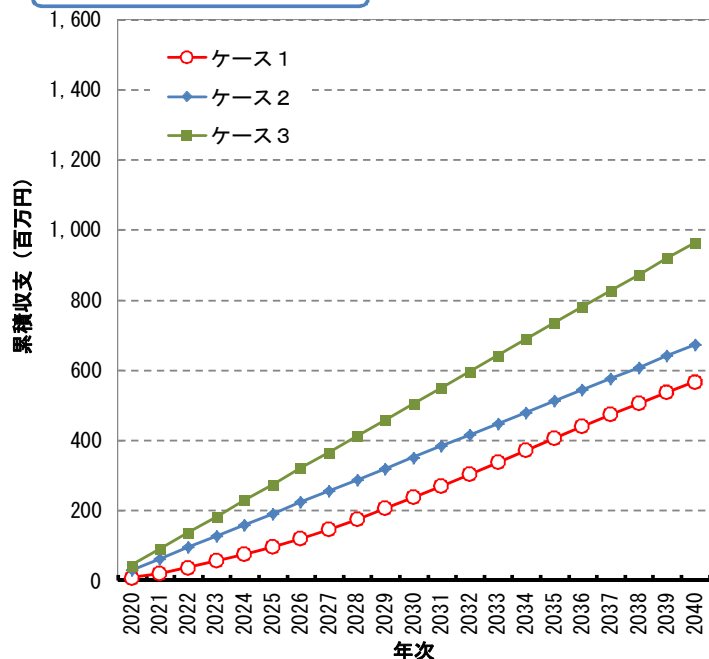
ケース3: 民間事業者



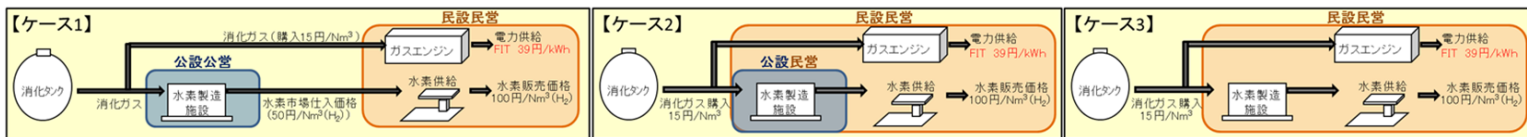
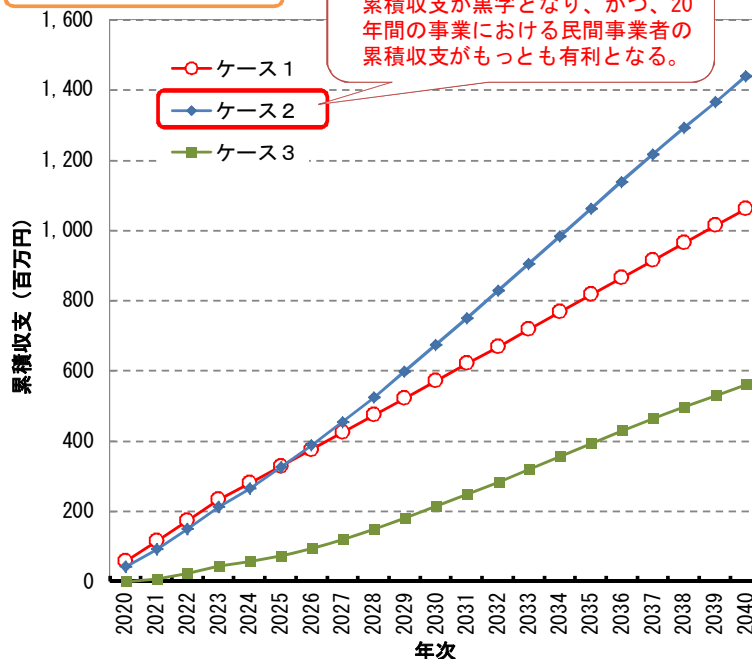
水素需要（FCV普及台数）に応じた事業収支の算定

○下水道管理者の累積収支を比較すると、ケース3が最も経済的であり、次いで、ケース2、ケース1の順に経済的。
○民間事業者は、2025年度頃まではケース1が最も事業性が高いが、2026年度以降はケース2が最も有利。

下水道管理者の累積収支

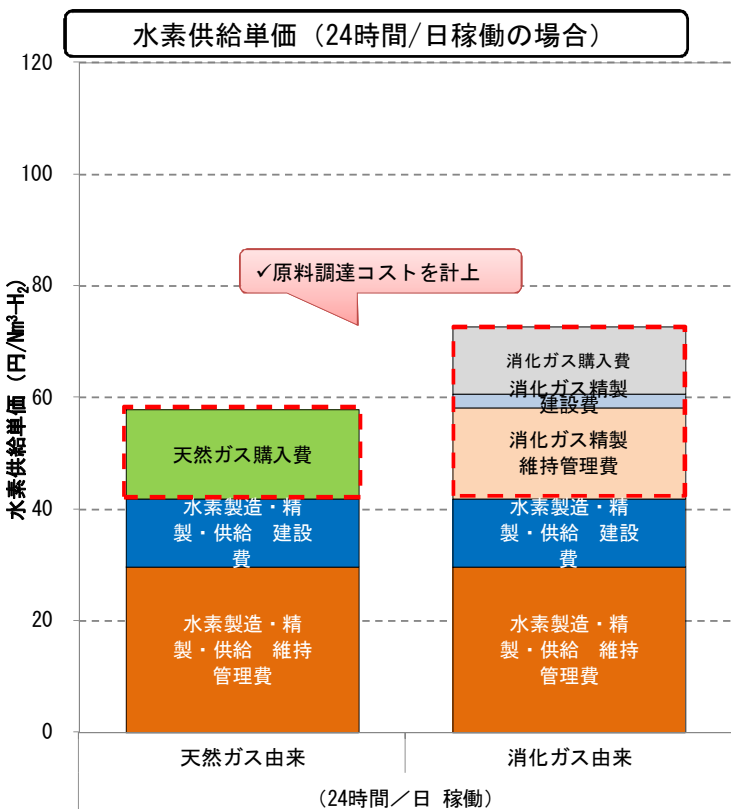
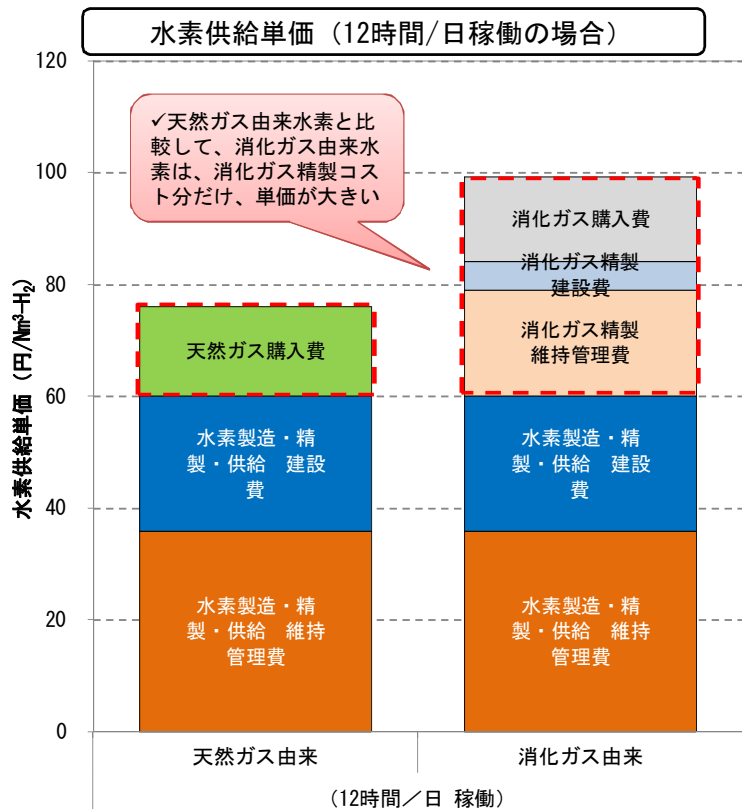


民間事業者の累積収支



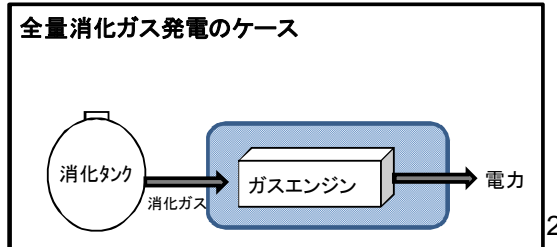
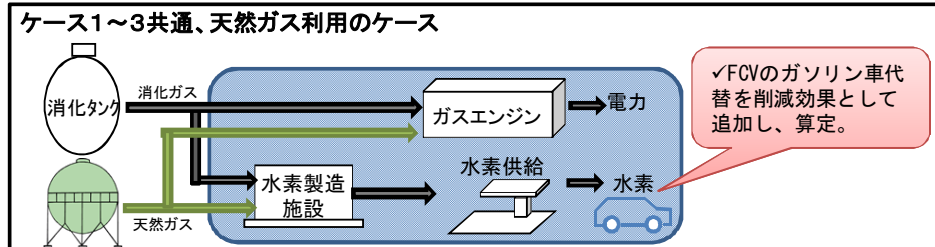
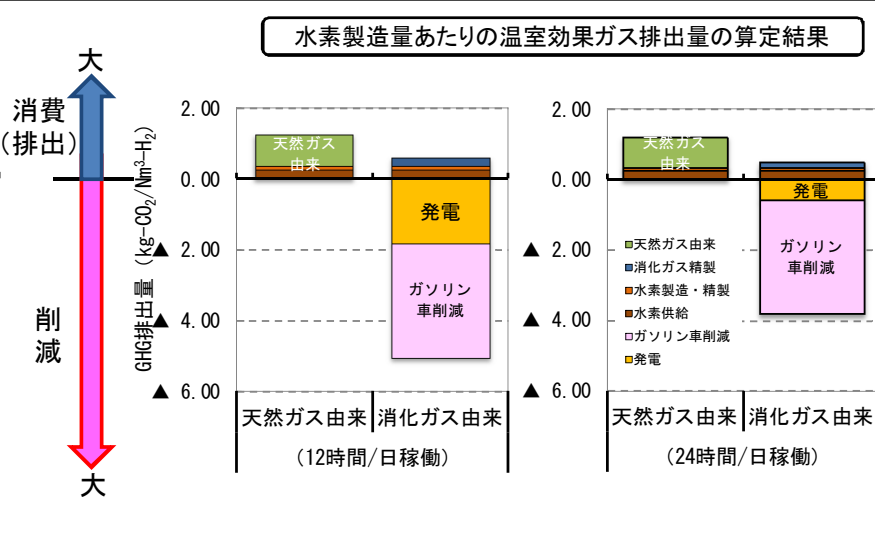
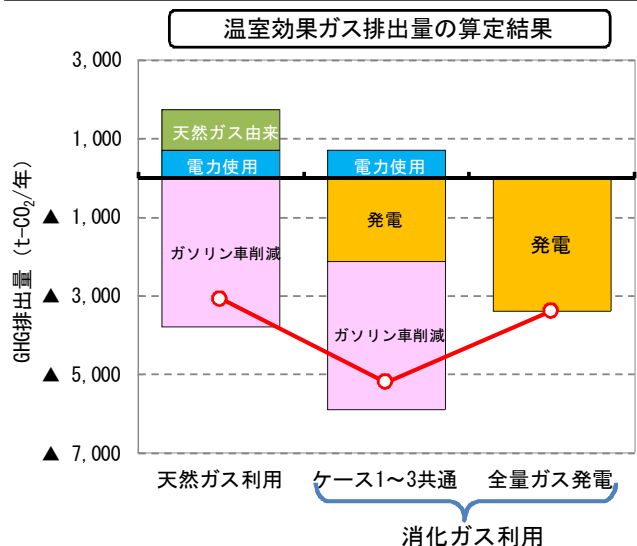
【参考】天然ガス由来水素との比較(下水道事業を想定した水素製造単価)

- 消化ガス由来水素および天然ガス由来水素について、水素供給単価(消化ガス精製、水素製造・精製、水素供給まで)を算定(原料調達コストを含めて算定することでオンサイトステーション供給価格を想定)
- 消化ガス精製および水素製造・精製に係る建設費には、補助(交付金)を適用(下水道事業を想定)



【参考】天然ガス由来水素との比較(温室効果ガス (GHG) 排出量等)

- 温室効果ガス排出量について、全量ガス発電した場合とケース1~3、および、天然ガス由来水素を利用する場合を比較。
- また、消化ガス由来水素と天然ガス由来水素について、水素供給量あたりの温室効果ガス排出量を比較。
- 水素製造・供給と並行して、FCVがガソリン車に置き換わると仮定し、ガソリン車のエネルギー使用量および温室効果ガス排出量について、ケース1~3および天然ガス由来水素利用における削減効果として加算。
- 消化ガスは下水汚泥由来(再生可能資源由来)であるため、温室効果ガス排出量を見込まない。
- 消化ガス由来水素の利用は、天然ガス(化石燃料)由来水素に比較して、環境性に優れると考えられる。



FS検討結果 【横浜市モデル】

26

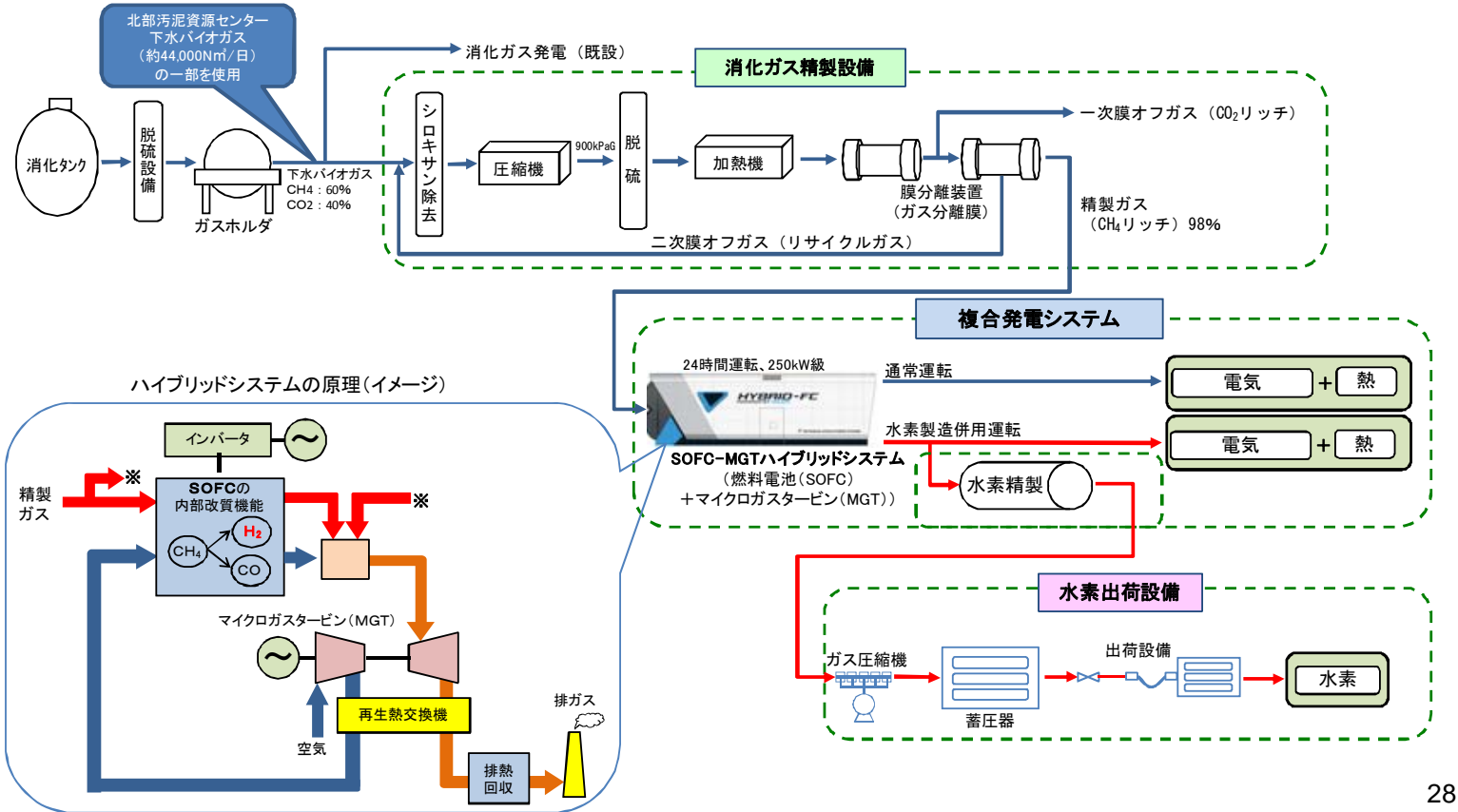
【本資料の主な内容】

- 水素製造技術の概要
- 考え方および試算条件
- マテリアルバランス
- 試算結果（事業収支、製造単価、GHG等）
- その他

27

横浜市モデルにおける水素製造技術の概要

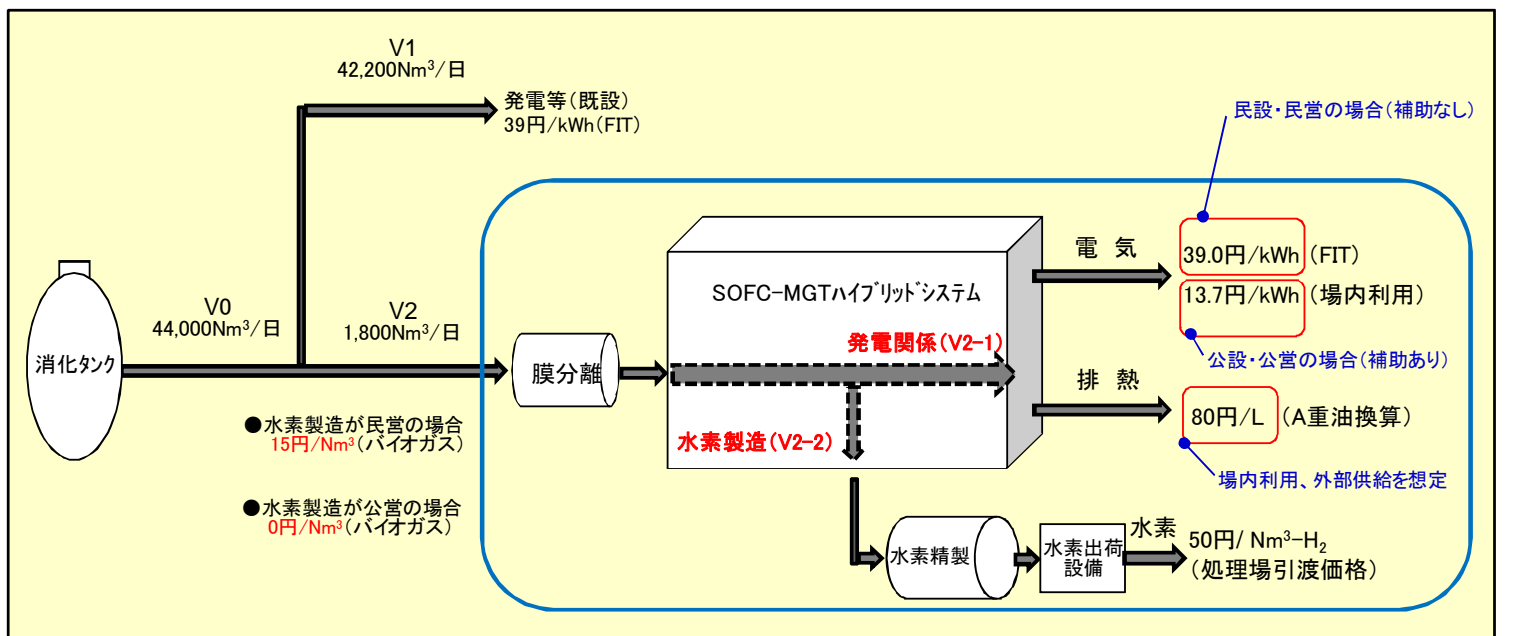
- 本システムは、消化ガスを膜分離方式により精製し、精製されたメタンガスを用いて高温作動の固体酸化物形燃料電池(SOFC)とマイクロガスタービン(MGT)の2段階にて発電するシステムであり、排ガス系統に熱回収装置を設置することも可能。
- 水素製造については、SOFCの内部改質機能により発生した水素の一部を直接取り出して利用する。



28

横浜市モデルにおけるマテリアルバランスと考え方

- 検討対象バイオガス量V0(44,000Nm³/日)は、北部汚泥資源化センターにおけるH26年度バイオガス量実績値より設定。
- 水素利活用へのバイオガス量V2(1,800Nm³/日)は、複合発電システム250kW級を想定し、SOFCの発電出力、発電効率及び膜分離装置の性能等から算定。
- 膜分離装置に供給する消化ガス量(V2)及び精製するガス量を一定として、ハイブリッドシステム内の発電出力と水素製造量を変化させ、採算性やエネルギー量等を検討する。(V2のうち、発電・熱への利用量(V2-1)と水素への利用量(V2-2)のマテリアルバランスを変化させる)



FS検討範囲

29

FS検討の主な試算条件（横浜市モデル）

区分	項目	単位	単価等	出典
エネルギー使用量 温室効果ガス排出量	電力エネルギー換算係数	MJ/kWh	9.484	経産省資源エネルギー庁HP：標準発熱量・炭素排出係数「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」より
	電力CO ₂ 排出量原単位	t-CO ₂ /kWh	0.000579	電気事業者別排出係数（特定排出者の温室効果ガス排出量算定用）—平成26年度実績—H27.11.30公表より代替値
	ガソリン発熱量	MJ/L	33.4	経産省資源エネルギー庁HP：標準発熱量・炭素排出係数「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」（平成27年4月14日）より
	ガソリンCO ₂ 排出量原単位	kg-CO ₂ /L	2.32	「地球温暖化対策の推進に関する法律」施行令：温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧(2015)より

(1)年価計算方法

- 建設費の年価換算は、以下の計算式を用い算定

$$\text{建設費年価} = \text{建設費} \times \text{換算係数} \left[r \times (1+r)^n \div \left((1+r)^n - 1 \right) \right]$$
 利率（ r ）=4.0%、土木・建築耐用年数 $n=50$ 年、機械・電気耐用年数 $n=15$ 年
 換算係数（機械・電気）=0.0899
 換算係数（土木・建築）=0.0466

(2)建設費等の推定方法(出典:国土交通省「下水汚泥エネルギー化技術ガイドライン(案)改訂版」)

1) 建設費

建設費は、次式に示すように0.6乗則に則ると仮定する。

$$C_{(e)} = C_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)^{0.6}$$

- ここで、
 $C_{(e)}$: 求める施設規模の建設費 (¥)
 $C_{(c)}$: 既知の施設規模の建設費 (¥)
 $Q_{(e)}$: 求める施設規模 (MT⁻¹ or L³T⁻¹)
 $Q_{(c)}$: 既知の施設規模 (MT⁻¹ or L³T⁻¹)

2) 維持管理費、温室効果ガス排出量

維持管理費及び温室効果ガス排出量は、基本的に処理量に比例すると想定し、次式に示すように施設規模に正比例するものと仮定する。

$$O_{(e)} = O_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)$$

- ここで、
 $O_{(e)}$: 求める施設規模の維持管理費 (¥) 又は温室効果ガス発生量 (MT⁻¹)
 $O_{(c)}$: 既知の施設規模の維持管理費 (¥) 又は温室効果ガス発生量 (MT⁻¹)
 $Q_{(e)}$: 求める施設規模 (MT⁻¹ or L³T⁻¹)
 $Q_{(c)}$: 既知の施設規模 (MT⁻¹ or L³T⁻¹)

30

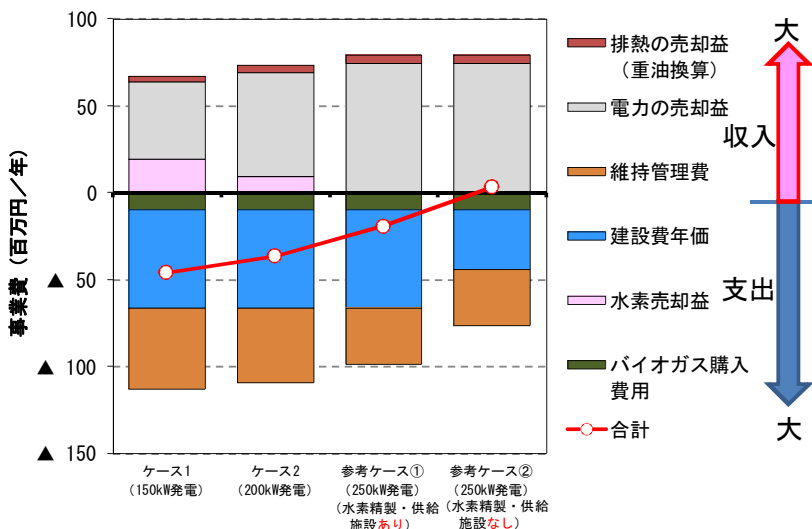
試算結果（各スキーム・ケースの収支、発電および水素製造）

- 事業スキームA(民設・民営、固定価格買取制度(FIT)を利用)の方が、事業スキームB(公設・公営、電力場内利用)より経済的。
- ケース1と2では、どちらのスキームでも、電力売却益および水素売却益だけでは投資費用を回収できない。
- FIT利用と場内利用の電力単価差により、事業スキームB(電力場内利用)では全てのケースにおいて経済的に不利となる。
- (参考)本システムを単に発電機として導入した場合には、採算性の確保が可能(事業スキームA、参考ケース②)

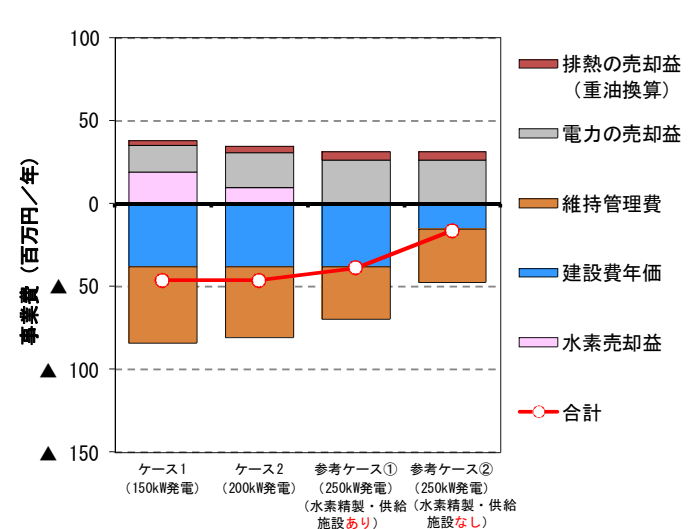
	スキーム	電力売却方法	国庫補助(交付金)
事業スキームA	民設・民営	FIT利用(39.0円/kWh)	なし
事業スキームB	公設・公営	場内電力利用(13.7円/kWh)	あり

※参考ケース①：水素を取り出さず、発電のみを行う(水素精製・供給設備あり)
 参考ケース②：水素を取り出さず、発電のみを行う(水素精製・供給設備なし)

事業スキームA(民設・民営)の事業収支内訳



事業スキームB(公設・公営)の事業収支内訳

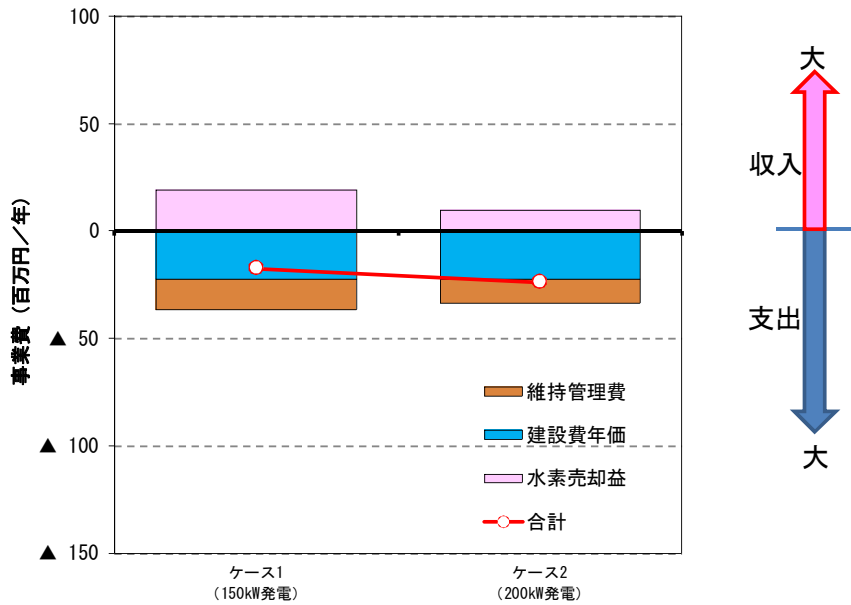


31

試算結果（各スキーム・ケースの収支、水素精製・供給のみ）

- SOFC複合発電システムは、下水バイオガス発電に加えて、追加設備投資により付帯的に水素を（需要に応じて）製造できるシステムであるため、水素精製および供給部分を切分けて事業収支を試算。
- バイオガス精製および発電部分が切り離されるため、スキームAおよびBについて、ケースごとに同じ事業収支となる。
- 採算性確保が困難であるため水素売却益では投資費用を回収できないものの、バイオガス精製およびSOFC発電を含む事業スキームA（民設・民営）および事業スキームB（公設・公営）における事業採算性に比較して有利となる。

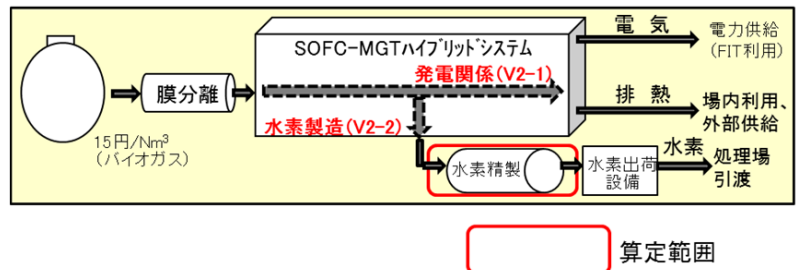
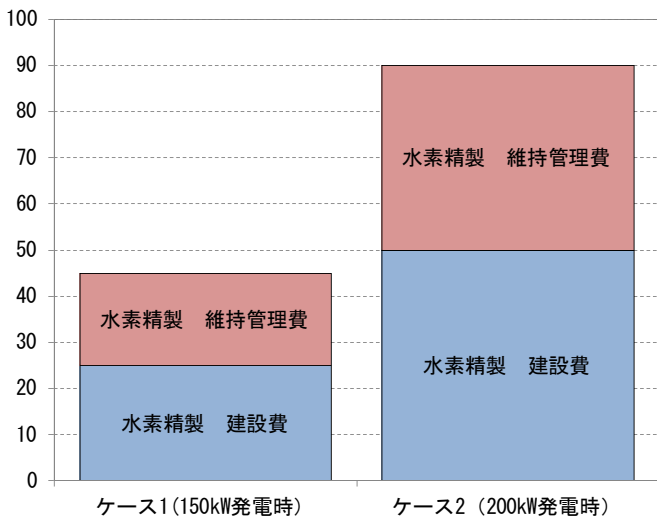
水素精製・水素供給の事業収支内訳



水素製造単価の算定（事業スキームAの場合：民設・民営）

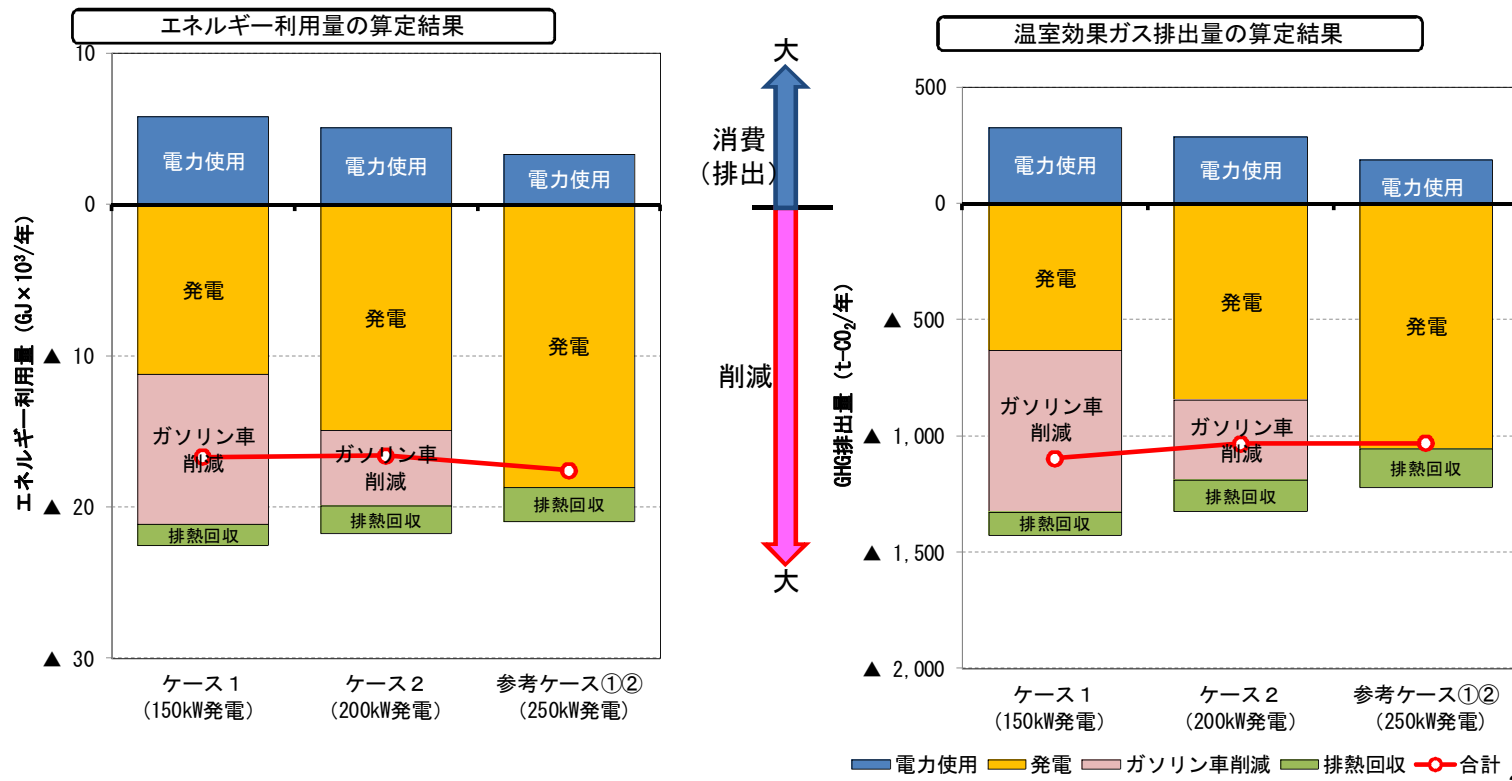
- 民設・民営（事業スキームA）の場合において、ケース1と2について水素製造単価を算出。
- 水素精製施設の建設年価と維持管理費の合計が、水素製造に係るコストであると仮定し、高純度水素製造に係るコストを水素製造単価として算定。
- バイオガス精製およびSOFC複合発電については、バイオガス発電を目的としているため、水素製造に係るコストに含まないものとし、下水由来水素としての水素製造単価を把握するため、供給（出荷）に係るコストを含めずに算定。

ケース1（150kW発電）およびケース2（200kW発電）における水素製造単価の内訳（円/Nm³-H₂）



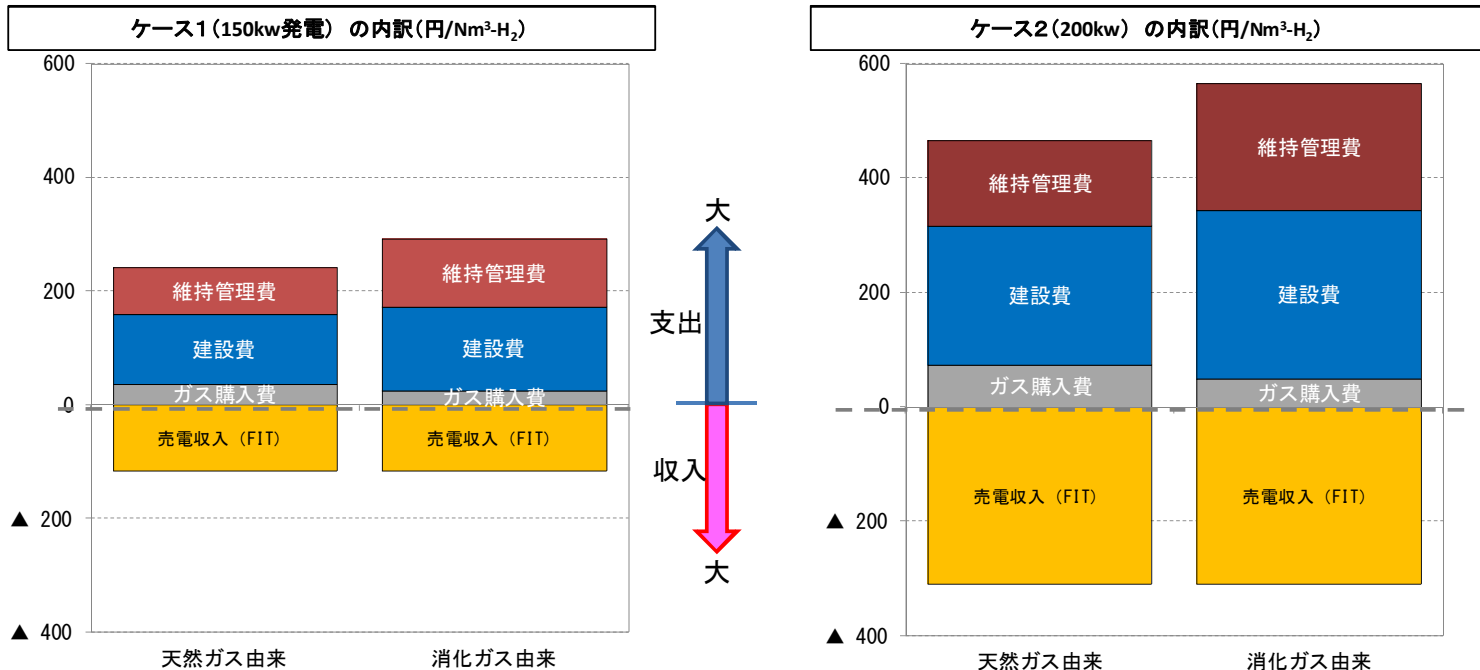
温室効果ガス(GHG)排出量等の算定

- 全てのケースにおいて、エネルギー利用量と温室効果ガス排出量の削減効果が見込め、その環境負荷削減効果はほぼ同等となる。
- FCVのガソリン車代替によるエネルギー利用削減効果や温室効果ガス削減効果を有効に発揮させるためには、本複合発電システムの高効率化による電力使用量削減や発電電力量増大が求められる。



【参考】天然ガス由来水素との比較(水素供給単価の試算)

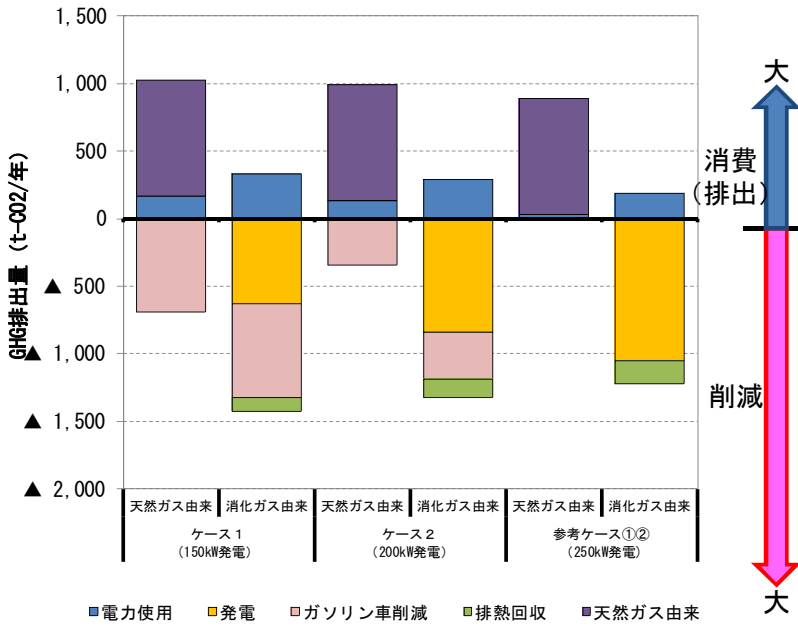
- 民設・民営(事業スキームA)の場合において、ケース1と2、消化ガス由来と天然ガス由来、の4ケースで、ガス購入費用まで含めた水素供給単価を算出。
- 建設年価と維持管理費を合計した支出から、FIT利用による売電収入を除いた差が、水素製造に係るコストであると仮定。
- 水素製造単価は各ケースに応じて差があるものの、いずれも市場仕入価格(50円/Nm³-H₂)、及び、市場販売価格(100円/Nm³-H₂)を超える。
- 消化ガス由来の場合は、消化ガス精製コストが計上されるものの、天然ガスよりもガス購入費が安価であるため、トータルでは単価が低くなるものと考えられる。



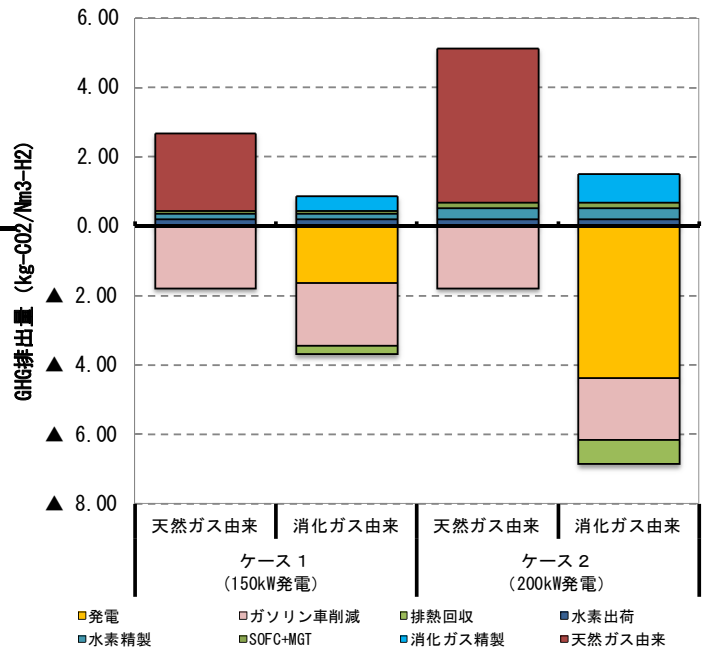
【参考】天然ガス由来水素との比較(温室効果ガス排出量の試算)

- 全てのケースにおいて、エネルギー利用量と温室効果ガス排出量の削減効果が見込め、その環境負荷削減効果はほぼ同等となる。
- また、天然ガス由来のGHG排出量と消化ガス精製によるGHG排出量を比較すると、消化ガス由来水素の方が、環境負荷削減の効果が大きい。

温室効果ガス排出量の算定結果



水素供給量あたりの温室効果ガス排出量

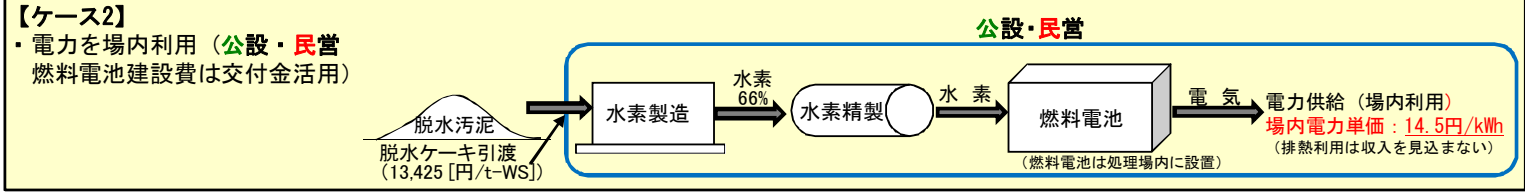


まとめ

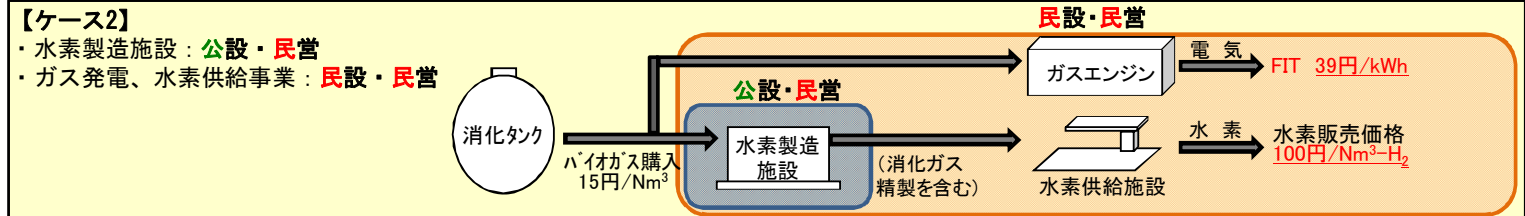
FS検討結果の評価（各モデルにおける最適なモデル案）

	弘前市モデル	埼玉県モデル	横浜市モデル
最適なモデル案	【ケース2】 電力場内利用 水素製造事業と発電事業を公設・民営 (水素製造コストを半減)	【ケース2】 水素製造を公設・民営、ガス発電・水素供給を民設・民営	【事業スキームA】民設・民営 【ケース2】200kW発電

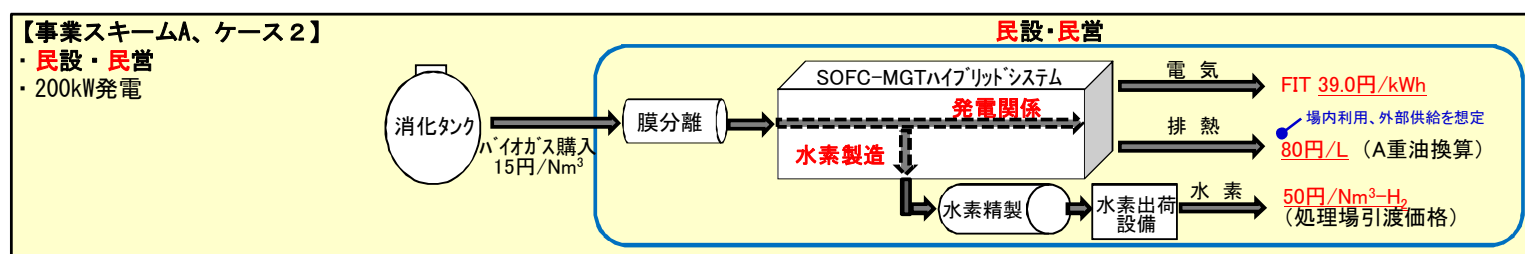
【弘前市モデル】



【埼玉県モデル】



【横浜市モデル】



38

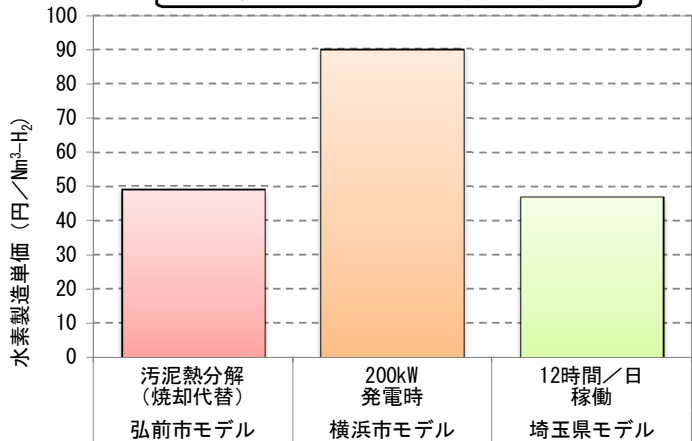
水素製造単価および 温室効果ガス排出量について

39

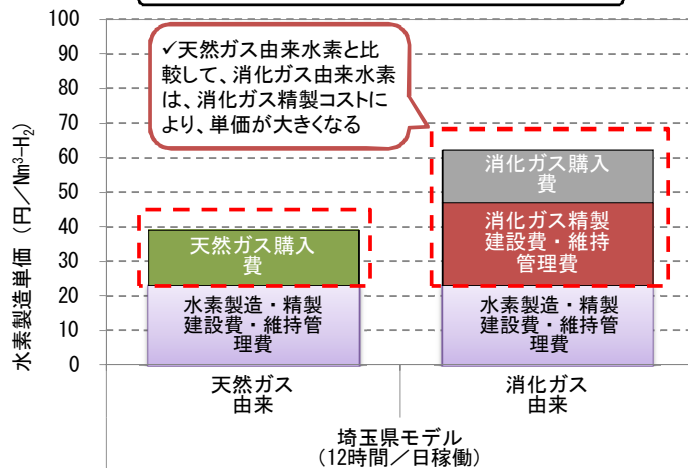
水素製造単価について（プラント引渡し価格を想定）

- 各モデルにおける水素製造単価を算定し比較（高純度水素を製造したプラント引渡し価格を想定）
- 弘前市モデルについては、水素製造（污泥熱分解）が污泥焼却代替であることから、水素製造に係るコスト（水素製造および水素精製）から焼却炉コストを差し引いたコストを、水素製造量で割った値を水素製造単価と想定。
- 横浜市モデルについては、SOFC燃料電池による発電と水素製造を切り分け、製造される水素ガスの精製コストを水素製造量で割った値を水素製造単価と想定。
- また、埼玉県モデルにおいて、原料調達まで含めて化石燃料由来水素と下水由来水素を比較すると、下水由来水素の製造単価は比較的高い。

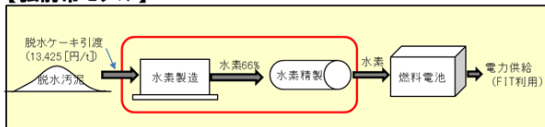
各モデルにおける水素製造単価



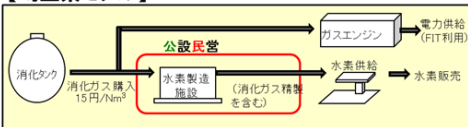
埼玉県モデルにおける天然ガスとの比較



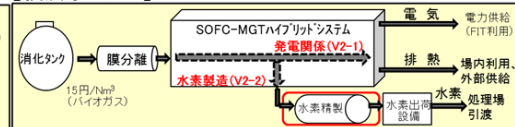
【弘前市モデル】



【埼玉県モデル】



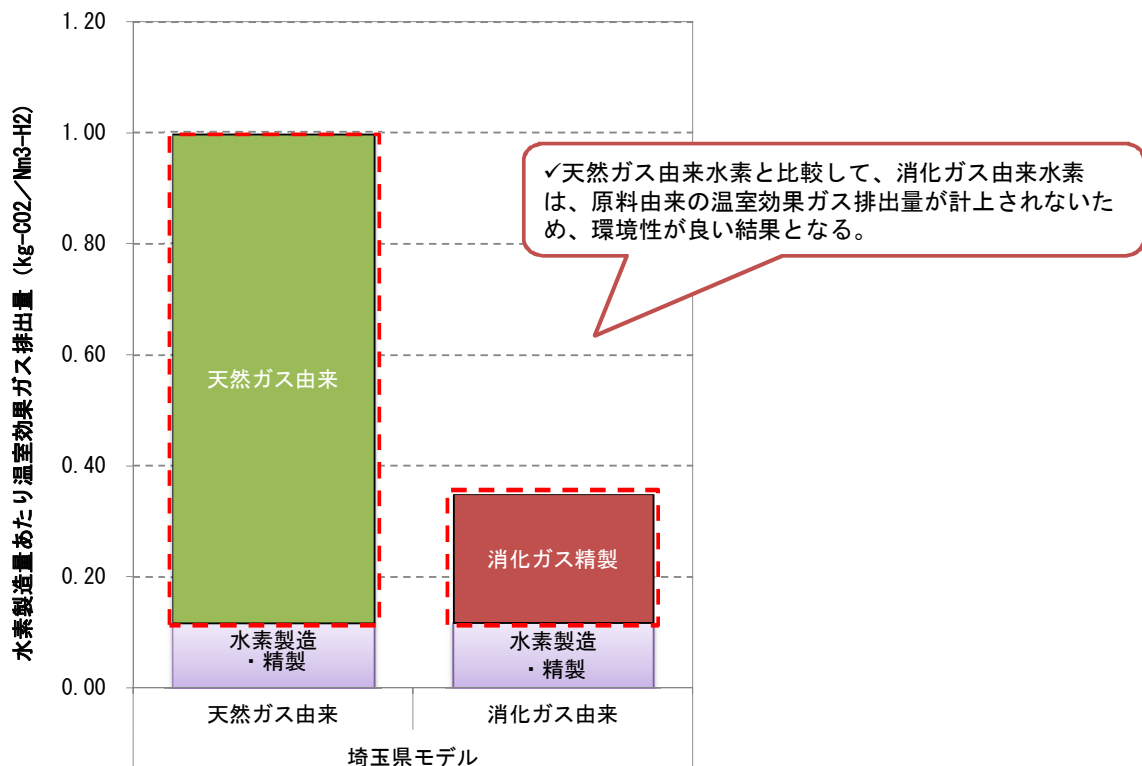
【横浜市モデル】



水素製造量あたりの温室効果ガス排出量（天然ガス由来水素との比較）

- 埼玉県モデルにおいて、原料由来の温室効果ガス排出量まで考慮すると、化石燃料由来水素と下水由来水素を比較した場合、下水由来水素の温室効果ガス排出量は少なく、環境性が高い。

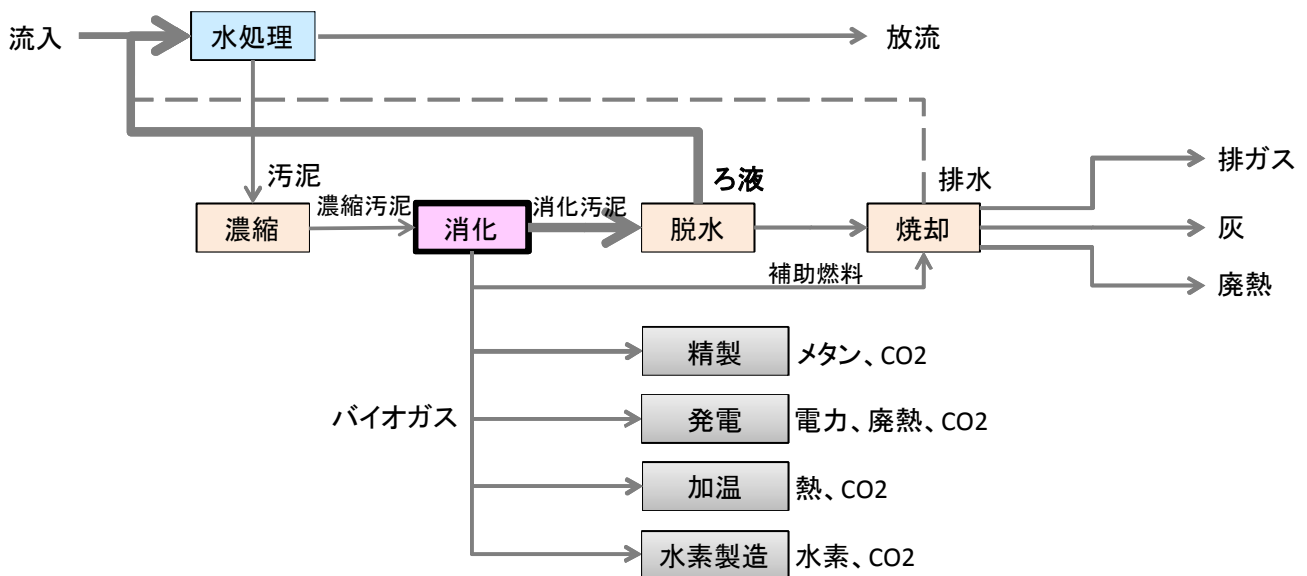
埼玉県モデルにおける天然ガスとの比較



その他

消化施設導入のメリット・デメリットについて

【参考】



導入メリット (効果)	導入デメリット (課題)
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 汚泥減量化による、汚泥処理処分の省エネルギー化・省コスト化 ➢ 有機物分解による、臭気低減 ➢ 消化ガス（メタン含有）による、エネルギー有効利用 ➢ 消化汚泥の資源としての有効利用（肥料利用等） ➢ 汚泥量・汚泥性状の安定化（変動吸収）など 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 消化施設のための用地、設備投資の追加（消化槽および付帯設備など）が必要 ➢ 水処理への返流水負荷増大（COD、NH4-N等）が見込まれ、水処理系列増設の可能性 ➢ 汚泥の難脱水化（脱水汚泥含水率の上昇、薬品使用量の増大等）や、リン化合物（MAP等）析出による汚泥配管等の閉塞の可能性 ➢ 汚泥中有機分の減少（汚泥焼却の補助燃料量の増大、コンポスト化時の発酵熱の低下等） ➢ 運転管理の難しさ（発泡防止、ボイラー資格、安全管理等）への対応や、硫化水素による腐食への対策が必要 など

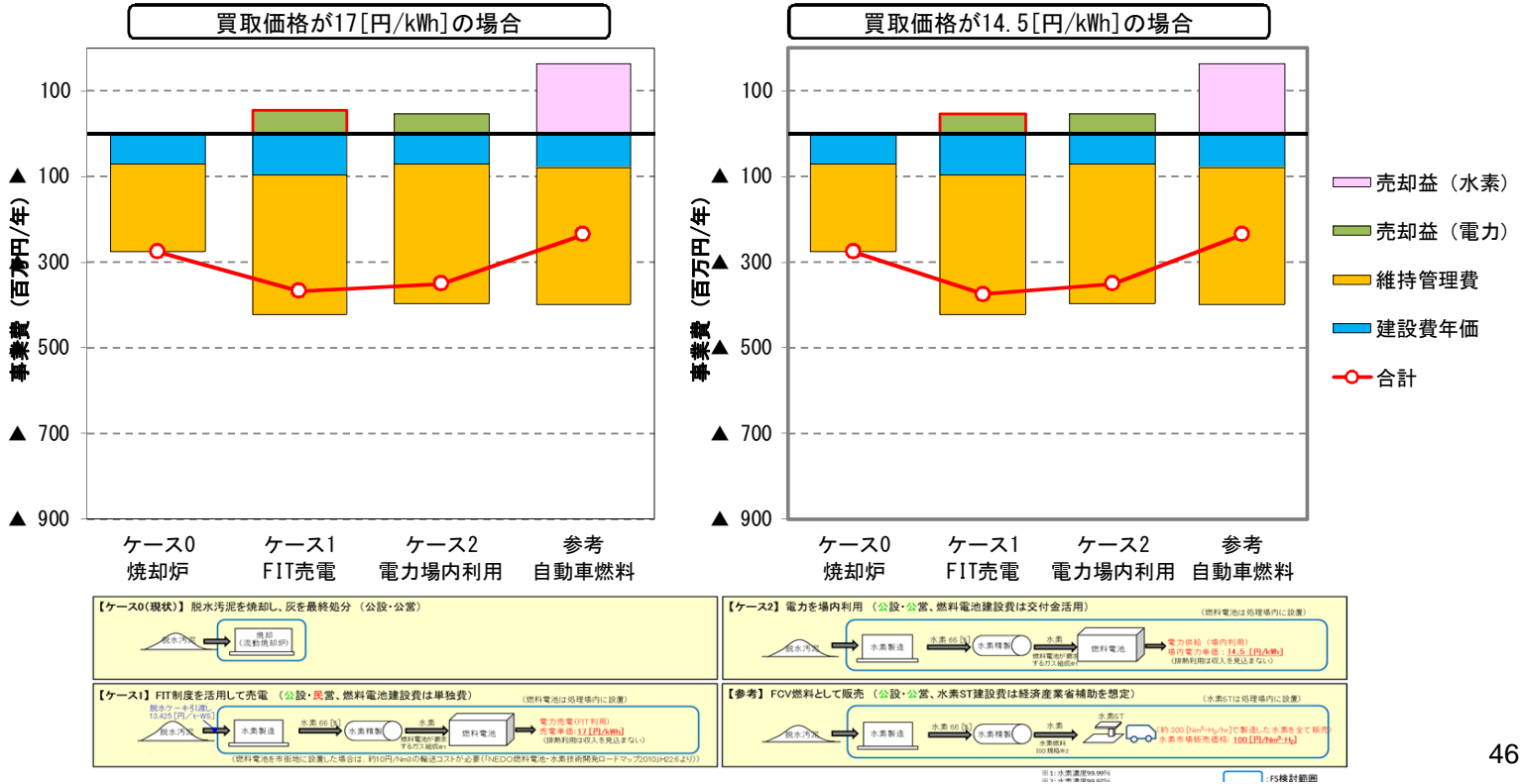
導入メリット（効果）	導入に向けた事業性の検討について
<ul style="list-style-type: none"> ① 汚泥減量化による、汚泥処理処分省エネルギー化・省コスト化 ② 有機物分解による、臭気低減 ③ 消化ガス（メタン含有）による、エネルギー有効利用 ④ 消化汚泥の資源としての有効利用（肥料利用等） ⑤ 汚泥量・汚泥性状の安定化（変動吸収） <p>など</p>	<ul style="list-style-type: none"> ① 消化による汚泥減量化（処理処分対象となる固形物量が減少）に伴う、施設や設備の省コスト化や機器の省エネルギー化を想定した経済性の検討が必要となる。 ② 消化による汚泥中の有機物分解に伴い、消化以降の汚泥処理工程における有機物分解による臭気発生が抑制され、維持管理が削減されることを想定した経済性の検討が必要となる。 ③ 消化ガス中のメタンガスをエネルギーとして有効利用することを検討し、有効利用方法（焼却炉補助燃料や消化槽加温、あるいは、発電利用や自動車用燃料利用など）に応じたガス精製（メタン高濃度化）工程について、複数ケースを想定した経済性の比較検討が必要となる。 ④ 消化汚泥を処分する際に再資源化して有効利用することを検討し、コンポスト化による肥料利用を想定した経済性の検討が必要となる。 ⑤ 消化汚泥は発生量および性状が比較的安定しているものの、消化槽への投入汚泥量および性状が大きく変動する場合は、その変動吸収分を施設設計に含める場合を想定した経済性の検討が必要となる。 <p>など</p>

導入デメリット（課題）	導入に向けた事業性の検討について
<ul style="list-style-type: none"> ① 消化施設のための用地、設備投資の追加（消化槽および付帯設備など）が必要 ② 水処理への返流水負荷増大（COD、NH4-N等）が見込まれ、水処理系列増設の可能性 ③ 汚泥の難脱水化（脱水汚泥含水率の上昇、薬品使用量の増大等）や、リン化合物（MAP等）析出による汚泥配管等の閉塞の可能性 ④ 汚泥中有機分の減少（汚泥焼却の補助燃料量の増大、コンポスト化時の発酵熱の低下等） ⑤ 運転管理の難しさ（発泡防止、ボイラー資格、安全管理等）への対応や、硫化水素による腐食への対策が必要 <p>など</p>	<ul style="list-style-type: none"> ① 消化槽を含めた施設配置（レイアウト）の最適化検討に伴い、必要に応じて用地取得を含めたコスト検討が必要となる。 また、消化槽や付帯設備などが必要となるため、これらについてもコスト検討が必要となる。 一方、施設配置や付帯設備については、複数ケースを想定して経済性を比較するなどの検討が必要となる。 ② 消化汚泥脱水ろ液等の返流水負荷（COD、NH4-N等）増大に伴う水処理への影響を考慮し、水処理系列増設の可能性を含め、水処理系列についても想定した経済性の検討が必要となる。 ③ 消化による汚泥の難脱水化に伴い、脱水汚泥含水率の上昇や、凝集剤等薬品の使用量増大等を想定した経済性の検討が必要とある。 また、リン化合物（MAP等）析出による汚泥配管等の閉塞の可能性を考慮した維持管理コストも想定した経済性の検討となる。 ④ 汚泥の消化による有機分減少に伴い、汚泥焼却時に必要な補助燃料量増大による維持管理費増大や、コンポスト化時の発酵熱低下による副資材費増大等を想定した経済性の検討が必要となる。 ⑤ 消化槽内の発泡防止技術や、ボイラー資格者の配置、あるいは可燃物を扱う上での安全対策などといった、消化施設の運転管理の難しさへの対応策や、硫化水素による施設の腐食対策に伴う維持管理費等を想定した経済性の検討が必要となる。 <p>など</p>

FIT制度における買取価格低下を仮定した試算(弘前市モデル)

【参考】

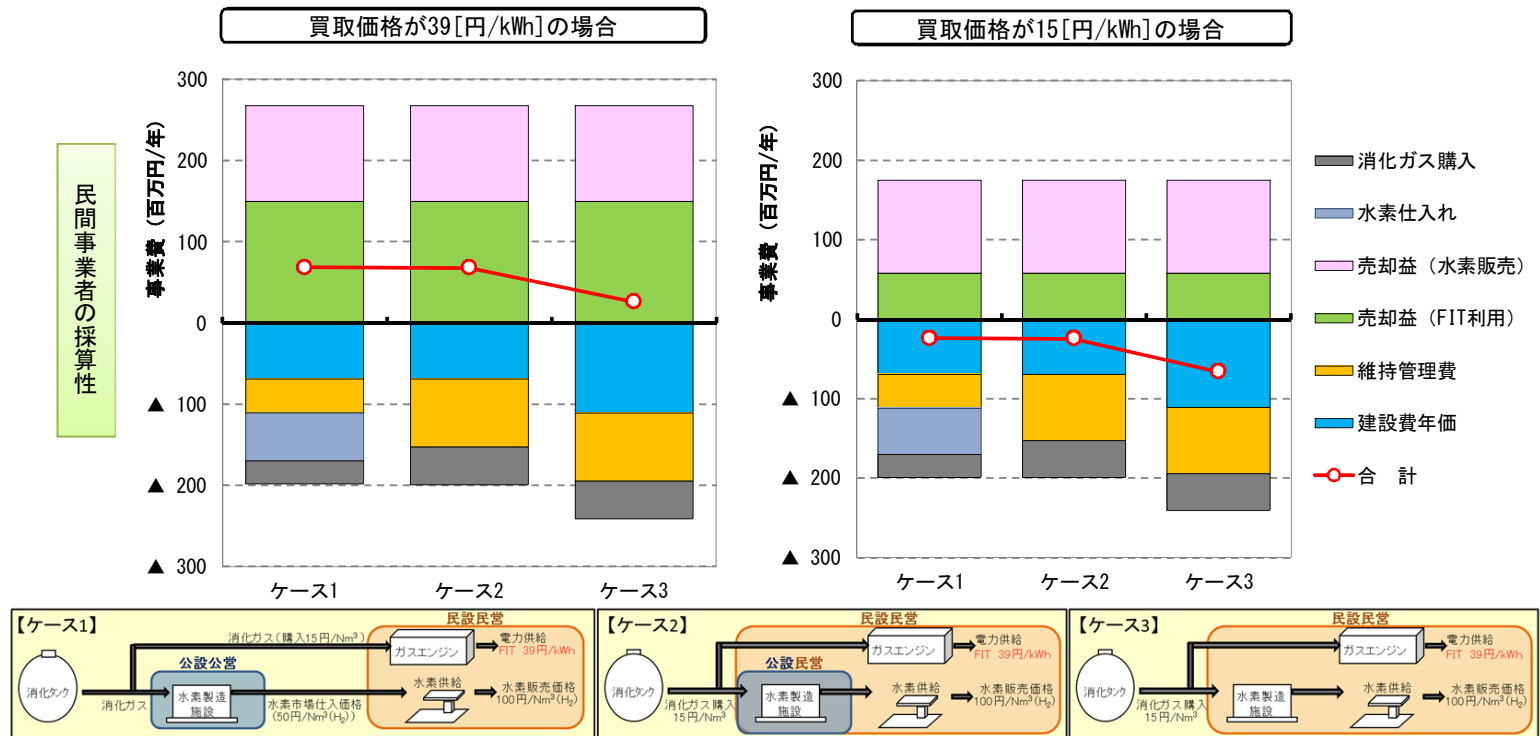
- 下水汚泥由来の発電におけるFIT買取価格が、太陽光発電と同様に下がる場合を仮定して試算。(場内電力利用(商用電力)並みに下がると仮定)
- 弘前市モデル(将来目標)の場合は、17[円/kWh]→14.5[円/kWh]を仮定。
- ケース1(FIT利用)において、売却益が減少し、事業性が低下する。



FIT制度における買取価格低下を仮定した試算(埼玉県モデル)

【参考】

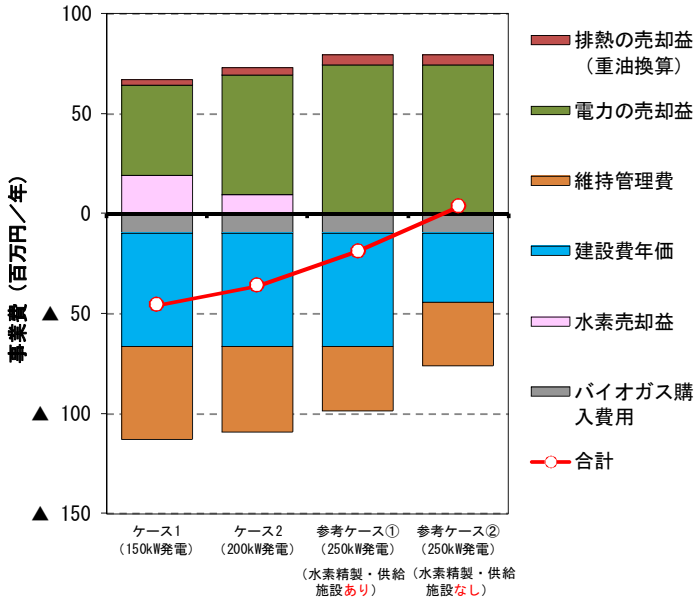
- 下水汚泥由来の発電におけるFIT買取価格が、太陽光発電と同様に下がる場合を仮定して試算。(場内電力利用(商用電力)並みに下がると仮定)
- 埼玉県モデルの場合は、39[円/kWh]→15[円/kWh]を仮定。
- 民間事業者において、売却益が減少し、事業採算性が確保できなくなる。



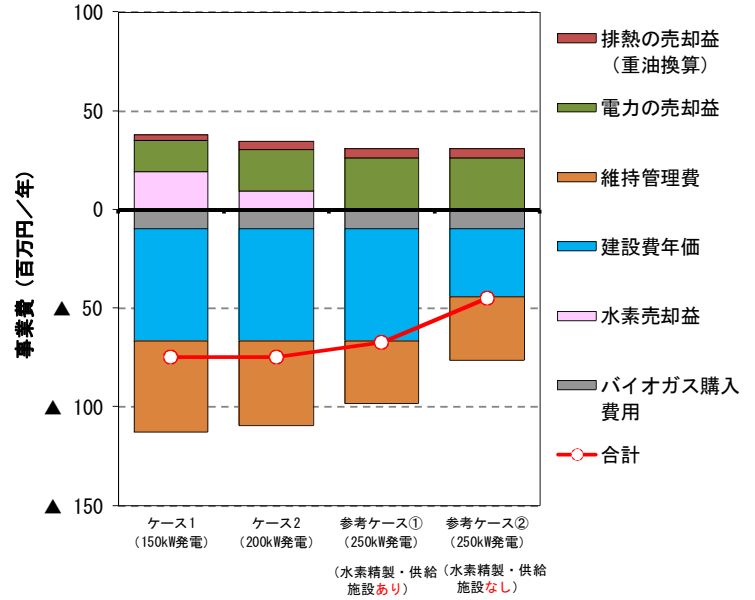
- 下水汚泥由来の発電におけるFIT買取価格が、太陽光発電と同様に下がる場合を仮定して試算。(場内電力利用(商用電力)並みに下がると仮定)
- 横浜市モデル(民設・民営)の場合は、39[円/kWh]→13.7[円/kWh]を仮定。
- 売却益が減少し、水素製造を行わない「参考ケース②」も採算性確保が困難。

事業スキームA(民設・民営)

買取価格が39[円/kWh]の場合



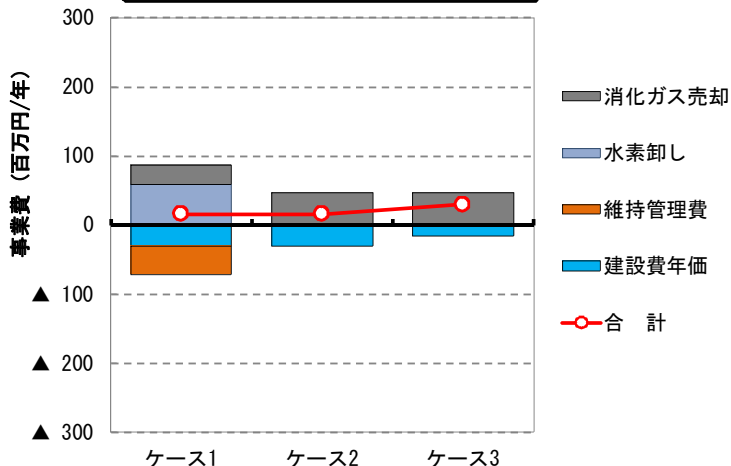
買取価格が13.7[円/kWh]の場合



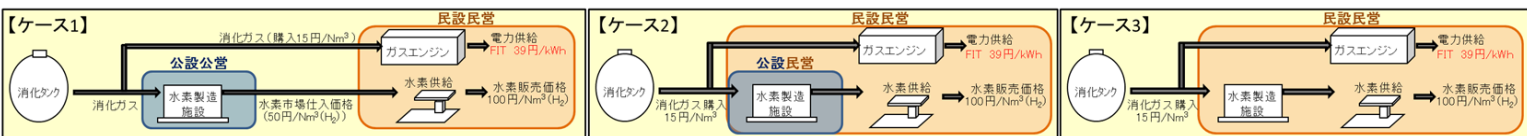
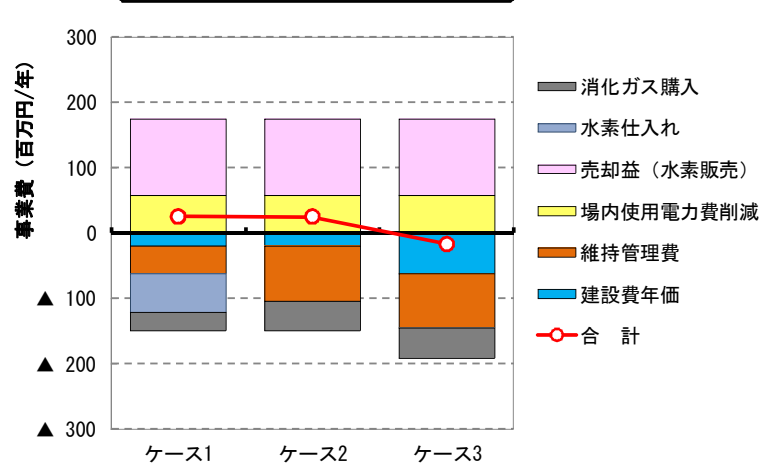
場内電力利用を想定した試算(埼玉県モデル)

- 下水汚泥由来の発電電力を場内利用する場合を仮定して試算。(発電機の建設費に交付金が充当されると仮定)
- 埼玉県モデルの場合は、場内電力単価として15[円/kWh]を仮定。
- 下水道管理者にとっては、発電機建設コスト分だけ支出が増えるために収支が低下し、民間事業者にとっては、場内電力利用単価がFIT利用の売電単価より安価であるために収支が低下し、ケース3では事業採算性が確保できない。

下水道管理者の採算性

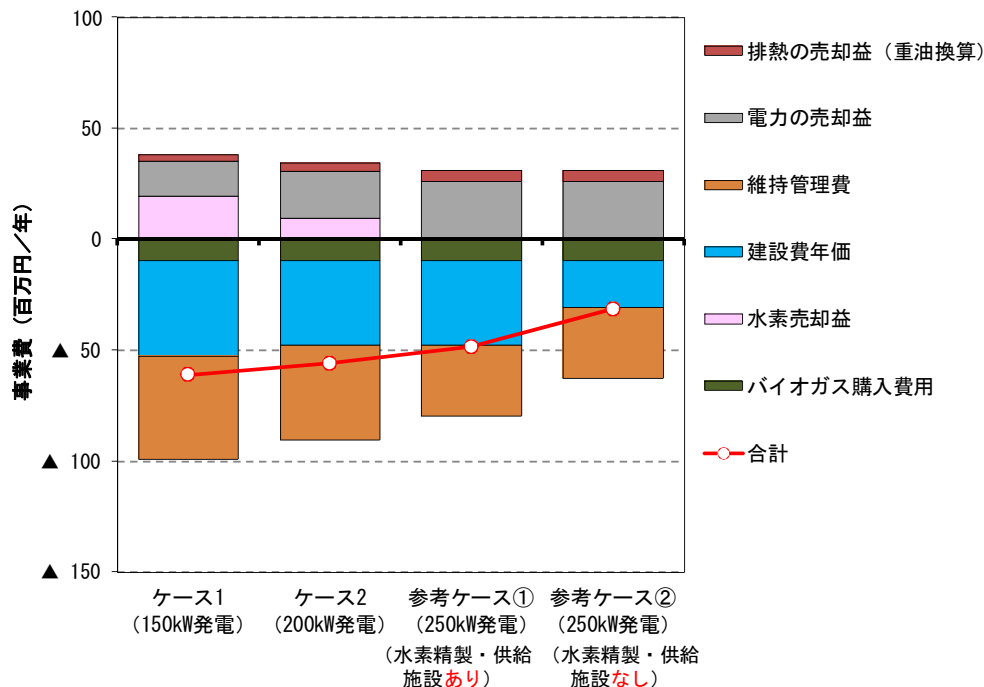


民間事業者の採算性



○下水汚泥由来の発電電力を場内利用する場合を仮定して試算。(発電機の建設費に交付金が充当された場合の民営を仮定)
 ○横浜市モデルの場合は、場内電力単価として13.7[円/kWh]を仮定。
 ○どのケースも事業採算性の確保は困難となる。

事業スキーム(民設(燃料電池のみ交付金充当・民営))



水素製造量あたりコストの他工業プロセスの値

技術		水素製造単価 (プラント引渡を想定)	算定範囲および算定条件
他工業プロセス例※	副生水素	苛性ソーダ	20 円/Nm ³ -H ₂ ・各種資料からの引用であり、詳細は不明。
		鉄鋼	24 ~ 32 円/Nm ³ -H ₂ ・各種資料から12~20円/Nm ³ ・「水素社会における水素供給者のビジネスモデルと石油産業の位置付けに関する調査報告書」, 石油産業活性化センター, 平成15年)では16.3円/Nm ³ であるが、最新のエネルギー価格に基づくくと28.1円/Nm ³ となり、上記の価格に比べ12円の上昇
		石油化学	20 円/Nm ³ -H ₂ ・各種資料からの引用であり、詳細は不明。
	目的生産 (既存設備)	石油精製	23 ~ 37 円/Nm ³ -H ₂ ・各種資料から10~24円/Nm ³ ・「水素社会における水素供給者のビジネスモデルと石油産業の位置付けに関する調査報告書」, 石油産業活性化センター, 平成15年)では11.1円/Nm ³ であるが、最新のエネルギー価格に基づくくと23.7円/Nm ³ となり、上記の価格に比べ13円の上昇。
		アンモニア	N. A. (記載なし)
	目的生産	化石燃料等改質	31 ~ 58 円/Nm ³ -H ₂ ・ランニングのみ ・改質器の設備費等は含まない。 ・改質効率を70%と想定。 ・都市ガス(工業・商業用) 1.7円/MJ, A重油1.4円/MJ, LPG2.9円/MJ, ナフサ1.8円/MJ ・PSA用電力は0.33kWh/Nm ³ -H ₂ 。2012年の電力平均単価16.5円/kWh
水電解		系統電力	84 円/Nm ³ -H ₂ ・ランニングのみ ・電解装置の設備費等は含まない。 ・電解効率を70%と想定。 ・系統電力は2012年の電力平均単価16.5円/kWh
	風力~太陽光	76 ~ 136 円/Nm ³ -H ₂ ・調達価格算定委員会資料に基づき、風力発電は30万円/kWh, 太陽光は10kW以上を29万円/kWh, 10kW未満を38.5万円/kWhとし、コスト等検証委員会の手法により発電単価を推計すると、各々14.9円/kWh, 23.6円/kWh, 26.8円/kWh ・水素製造は発電サイトでの電解を想定していることから、送電コストは含まない。	

水素製造量あたりの温室効果ガス排出量の他工業プロセスの値 【参考】

技術		水素製造量あたりのGHG排出量単位	算定範囲および算定条件
他工業プロセス例※	副生水素	苛性ソーダ	0.89~1.16 kg-CO2/Nm3-H2 ・重油代替～石炭代替 ・所内でボイラ等に燃焼利用されている水素を代替するために必要な化石燃料（A重油、B・C重油、LPG、都市ガス、石炭）の量を水素等価熱量をベースに推計。 ・水素は高純度であることから、水素精製に係るエネルギー投入は考慮しない。
		鉄鋼	1.00~1.28 kg-CO2/Nm3-H2 ・重油代替～石炭代替 ・COG（コークス炉ガス）からの水素分離のためにPSAを想定 ・系統電力のCO2排出係数は2010年の0.35kgCO2/kWhを想定 ・COGからH2をPSAによって取り除いた後の他のガスはCOG系統へ戻されることから、所内でボイラ等に燃焼利用されているCOG含有中の水素を代替するために必要な化石燃料（A重油、B・C重油、LPG、都市ガス、石炭）の量を水素等価熱量をベースに推計。 ・PSA用電力原単位は0.33kWh/Nm3-H2（「水素社会における水素供給者のビジネスモデルと石油産業の位置付けに関する調査報告書」、石油産業活性化センター、平成15年）を想定。
		石油化学	N. A. (記載なし)
	目的生産（既存設備）	石油精製	0.95 kg-CO2/Nm3-H2（都市ガス） 1.08 kg-CO2/Nm3-H2（LPG） 1.13 kg-CO2/Nm3-H2（ナフサ） ・改質効率は70%を想定 ・改質後は水素精製にPSAを想定 ・系統電力のCO2排出係数は2010年の0.35kgCO2/kWhを想定 ・水素製造に、石油精製ではナフサやLPG、アンモニア製造では化石燃料全般を使用していることから、都市ガス、LPG、ナフサを対象として推計。
		アンモニア	
目的生産	化石燃料等改質	・改質後は水素精製にPSAを想定。PSA用電力原単位は鉄鋼のCOGと同じ値を使用しているが、改質後の混合ガス成分が異なるため、実際とは異なると考えられる。	
	水電解	0.00~1.78 kg-CO2/Nm3-H2（再生可能エネルギー～系統電力） ・電解効率は70%を想定 ・系統電力のCO2排出係数は2010年の0.35kgCO2/kWhを想定	

※ 水素・燃料電池戦略協議会ワーキンググループ（第5回）平成26年4月14日配布資料より 52

再エネ等を活用した水素社会推進事業（環境省事業、一部経済産業省連携事業） 【参考】

地域再エネ水素ステーション導入事業（経済産業省連携） 65億円の内数

平成28年度予算案
6,500百万円(2,650百万円)

低炭素な水素社会の実現と、燃料電池自動車の普及・促進のため、再エネ由来の水素ステーションを導入

＜実施期間：平成27年度～平成31年度＞

- 平成31年度までに再エネ由来の水素ステーションを100箇所程度整備することを目標。
- 平成28年度及び29年度は、太陽光、風力、バイオマス、小水力など地域特性に即した、オンサイトかつ再エネ由来の水素ステーション導入を加速し、地域水素社会のモデルを構築するため、自治体を中心に概ね47都道府県に水素ステーションの全国展開を図る。
- それ以降については、経産省とも連携しつつ、地域水素社会を構築するため、オンサイトかつ再エネ由来の水素ステーションを民間中心に全国展開を図る。

事業スキーム



補助上限額1.2億円（発電設備、水素ステーション一式、工事費を対象）

補助要件

- FCVの調達、着実な日常利用
- 既存水素ステーションとの距離確保、FCVの使用地域を効果的に拡充
- FCV及び水素ステーションに係る将来の適切な普及ビジョン等

＜地域水素社会のイメージ＞





平成27年度 地域再エネ水素ステーション導入事業 採択事業一覧

番号	事業実施の代表者 (共同実施者)	事業概要
1	熊本県	<ul style="list-style-type: none"> 平成27年3月策定「熊本県燃料電池自動車普及促進計画」では、2030年に県内の燃料電池自動車(FCV)が約8,000台に到達するなど位置づけ。 既存水素ステーション(福岡県北九州市)との最短走行距離が約170kmで、今回設置する水素ステーションとの連携により、FCVの使用領域が九州全域に拡大。 スマート水素ステーション(水素製造量1.5kg/日、常用圧力35MPa)を導入。既設太陽光発電設備を活用。
2	神戸市	<ul style="list-style-type: none"> 平成27年3月策定「神戸市燃料電池普及促進ロードマップ」では、2030年に市内の燃料電池自動車(FCV)普及目標台数を約10,000台、水素ステーション整備目標基数を7基等と位置づけ。 既存の水素ステーション(兵庫県尼崎市)との最短走行距離が約50km。 スマート水素ステーション(水素製造量1.5kg/日、常用圧力35MPa)を導入。既設太陽光及び風力発電設備を活用。
3	徳島県	<ul style="list-style-type: none"> 平成27年3月策定「徳島県水素グリッド構想(中間報告)」では、2025年に県内の燃料電池自動車(FCV)を1,700台、水素ステーションを6基、2030年にそれぞれ3,600台、11基等と位置づけ。 既存の水素ステーション(兵庫県尼崎市)との最短走行距離が約140kmで、今回設置する水素ステーションとの連携により、FCVの使用領域が関西圏、四国全域に拡大。 スマート水素ステーション(水素製造量1.5kg/日、常用圧力35MPa)及び太陽光発電設備を導入。
4	宮城県	<ul style="list-style-type: none"> 「(仮称)みやぎ水素エネルギー利活用推進ビジョンの骨子」では、燃料電池自動車(FCV)導入と水素ステーション整備促進プロジェクトを重点的に進め、FCVの走行範囲拡大を目指す等と位置づけ。 既存の水素ステーション(埼玉県春日部市)との最短走行距離が約327kmで、今回設置する水素ステーションとの連携により、FCVの使用領域が四大都市圏に加え、東北全域に拡大。 スマート水素ステーション(水素製造量1.5kg/日、常用圧力35MPa)及び太陽光発電設備を導入。
5	三井住友 ファイナンス&リース 株式会社 (埼玉県)	<ul style="list-style-type: none"> 共同事業者である埼玉県が平成27年4月に策定した「埼玉県燃料電池自動車・水素ステーション普及構想」では、2020年に県内の燃料電池自動車普及目標台数を6,000台、水素ステーション普及目標基数を17基、2025年にそれぞれ60,000台、30基等と位置づけ。 埼玉県庁の周囲10km以内に2箇所の水素ステーションが開所(もう1箇所整備中)し、更に県庁敷地内に整備することで、面的に広がりをもって水素ステーションを利用でき、燃料電池自動車の普及に寄与。既存の水素ステーション(埼玉県戸田市)との最短走行距離は約6km。 スマート水素ステーション(水素製造量1.5kg/日、常用圧力35MPa)を導入。既設太陽光発電設備を活用。