

唐津スマートレジリエンス拠点構築事業

唐津市浄水センターを中心としたエリアの
全体デザインのF / S調査
成果報告書
(概要版)

2019年3月

株式会社日立パワーソリューションズ
株式会社日立製作所
株式会社NTTデータ経営研究所
唐津瓦斯株式会社
学校法人早稲田大学

目 次

第1章 唐津市浄水センター（下水処理場）を中心としたエリアの全体デザインのF/S調査

1. 未利用の再生可能エネルギーのポテンシャルの調査と有効利用可能量の調査検討	
1) 太陽光発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査	1
2) 風力発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査	2
3) 小水力発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査	4
4) 地域のバイオマスを活用したバイオマス発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査	4
5) 消化ガスを利用したバイオマスエネルギーのポテンシャルと有効利用可能量の調査	4
6) その他の再生可能エネルギー導入に係るポテンシャルと有効利用可能量の調査	5
2. 再生可能エネルギー導入による熱利用の検討	
1) 消化ガスエンジンの廃熱利用	6
2) 太陽熱利用	6
3. 温水プールや下水処理場等の施設のエネルギーコストの削減策のシミュレーション	
1) 熱の利用方法の検討	7
2) 経済性の検討	13
4. 蓄電池の併設による消防署との連携に係る防災機能の強化策の検討	
1) 蓄電池システムの検討	15
2) 蓄電池の種類と特徴	16
3) 唐津スマートレジリエンス拠点構築事業における蓄電池の活用	17
5. 近隣エリアの公共施設のエネルギー高度化に係る検討	
1) 電力使用量調査	18
2) 電力使用量計測	18
3) 浄水センターエリア6 需要家のエネルギー高度化に係る検討	19
6. EMSの調査検討および自己託送の調査検討	
1) EMSの調査検討	20
2) 自己託送の調査検討	23
7. 市民や学生を対象としたエネルギー高度化に係る教育としてのエネルギーの見える化の検討	24
8. 導入した再生可能エネルギー設備の二酸化炭素削減効果などの試算	24

9. 水素ステーションの設置検討	25
10. その他エネルギー高度化に資する検討	27

第2章 太陽光発電設備導入に関するF/S調査

1. 最も発電効率の良いと想定される設置場所の検討	29
2. 水処理棟上部を利用する際の強度計算	31
3. 候補地5、候補地8、候補地10の検討	31
4. 導入設備容量の検討と予想発電量のシミュレーション	32
5. 最適な太陽光発電設備に係る仕様、施工方法、単線結線図、モジュール毎のメリット・デメリット	
1) 地上設置の場合	33
2) モジュール毎のメリット・デメリット	35
6. 設置後の維持管理の検討	
1) 保安規程	36
2) 電気主任技術者	38
3) 法令以外の維持管理	38

第3章 全体デザイン構築に係るコストシミュレーション等の調査

1. エネルギー設備導入による中長期的なコストシミュレーション	39
2. 浄水センターエリア内設備のメンテナンスを行う企業創設の可能性調査	
1) 検討の考え方	41
2) 導入設備の保守点検実施体制	41
3) メンテナンス事業の評価方針	42
3. 保守点検事業の事業性評価および地域経済活性化効果の検討	
1) メンテナンスコストの算出	43
2) 新会社の事業性検討	43
3) 地域経済波及効果の算出	44
4) 新会社に委託した場合の唐津市のメリットの評価	45

4. 地域エネルギー会社を創出した場合の運営についてのコスト体制の整理、シミュレーション	
1) シミュレーションの前提条件	46
2) 算定結果	47
3) 事業リスクの分析	48
5. 地域エネルギー会社運営基盤の強化策の検討	49
第4章 スマートレジリエンス構想の実現に向けた調査	
1. はじめに	51
2. スマートレジリエンス構想に適合した指標の提案と評価～エネルギーの有効利用に着目して～	
1) 評価対象ケース	51
2) 評価指標の提案	51
3) 各 Case のエネルギーフロー	53
4) 各 Case の比較・考察	57
3. レジリエンス拠点の構築に向けた参考事例の調査	
1) 防災拠点としての清掃工場	59
2) 下水処理施設のエネルギー拠点化	60
4. おわりに	61
第5章 消化ガス(下水バイオガス)発電設備設置	62
第6章 先進事例調査及び先進地視察	63

第1章 唐津市浄水センター（下水処理場）を中心としたエリアの全体デザインのF/S調査

1. 未利用の再生可能エネルギーのポテンシャルの調査と有効利用可能量の調査検討

1-1. 調査結果概要

唐津市浄水センターを中心としたエリアでの再生可能エネルギーのポテンシャルと有効利用可能量の調査を行い、ポテンシャルとしては、太陽光発電、風力発電、風レンズ風車、小水力発電、バイオマス発電の各々について検討を行った。調査結果としては、浄水センター内での太陽光発電に関しては、設置可能全量は、4,165kW程度が想定され、そのうち設置可能な場所の向き、面積、設置状況を勘案して、出力ベースで1,798kW程度が見込まれる。風力発電に関しては風況が5m/s弱程度と想定され、浄水センター内での大型風力発電の導入は難しいと想定される結果であったが、弱い風を1.3～1.5倍に増速させることのできる風レンズ風車の導入は見込める結果であった。また、小水力発電は、浄水センターから排出される放流水ポンプによる水力発電として出力4kWが見込まれ、バイオマス発電は、今回導入した消化ガス（下水バイオガス）を燃料とした発電設備を100kW（25kW×4台）の結果としてまとめた。

1-2. 調査結果

本項では、未利用の再生可能エネルギーのポテンシャルを唐津市全体及び浄水センターを中心としたエリアで調査を行い、それぞれの有効利用可能量を調査する。

1) 太陽光発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査

① 唐津市の太陽光発電のポテンシャル

唐津市の日射量は、日本海側のため、冬季は小さいが、春季、夏季、秋季は、全国的に見ても大きく、年間の平均日射量は、3.54kWh/m²・日である。太陽光発電の導入ポテンシャルとしては、唐津市の有効面積から見ると約4,000TJを想定している。

② 浄水センターエリアの太陽光発電のポテンシャル

浄水センターを中心としたエリアは、3方を海に囲まれているため、十分な日射が想定され、今回の調査では、表-1.1に示す10カ所を対象に太陽光発電設備導入可能量を算出した。

表-1.1 太陽光発電設備導入可能量

No.	場所名	設置角度	設置可能容量	設置可能性
1	温水プール脇	10°	53kW	×
2	野球場	10°	874kW	×
3	水処理棟上部	0°	864kW	△
4	水処理棟南側	10°	185kW	○
5	水処理棟横駐車場	10°	359kW	○
6	運動場	10°	1,176kW	×
7	東側駐車場	10°	264kW	×
8	消化ガスタンク後ろ側	10°	151kW	○
9	水処理棟北東側斜面	10°	139kW	△
10	東側駐車場奥	10°	100kW	○
	合計		4,165kW	(1,798kW)

浄水センターを中心としたエリアでの太陽光発電設備の設置可能量は、4,165 kWに対して、諸条件より、候補地3,4,5,8,9,10が設置可能な場所であり、その有効利用可能量は、1,798 kW(38.7%)となる。

2) 風力発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査

① 唐津市の風力発電のポテンシャル

唐津市西側の東松浦半島の上場台地および海岸部は、平均風速が6.0 m/s～7.5 m/sと風況がよく、1,500 kW以上の風力発電設備が23基設置されており、2基の小容量機も含めると、総出力は35,695 kWとなる。これらの陸上風力の導入ポテンシャルは、年間の稼働率を20%とすると、現時点では、225 T Jと計画時点より多くなっている。

また、唐津市は、玄界灘に面しており、洋上風力の導入ポテンシャルは、熱量換算で年間約3,100 T Jあるが、まだ、洋上風力はない。

② 浄水センターエリアの風力発電のポテンシャル

浄水センター周辺の風況を図-1.1に示す。浄水センター周辺の風況は、5 m/s程度であり、一般的には風力発電を行うには、風が弱く、大型風力発電には適していないが、弱い風を1.3～1.5倍に増速させることのできる風レンズ風車などは、設置することは可能と考える。



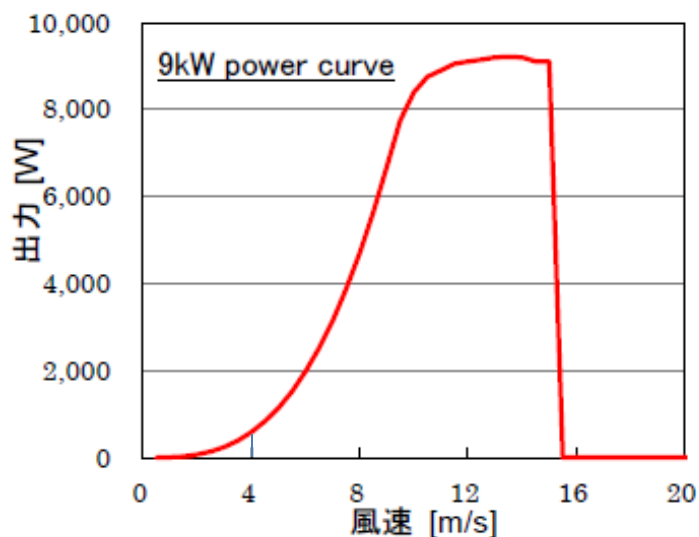
図-1.1 浄水センター付近の地上高30mでの風況マップ

現状の計画では、別事業で風レンズ風車を9 kW×2基、20 kW×1基導入を計画している。



図-1. 2 風レンズ風車 (9 kW)

図-1. 2に示す9 kW風レンズ風車は、3 kW風車（系統連系タイプは5 kW）を3つ組み合わせたマルチロータである。9 kW風車のパワーカーブを図-1. 3に示す。



(九州大学データより)

図-1. 3 9 kW風車のパワーカーブ

風車システム中心の高さは、13.5 mであるので、年間平均風速を4 mとした場合、年間の予想発電量は、九州大学のデータでは7,884 kWhとなっており、総出力が38 kWであることから、

$$7, 884 \text{ kWh} \times 38 \text{ kW} / 9 \text{ kW} = 33, 288 \text{ kWh}$$

となり、有効利用可能量は、1年間で33, 288 kWhと予想される。

3) 小水力発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査

① 唐津市の小水力発電のポテンシャル

唐津市の東側の天山・脊振山系の山地部に、小水力発電のポテンシャルがある。

唐津市七山の「観音の滝」一帯で、小水力発電所の建設計画が進められており、小水力発電の発電量は、472万kWを想定している。

平成29年度に実施した「唐津市地域エネルギー創出事業企画調査」においては、巖木川小水力発電や伊岐佐川小水力発電の検討を実施し、特に伊岐佐川小水力発電については事業性を検討している。

② 浄水センターエリアの小水力発電のポテンシャル

浄水センターエリアは、平地であり、自然落差を利用した小水力発電のポテンシャルはない。

浄水センターでは、市内から集めた下水を水分と汚泥に分離し、水分は薬品処理後、放流しており、放流水位と放流面に水位差があれば、小水力発電に利用できる。

流量が10m³/分の4台の放流水ポンプで、落差4mとして、発電出力、発電量を試算した結果、

$$\text{発電出力 (kW)} = 9.8 \times 4 \text{ (m)} \times 0.17 \text{ (m}^3/\text{秒)} \times 0.6 = 4.0 \text{ (kW)}$$

となり、4kWの発電が可能となると考えられる。したがって、有効利用可能量は、

$$4 \text{ (kW)} \times 8,580 \text{ (h)} = 34,320 \text{ (kWh)}$$

となる。

4) 地域のバイオマスを活用したバイオマス発電のポテンシャルと有効利用可能量の調査

① 唐津市のバイオマス発電のポテンシャル

木質バイオマスに関しては、唐津市は、森林面積が25,860haあり、市の総面積の51.3%を占めており、年間11,250MWh（発電出力：1.3MW）の発電が可能であると、唐津市バイオマス構想の構想書に報告がある。

② 浄水センターエリアのバイオマス発電のポテンシャル

浄水センターでは、下水処理場において発生する消化ガスがあり、この消化ガスの利用については次項で説明する。

5) 消化ガスを利用したバイオマスエネルギーのポテンシャルと有効利用可能量の調査

浄水センターでは、下水処理場において消化ガスが発生しており、表-1.2に、平成29年度の消化ガス発生量と利用量を示す。

表-1. 2 消化ガス発生量 (平成29年度実績)

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	
発生ガス量		Nm ³ /月	61,556	61,789	53,125	57,115	51,833	49,273
加温ヒータガス流量		Nm ³ /月	13,953	10,950	6,875	3,823	4,850	6,733
余剰ガス 流量	実際	Nm ³ /月	30,885	33,317	31,297	33,525	27,831	25,329
	調整	Nm ³ /月	47,603	46,378	44,524	53,292	46,983	39,081

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計	
発生ガス量		Nm ³ /月	50,709	49,423	51,725	49,277	45,636	51,759	633,220
加温ヒータガス流量		Nm ³ /月	9,137	12,187	12,625	16,832	9,601	13,982	121,548
余剰ガス 流量	実際	Nm ³ /月	27,633	25,987	33,981	20,993	22,745	28,058	341,581
	調整	Nm ³ /月	41,572	37,236	39,100	32,895	36,035	37,777	502,476

※ 余剰ガスの実際は計測値、調整は発生ガス量から加温ヒータガス流量を引いた計算値

現状、発生ガスのうち、下水汚泥加温のために、約20%は加温ヒータに使用され、余剰ガスは、余剰ガス焼却装置にて焼却処理を行っており、この余剰ガスを用いて、バイオガス発電を行うことが可能である。余剰ガスに実際と調整があるが、実際値(実測値)を用いて検討を行うこととした。

平成29年度の1時間平均の余剰消化ガス量は、

$$341,581 \text{ Nm}^3 / 8,760 \text{ h} = 39.0 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

である。この余剰ガスで25kWのガスエンジンを運転すれば、年平均2.9台の運転ができる。

消化ガス(下水バイオガス)の有効可能利用量については、

$$25 \text{ kW} \times 2.9 \text{ 台} \times 355 \text{ 日} \times 24 \text{ 時間} = 617,700 \text{ kWh}$$

の発電が可能であり、有効可能利用量は、617,700 kWh/年となる。

6) その他の再生可能エネルギー導入に係るポテンシャルと有効利用可能量の調査

その他の再生可能エネルギーとして、地中熱利用、温度差熱利用、海洋エネルギーなどがある。

地中熱利用としては、市内の(株)ワイビーエムが安定した温度の地下水の熱を利用したシステムを構築し、運用している。温度差熱利用は、地下水、河川水、下水などの水源を熱源とするものであり、佐賀大学で50kW温度差発電の実証を行っている。波力、潮力などの海洋エネルギーは、玄界灘に面した唐津市においては、熱量換算で約7,000TJの導入ポテンシャルがある。

2. 再生可能エネルギー導入による熱利用の検討

2-1. 調査結果概要

今回導入する消化ガスエンジンの排熱回収を想定した調査を実施し、廃熱により75℃の温水を想定し、その有効利用可能量としては、3,667GJ/年が見込まれる結果であった。現在、浄水センターの下水処理時に消化ガスを燃料とした温水ヒータにより、65℃の温水を作り、熱交換器を用いて下水汚泥の加温に用いているが、さらにこの廃熱を利用して加温が可能と考えられる。次に、浄水センターに隣接する温水プールへの廃熱供給も考えられる。温水プールの加温に利用すれば、従来使用している温水ボイラーの燃料費(LPガス)の削減に繋がるものという結

果であった。また、浄水センターのエリア内に太陽熱利用として100枚程度の真空二重管方式のパネルの導入可能性に関して調査を行い、538,723MJ/年の有効利用可能量としての調査結果であった。

2-2. 調査結果

本項では、再生可能エネルギー導入による熱利用の検討を行い、有効利用可能量を調査する。再生可能エネルギーとして、浄水センターのバイオガス（下水バイオガス）と太陽熱について調査する。

1) 消化ガス発電設備の廃熱利用

ガスエンジンは発電を行うが、同時に廃熱が発生し、温水（75℃程度）として回収ができ、コージェネレーション（電気・熱併給システム）として利用できる。

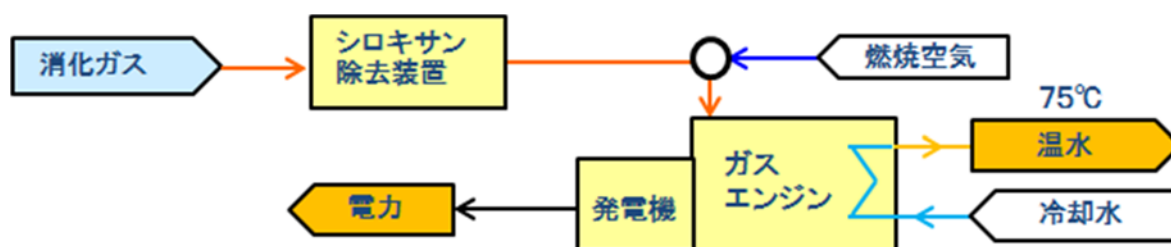


図-1. 4 消化ガスエンジンコージェネレーションのフロー図

導入を計画しているガスエンジンの廃熱回収熱量は、定格出力時に、40.6kWである。年間の運転日数を355日として、年間の平均稼働台数が2.9台であり、1kWhは、3.6MJに相当するので、

$$1,018,540 \text{ kWh/年} \times 3.6 \text{ MJ/kWh} = 3,667 \text{ GJ/年}$$

の熱量が、有効可能使用量となる。

2) 太陽熱利用

太陽熱利用には、トラフ型と真空二重管型がある。トラフ型は、曲面鏡の曲率中心に太陽熱を集熱し、中心に配置した集熱管に流れる液体を加熱し、最大190℃まで加熱することができる。一方、真空二重管型は、平面タイプであり、供給可能温度は、最大100℃である。

この太陽熱利用をNEDOの日射量データを用いて、真空二重管方式のパネル100枚を唐津市に導入した場合の集熱量を試算した。唐津市において、約30m×10m程度の平地に、真空二重管パネルを20枚×5列（パネル枚数100枚）を設置した場合、年間538,723MJの熱を利用できることになる。

3. 温水プールや下水処理場等の施設のエネルギーコストの削減策のシミュレーション

3-1. 調査結果概要

この調査項目では、浄水センター付近でのガスエンジン廃熱利用先の検討を実施し、汚泥処理加温、温水プール、管理棟空調で利用した場合を Case 別に検討を行った。エネルギーの高度化を図るため、消化ガスエンジンの稼働率を考慮し、消化ガスの利用率、温水利用率などの効果を図りつつ、イニシャルコストやメンテナンスコスト、さらに、導入による電気やガスの料金削減効果を考慮してケースごとに整理し、廃熱の供給先として汚泥加温とプールへ熱供給を行った方が投資回収年が短いという結果であった。

3-2. 調査結果

1) 熱の利用方法の検討

図-1. 5に、現状の熱利用先および供給ガス種類を整理した。

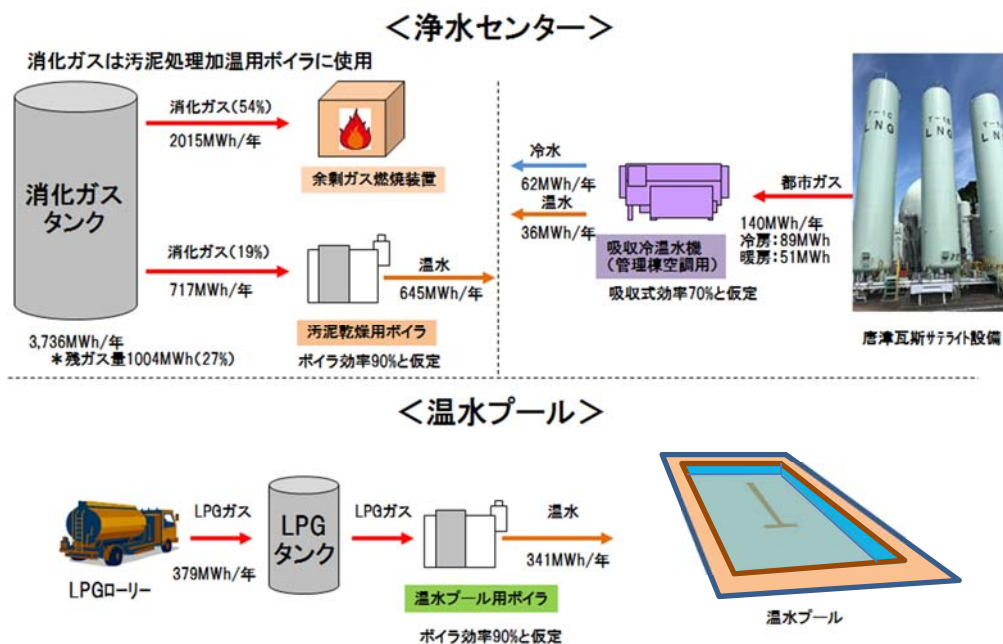


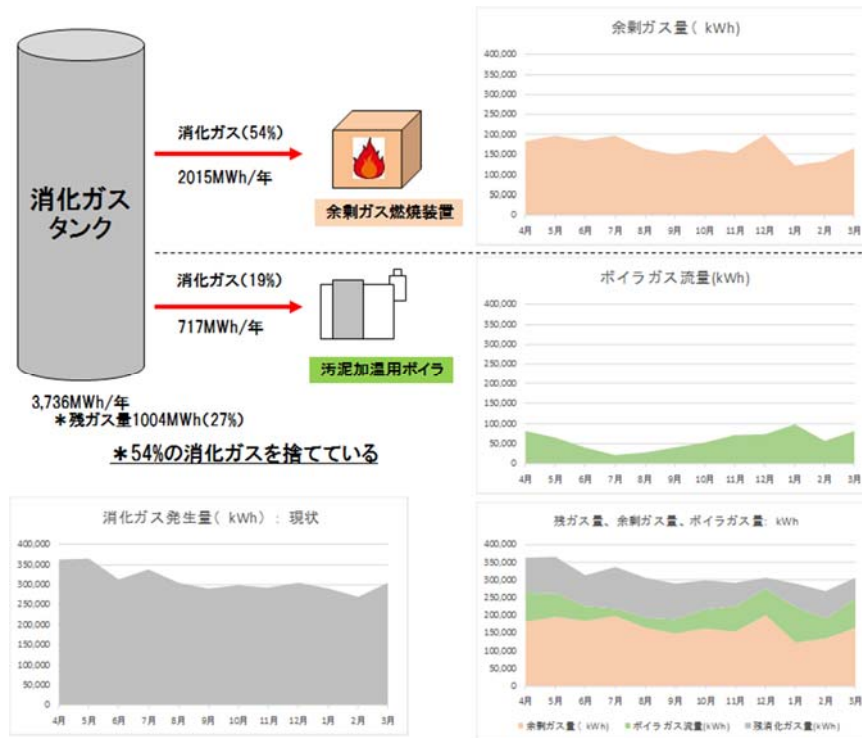
図-1. 5 現状の熱利用先および供給ガス種類

本図より、消化ガス発電設備の廃熱利用先として、下記の3案がある。

- a. 下水汚泥の加温を、消化ガスを燃焼させて生成した温水の代替として、廃熱温水を利用
- b. 温水プールの温水ボイラ（LPGガス燃料）による加温の代替として、廃熱温水を利用
- c. 浄水センターの空調用に吸収式冷凍機の熱源として、廃熱温水を利用

① 現状の熱利用

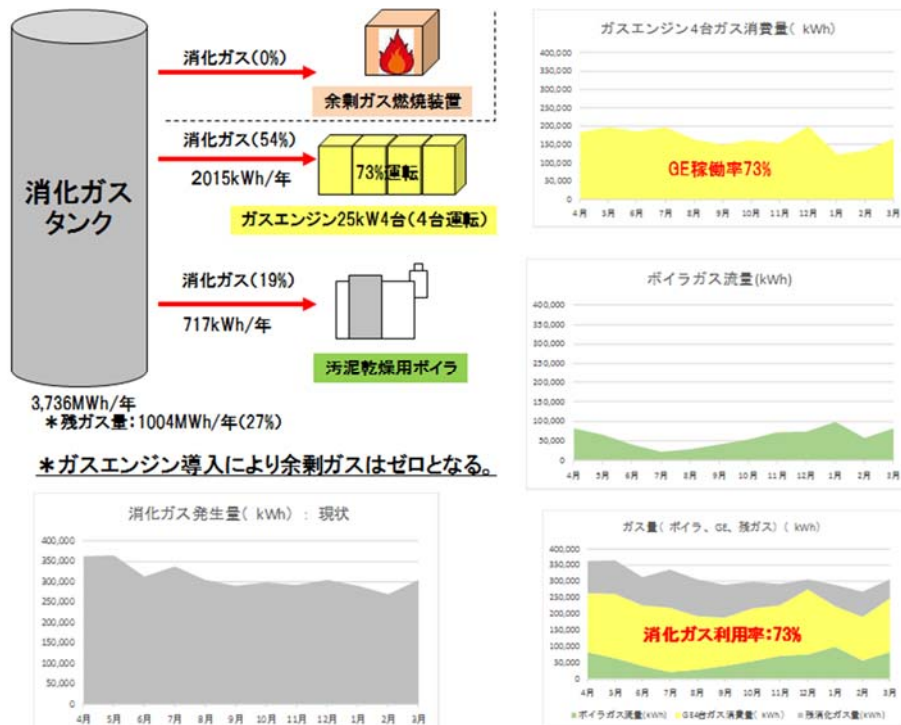
現状の消化ガスの利用先と熱量を図-1. 6に示す。



図一． 6 現状の消化ガスの利用先と熱量

Case 0 消化ガス発電の廃熱を利用しない場合（2019年3月まで）

現在、4台の消化ガス発電設備の設置を行っているが、本年度は、消化ガス発電により発生する廃熱温水の利用は行わない。この運転方法による消化ガスの利用先と熱量を図一． 7に示す。



図一． 7 消化ガス発電の廃熱を利用しない場合の消化ガスの利用先と熱量

Case 1 下水汚泥の加温にコージェネレーションの温水を利用した場合

消化ガス発電設備からは、最高温度は80℃の廃熱温水が供給でき、現状、消化ガス燃料の

ボイラで供給する温水温度と同等である。図-1. 8のように改造することで、下水汚泥を消化ガスで加温している温水の代替として利用することができる。

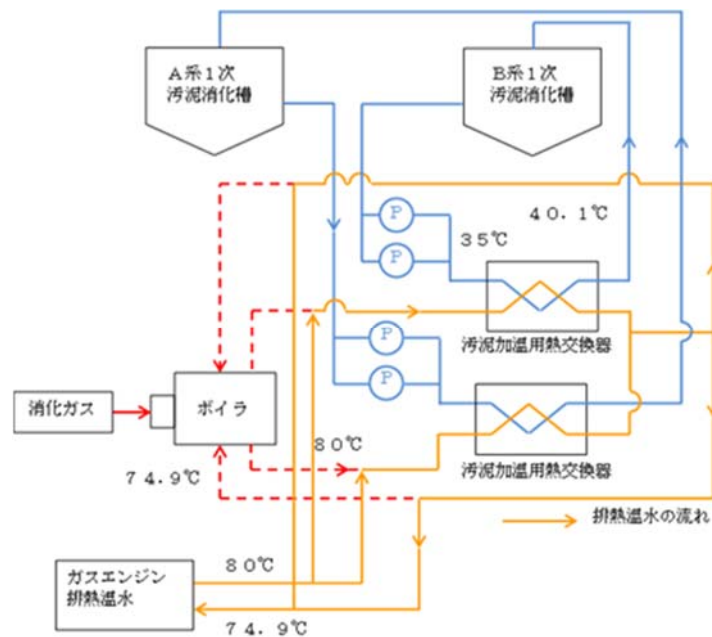


図-1. 8 消化ガス発電設備の廃熱温水による下水汚泥の加温フロー

消化ガス発電設備の廃熱回収熱量を加温用として用いた場合、発生する消化ガスの全量を発電用として利用できる。消化ガス発電設備4台を年間355日運転すれば、年間の消化ガスでの燃料消費量は、

$$78.1 \text{ kW/h} \times 4 \text{ 台} \times 355 \text{ 日} \times 24 \text{ h} = 2,661,648 \text{ kWh/年}$$

となる。一方、年間に発生する消化ガス全量は、633,220 Nm³であり、その熱量は、

$$633,220 \text{ Nm}^3 \times 5.9 \text{ kW/Nm}^3 = 3,735,998 \text{ kWh/年}$$

であるので、消化ガス全量に対して71.2%利用できることになる。

消化ガス発電設備4台を年間355日運転した場合の廃熱回収量は、1台当たり40.6 kWであるので、1,383,648 kWh/年であり、消化ガス発電設備からの配管ロスや熱交換器のロスを合わせて、10%のロスを考慮すると、1,245,283 kWh/年となる。そのうち、消化ガスによる加温に用いる温水熱量は、717,133 kWh/年であり、528,150 kW/年は余剰となる。図-1. 9に消化ガス発電設備の廃熱温水を汚泥加温に利用した場合の消化ガスの利用先と熱量を示す。

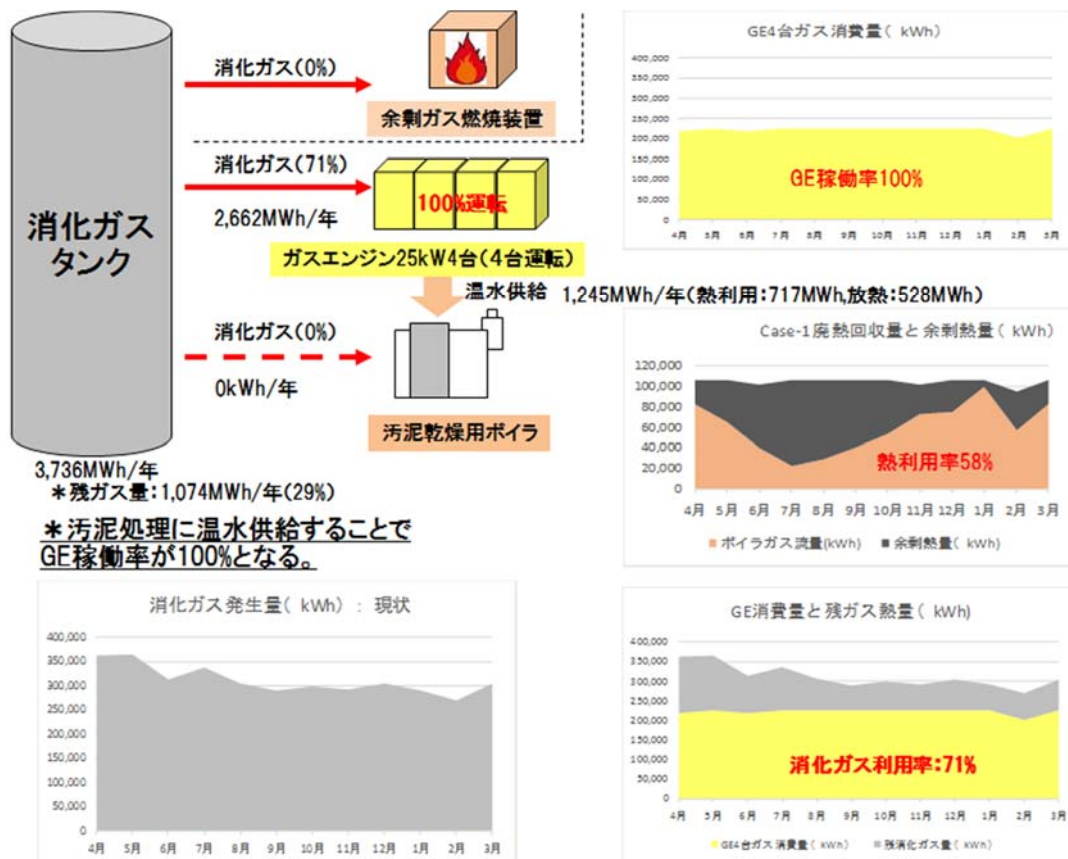


図-1. 9 消化ガス発電設備の廃熱温水を汚泥加温に利用した場合の消化ガスの利用先と熱量

この時の発電量は、

$$25 \text{ kW} \times 4 \text{ 台} \times 355 \text{ 日} \times 24 \text{ 時間} = 852,000 \text{ kWh/年}$$

の発電が可能となり、余剰ガスのみで運転した場合の617,700 kWh/年に対して、38%の発電量増加が見込まれる。

4台の消化ガス発電設備での消化ガスの使用量は71%であり、消化ガス全量を消化ガス発電設備に利用するとすれば、ガスエンジンを増設することも可能となる。消化ガスの全量を用いて、発電を行った場合の毎月の消化ガス発電設備の運転台数について試算した。

表-1. 3 消化ガス全量を用いてのガスエンジンによる発電量試算 (平成29年度データ)

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
発生ガス流量	Nm ³ /月	61,556	61,789	53,125	57,115	51,833	49,273
消化ガス熱量	kW/月	363,180	364,555	313,438	339,979	305,815	290,711
ガスエンジン台数	台	6.5	6.3	5.6	5.8	5.3	5.2

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
発生ガス流量	Nm ³ /月	50,709	49,423	51,725	49,277	45,636	51,759	633,220
消化ガス熱量	kW/月	299,183	291,596	305,178	290,734	269,252	305,378	3,735,998
ガスエンジン台数	台	5.1	5.2	5.3	5.0	5.1	5.3	5.4

年間の平均運転台数は、5.4台であり、年間の発電量は、1,150,200kWh/年が可能となり、現在計画中のガスエンジン4台設置に対して、86%の発電量増加が見込める。

Case 2 温水プールの温水ボイラの代替として消化ガス発電設備の廃熱温水を利用した場合

消化ガス発電設備からの廃熱温水を下水汚泥の加温には用いず、浄水センターに隣接する温水プールのプール水の加温に用いた場合の試算を行う。下水汚泥の加温は従来通り、消化ガスを燃料とする汚泥加温用ボイラを用いるので、消化ガス発電設備は、余剰ガスで運転する。温水プールの加温用の温水ボイラ（燃料：LPガス）の燃料使用量を調査した。

表-1. 4 温水プールでのLPガス使用量

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
LPガス使用量	m ³ /月	1,229.0	1,176.0	579.0	23.0	0.0	242.0

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
LPガス使用量	m ³ /月	999.0	1,546.0	1,563.9	1,503.1	1,960.0	1,483.0	12,304.0

表に示すように、8月のLPガスの使用量は0であり、プールの水は全く加温せずに使用されており、2月が最もLPガスを使用している。以下、月別の温水プールでの余剰ガスガスエンジン廃熱回収熱利用を図-1. 10にまとめた。

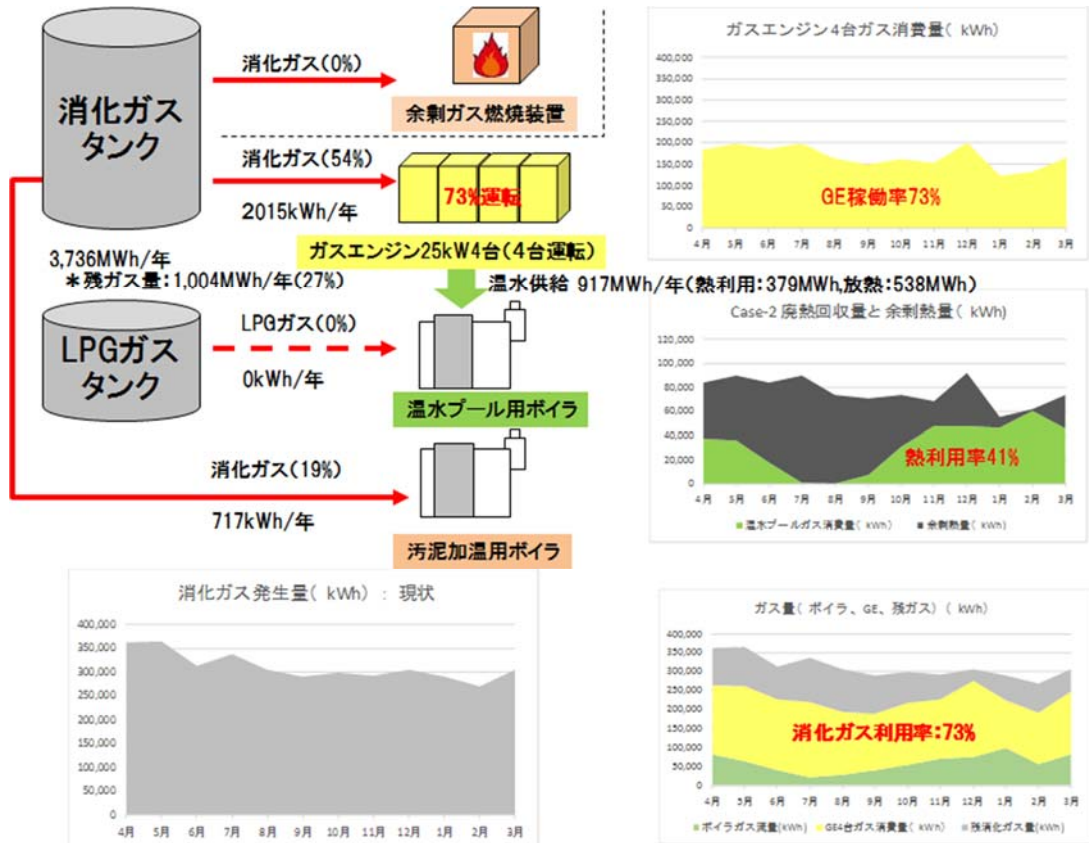


図-1. 10 消化ガス発電設備の廃熱温水を温水プールに利用した場合の消化ガスの利用先と熱量

Case 3 浄水センター管理棟の空調に消化ガス発電設備の廃熱温水を利用した場合

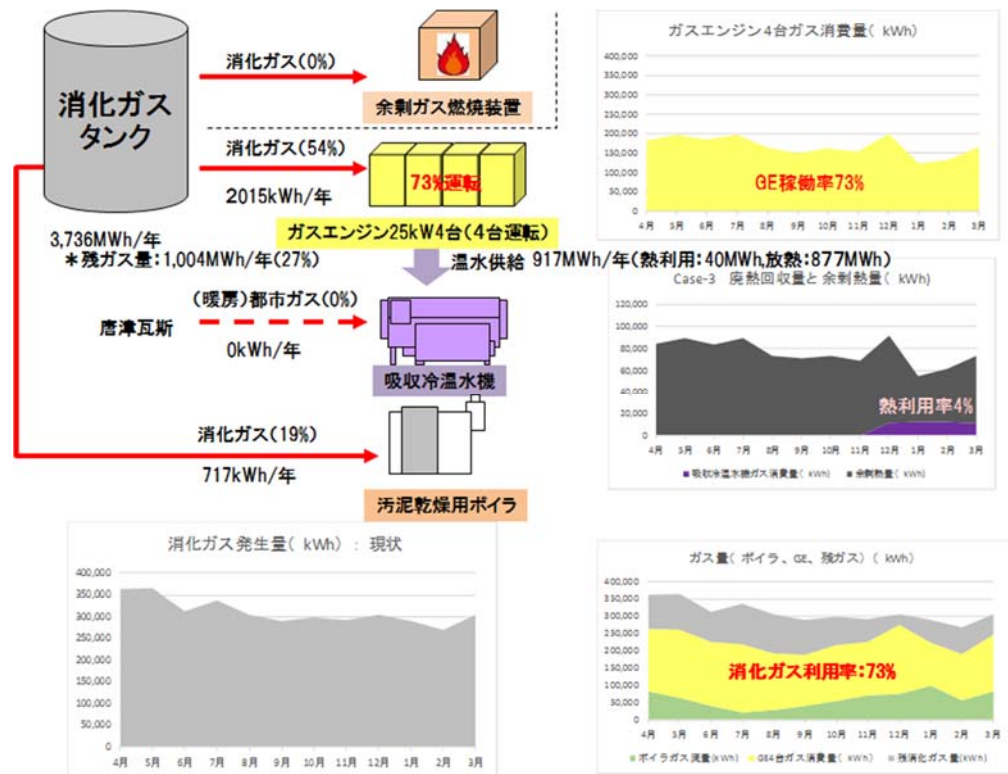
消化ガス発電設備からの廃熱温水を下水汚泥の加温には用いず、浄水センター管理棟の吸収式冷温水機での空調（暖房）に用いた場合の試算を行う。下水汚泥の加温は従来通り、消化ガスを燃料とする汚泥加温用ボイラを用いるので、消化ガス発電設備は、余剰ガスで運転する。

表－1. 5 吸収式冷温水機の運転に用いた都市ガスの使用量および熱量

		4月	5月	6月	7月	8月	9月
都市ガスの使用量	m ³ /月	1,301	1	43	481	2,844	2,281
都市ガスの熱量	kW/月	16,263	12.5	538	6013	35,550	28,513

		10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
都市ガスの使用量	m ³ /月	1,302	0	364	1,365	1,621	1,455	13,058
都市ガスの熱量	kW/月	16,275	0	4,550	17,063	20,263	18,188	163,225

このうち、暖房に利用している量は、12月～3月の期間であり、60,064 kWhであり、この暖房の熱に消化ガス発電設備の廃熱を利用した場合の消化ガス利用先と熱量を下図に示す。



図－1. 11 消化ガス発電設備の廃熱温水を管理棟空調に利用した場合の消化ガスの利用先と熱量

Case 4 廃熱温水を下水汚泥の加温し、余剰廃熱を温水プールの加温に利用した場合

消化ガス発電設備からの廃熱温水を下水汚泥の加温には使い、且つ、余剰の廃熱を温水プールに利用した場合の試算を行った。その結果を、図-1. 1 2に示す。

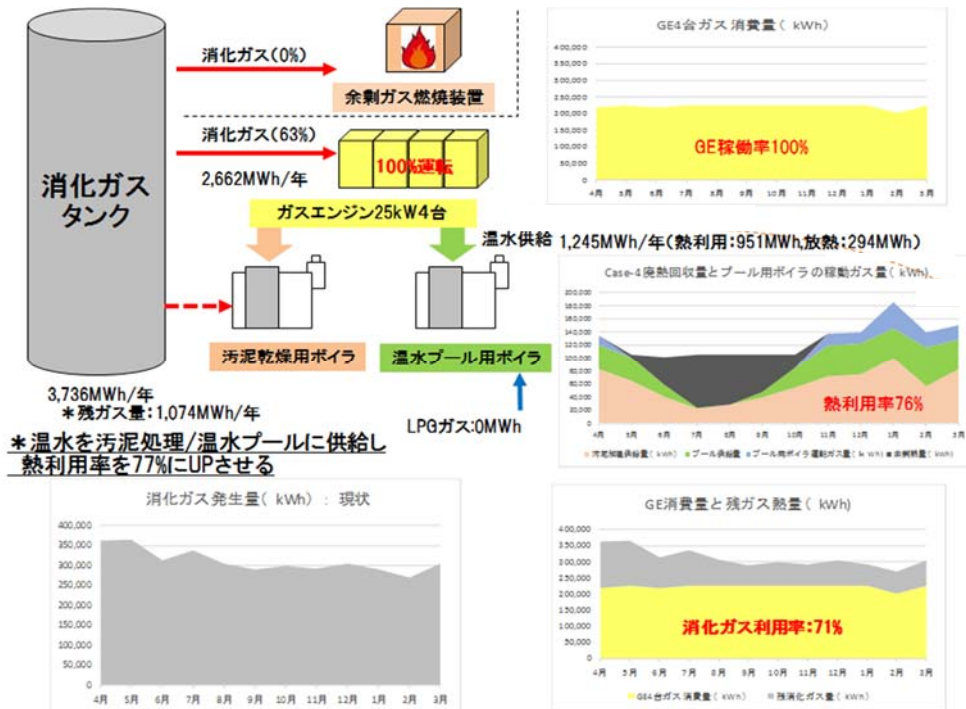


図-1. 1 2 消化ガス発電設備の廃熱温水を下水汚泥の加温および温水プールの加温に利用した場合の消化ガスの利用先と熱量

2) 経済性の検討

消化ガス発電設備の廃熱を下水汚泥の加温に用いて、全量の消化ガスを発電に用いた場合、最大7台のガスエンジン導入の可能性がある。また、消化ガス発電設備の廃熱を温水プールの温水ボイラの代替に使用できる。次の6つの運用について、試算を行い、経済性の検討を行う。

STEP1 余剰ガスで4台の消化ガス発電設備で発電のみを行い、廃熱を利用しない場合

Case1 4台の消化ガス発電設備の廃熱を下水汚泥の加温に用いて、全量の消化ガスを発電に用いる場合

Case2 余剰ガスで4台の消化ガス発電設備の廃熱を温水プールの温水ボイラの代替に使用する場合

Case3 余剰ガスで4台の消化ガス発電設備で浄水センター管理棟の空調に廃熱を利用する場合

Case4 4台の消化ガス発電設備の廃熱を下水汚泥の加温に用いて、全量の消化ガスを発電に用い、余剰の廃熱を温水プールの温水ボイラの代替に使用する場合

Case5 1台消化ガス発電設備を増設して、5台の消化ガス発電設備で下水汚泥の加温と温水ボイラの代替に使用する場合

Case6 2台消化ガス発電設備を増設して、6台の消化ガス発電設備で下水汚泥の加温と温水ボイラの代替に使用する場合

①～⑦の経済性検討結果を示す。

表一． 6 ガスエンジン導入によるエネルギー費削減効果

		削減効果 (円)		
		下水汚泥加温での発電量増加による削減額	温水プールでの廃熱利用による削減額	合計
STEP1	余剰ガスで4台のガスエンジンを運用、廃熱利用は行わない場合	6,241,274	0	6,241,274
Case1	発生ガス全量で4台のガスエンジンを運用した場合	8,508,029	0	8,508,029
Case2	余剰ガスで4台のガスエンジンを運用、廃熱を温水プールに供給する場合	6,241,274	1,968,044	8,209,301
Case3	余剰ガスで4台のガスエンジンを運用、廃熱を管理棟空調に供給する場合	6,241,274	924,818	7,166,092
Case4	全発生ガスで4台のガスエンジンを運用、廃熱を下水汚泥加温と温水プールに供給する場合 (温水プール優先)	8,508,029	1,968,044	10,476,073
Case5	全発生ガスで5台のガスエンジンを運用、廃熱を下水汚泥加温と温水プールに供給する場合 (温水プール優先)	11,485,842	1,968,044	13,458,886
Case6	全発生ガスで6台のガスエンジンを運用、廃熱を下水汚泥加温と温水プールに供給する場合 (温水プール優先)	12,419,552	1,968,044	14,387,596

次に、導入費と回収年について検討した。

表一． 7 熱回収方法による単純回収年

		現状	STEP1	STEP2					
		2018.12	2019.3	2019年度以降					
Case		-		Case1	Case2	Case3	Case4	Case5	Case6
ガスエンジン台数		0	4	4	4	4	4	5	6
廃熱供給先	汚泥加温	-	-	○	-	-	○	○	○
	プール	-	-	-	○	-	○	○	○
	管理棟空調	-	-	-	-	○	-	-	-
ガスエンジン稼働率 (%)		-	73	100	73	73	100	100	90
消化ガス利用率 (%)		19	73	71	73	73	71	89	97
温水利用率 (%)		-	0	57	41	4	76	70	65
初期費用 (千円)		-	0	35,000	50,000	45,000	60,000	111,000	131,000
電気料金削減額 (千円)		-	6,241	8,508	6,241	6,241	8,508	11,486	12,420
ガス料金削減額 (千円)		-	0	0	1,968	925	1,968	1,968	1,968

メンテナンスコスト（千円/年）	-	5,900	6,100	6,100	6,100	6,300	7,230	8,160
メリット金額（千円）	-	341	2,408	2,109	1,066	4,176	6,224	6,228
回収年（年）	-	-	14.5	23.7	42.2	14.4	17.8	21.0
安定運用（燃料費・設置工事費他）	-	-	◎	○	△	○	○	○
評価	-	-	○	△	×	◎	○	○

注）・Case4,5,6は、消化ガスエンジン廃熱を温水プールに優先的に送る案とした。

- ・下水汚泥加温と温水プール加温を同時に行う場合の工事費は、配管途中を分岐すればよいので、60,000千円に減額した。

単純回収年（補助金などを含まない回収年）で考えると、ガスエンジンを増設せずに、熱を加温ヒータに供給する場合が最も短く、14.5年で回収できる。余剰熱を温水プールにも供給する方法と加温ヒータに供給する方法を併用した場合、4台のガスエンジンで運用する方法が、回収年は14.4年と最も短くなる。しかしながら、今後、消化ガスの発生量が増加も見込めるので、2台増設して、計6台のガスエンジンで運用する方法が最も効率的と考える。

4. 蓄電池の併設による消防署との連携に係る防災機能の強化策の検討

4-1. 調査結果概要

この調査項目では、一般的な太陽光発電との組合せシステムについて検討を行い、蓄電池の種類と特徴や蓄電池の活用方法の整理を行った。蓄電池の種類では体積エネルギー密度、作動温度、コストを中心に比較し、鉛蓄電池とリチウムイオン電池の評価が高かった。蓄電池の活用方法では、消防署との連携によりピークシフトによる活用が可能であるという結果であった。

4-2. 調査結果

消防本部は、有事の際、重要な役割を果たすため、非常用発電設備が備えられている。しかし、燃料の貯蔵に限界があり、停電などが長期間に渡った場合、さらなる電源の強化が必要である。また、浄水センターも、有事の際には災害対策室となるため、同様に、電源の強化が必要である。唐津市スマートレジリエンス拠点構築事業において、蓄電池を併設することで、防災機能の強化を図る計画である。

1) 蓄電池システムの検討

太陽光発電は変動が大きく、停電などの場合、安定的に電力を供給できない。太陽光発電で発電した不安定な電力を蓄電池に充電して、蓄電池から安定した電力を供給すれば、電力系統から切り離されたグリッドでもその電力を利用できる。

変動の大きい太陽光発電の電力を蓄電池に充電するには、通常は、太陽光発電電力をパワーコンディショナー（以下PCSと呼ぶ）で直流を交流に変換、交流に変換された電力を再度PCSにて直流に変換して、蓄電池に充電する。一般電力系統と連系している場合、このような充電は可能であるが、直流⇄交流の変換によるロスが大きく10%程度のロスが発生する。また、一般電力系統が停電になり、小さなグリッドを自立運転させる場合、変動の大きい太陽光発電の電力を小さなグリッドに流すと、グリッド内の電力の流れが不安定になり、グリッドが再度停電になる可能性が高い。

太陽光発電の発電電力をグリッドに流さず、直接、蓄電池に充電すれば、平常時の充電でもロスは少なくなり(DC/DCコンバータでのロスは2%程度)、効率的に電力を供給できる。また、停電時においても、蓄電池から安定した電力を供給でき、レジリエンスとしての効果を創出できる。このためには、DC/DCコンバータを設置し、発電電力の電圧を蓄電池に充電できる電圧範囲に調整することで、直流のまま、蓄電池に充電できる。これにより、天候さえよければ、継続的に電力を供給できることになる。



図-1. 13 太陽光発電と蓄電池を組み合わせた非常用電力供給システム

2) 蓄電池の種類と特徴

次に、どのような蓄電池を利用できるかについて検討した。

表-1. 8 蓄電池の性能比較

	鉛蓄電池	ニッケル水素電池	リチウムイオン電池	NAS電池	レドックスフロー電池
平均作動電圧(V)	2.0	1.2	2.4~3.8程度	2.1	1.4
質量エネルギー密度(W/kg)	20~35	60~120	150~200	100~200	10~30
体積エネルギー密度(Wh/L)	50~90	140~300	200~400	150~250	15~40
寿命(年)	5~10	500~1500サイクル	10	15	10
作動温度(°C)	気温と同等	気温と同等	気温と同等	300程度	10~40程度
安全性	○	○	△	△	○
資源 ^{※1}	○	△	○	◎	△
コスト ^{※1} (円/kWh)	5万円	10万円	20万円	4万円	12万円

※1 経済産業省蓄電池戦略プロジェクトチーム 蓄電池戦略(平成24年7月)を元に日立パワーソリューションズ作成

以上の調査結果より、唐津市スマートレジリエンス拠点構築事業においては、価格と運用面から、鉛電池とリチウムイオン電池の適用を検討する。

- 3) 唐津スマートレジリエンス拠点構築事業における蓄電池の活用
蓄電池の活用方法について電力貯蔵の役割について検討した。

表-1.9 蓄電池の電力貯蔵役割比較

蓄電技術の 役割	活用内容	常時		非常時	
		浄水 センター	消防署	浄水 センター	消防署
系統安定化 (周波数、 電圧)	太陽光・風力発電での変動を吸収し、短・長周期での平滑化。短周期では、大出力(kW)、長周期では大容量(kWh)を要求	△	×	×	×
需要と供給の 時間的シフト	太陽光・風力発電での発電と需要との時間的なズレを調整。数時間単位の電力貯蔵により時間的シフト。	△	○	×	×
調整火力の 補助	系統安定化のために調整火力発電の起動時間を補うために電力貯蔵を活用。火力出力上昇までの出力を補う。	×	×	×	×
送電容量不足 対策	太陽光・風力発電から需要地までの送電線容量が不足。送電量を平滑化して、利用率を高めて、総送電容量を増やす。	×	×	×	×
負荷平準化	発電機の利用率を高めるために、負荷の少ない時間帯に電力貯蔵して、平滑化する。	○	○	△	△
バックアップ 電源	瞬時電圧低下や停電時などの緊急時の電力供給。	○	○	○	○

5. 近隣エリアの公共施設のエネルギー高度化に係る検討

5-1. 調査結果概要

この調査項目では、エリア全体を面的に利用するために、変電所を設置し、自営線で各公共施設に電力を供給することを想定し、近隣エリア6需要家（浄水センター、温水プール、唐津市消防本部、唐津総合庁舎、唐津警察署、ヨットハーバー）に対し、仮設計器（パワーハイテスター）を取り付け、電力使用量を調査し、夏季、中間季、冬季で計測し、季節別の使用量を調査した。調査結果としては、夏場（8月）の電力使用量が1年のうちで最も高く、次に冬場（1月）が多い結果であった。最大の電力使用量としては、408,938kWh/月という結果であった。つまり、太陽光発電の設置可能容量である4,165kW程度の太陽光発電を設置し、自営線等を整備すれば、エリア全体を面的にカバーできる結果であった。

5-2. 調査結果

エネルギー高度化とは、快適性を損なわない範囲で省エネ実施と再生可能エネルギーの導入をすることにより低炭素化を図るとともに、系統に影響を与えない範囲でエネルギー管理を行うことで、

対象地域の安全性、経済効率性、環境性を向上させるエネルギー供給・利用を実現することである。本検討は、電力使用量調査、電力使用量計測および分析を行い、エネルギー供給能力の検討、省エネ効果、CO₂削減量の検討を行い、変電所や自営線敷設計画の立案などを実施する。

1) 電力使用量調査

浄水センター近隣エリアの公共施設の6施設（浄水センター、温水プール、消防本部、総合庁舎、警察署、ヨットハーバー）の平成29年度の月別の電力使用量を調査した。これらの施設の月別の電力使用量を調査し、合算した。その結果を図-1. 14に示す。

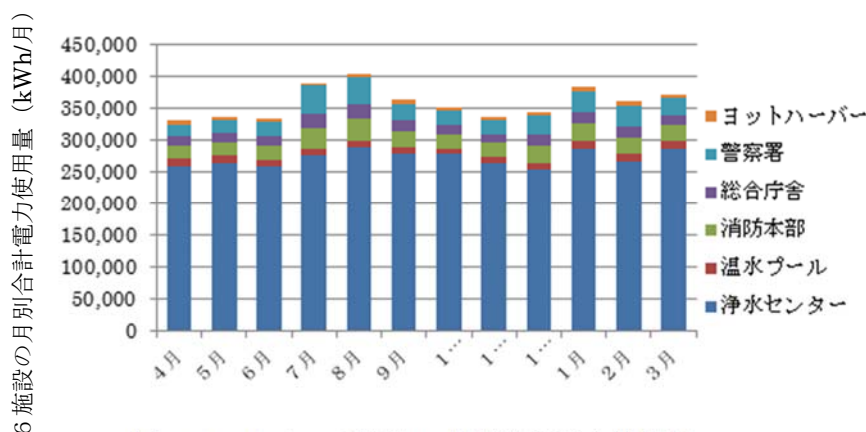
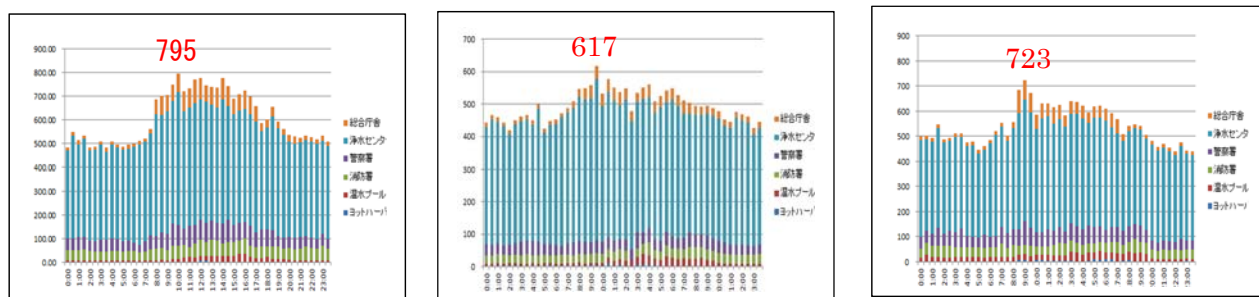


図-1. 14 6施設の月別合計電力使用量

2) 電力使用量計測

対象6施設仮設計器（パワーハイテスター）を取り付け、電力計測を実施した。計測したデータを電力使用量の多い夏季、電力使用量の少ない中間季（秋季）、電力使用量のやや多い冬季の3シーズンに分け分析し、対象6施設を一括受電した場合のメリットを検討する。



夏季の最大値（8月22日） 中間季の最小値（11月21日） 冬季の最大値（1月4日）

比較的温暖な気候の唐津市の冬季の使用電力は、夏季と中間季の間になり、冬季の最大電力は、723 kWであった。夏季に比べ73 kWの低下、中間季と比較すると147 kW多く使用している。

以上の結果を表-1. 10にまとめる。

表一． 10 電力計測結果のまとめ

	契約電力	夏季電力	中間季電力	冬季電力
浄水センター	600 kW	583 kW	495 kW	513 kW
温水プール	55 kW	41 kW	33 kW	45 kW
消防本部	105 kW	77 kW	41 kW	77 kW
総合庁舎	101 kW	107 kW	48 kW	110 kW
警察署	107 kW	109 kW	52 kW	110 kW
ヨットハーバー	45 kW	15 kW	10 kW	47 kW
合計	1,013 kW	932 kW	679 kW	902 kW
1日の6 需要家合計	—	795 kW	617 kW	723 kW

3) 浄水センターエリア6 需要家のエネルギー高度化に係る検討

エネルギー高度化を行う上で、下記の条件を満足するシステムにする必要があると考える。

- ① 経済的にこれまでのエネルギーコストより安価になること (**Economic Efficiency**)
- ② 環境的には、CO₂の削減ができること (**Environment Conservation**)
- ③ レジリエンスとして、有事の際にも必要な電力を供給できること (**Energy Security**)

いわゆる3Eと呼ばれるこの条件を満足できるシステムを構築することを検討する。

現在、九州電力管内では、太陽光発電等の設置が増えたために、連系枠がなくなり、再生可能エネルギー設備を設置しても、電力系統に逆潮流できず、自家消費しなければならない。そのため、6 需要家を自営線で繋ぎ、逆潮流防止盤（高圧変電所）を設置し、一括受電し、再生可能エネルギーで発生した電力と電力会社から購入する電力とで、需要家に電力を供給する仕組みが必要である。



図一． 18 エネルギー高度化のための再生可能エネルギー設備と電力系統

図一． 18 に示すような自営線を敷設し、電力供給を行う。3つの条件を満足するための検討を行った。

① 経済性の検討

6 需要家の契約電力の合計 (1,013 kW) に対して、6 需要家の合計の最大値 (932

kW)は、8.0%少ない。6需要家合計の1日の最大値(795kW)と比較すると、21.5%少ない。一括受電することで、電力会社との契約電力を10~20%下げることができる。また、再生可能エネルギーで発電した電力を自家消費するので、購入電力を削減することができる。したがって、電力会社との契約において、基本料金、電力量料金を低減できる。

② 環境性の検討

再生可能エネルギーを導入することでCO₂を削減できる。消化ガス発電設備、2019年度に導入を計画している太陽光発電設備、別事業で導入した風レンズ風車設備でのCO₂削減量は、443,164kg・CO₂/年を削減できる。また、消化ガス発電設備の廃熱温水を温水プールで利用することで、現状使用している温水ボイラのLPガスを低減でき、これもCO₂削減に寄与できる。

③ レジリエンスの検討

浄水センターは、有事の際の災害対策室になることになっている。また、消防本部は、防災拠点として重要な施設である。これらの施設に、一般電力が長時間停電した場合に電力を供給する必要があり、再生可能エネルギーを蓄電池に貯め、必要電力を供給することを検討する。

(2021年度に蓄電池システムを導入する計画である。)

以上のように、3Eを満足するシステムで、エネルギー高度化を推進する。

6. EMSの調査検討および自己託送の調査検討

6-1. 調査結果概要

この調査項目では、年度ごとの導入設備計画と必要なEMS機能を検討した。今回導入した消化ガス発電設備に加え、今後導入予定の太陽光発電設備やレジリエンス機能強化のために自営線の導入による電力の融通や蓄電池、熱利用システムの導入など複合的に再エネ設備を導入することで、より効果的な運用を図るために、EMSの導入は効果的であるという結果であった。また、自己託送の調査は浄水センターエリア外の発電設備からの電力供給と浄水センターエリア内に発電設備を設置する2つのパターンを検討し、浄水センターエリア内の太陽光発電の設置可能容量である4,165kW程度の太陽光発電を設置し、自営線等を整備すれば、自己託送が可能という結果であった。

6-2. 調査結果

1) EMSの調査検討

エネルギーマネジメントシステム(EMS)は、唐津市浄水センター内やその周辺でのエネルギーの使用量把握や、発電設備の制御を実施するために設置するものである。設備により必要な機能が異なることから、設備条件を決め機能検討を実施することとする。表-1.11で示す計画で、EMS機能を順次拡大していく。

表-1. 11 EMS導入計画

年度	導入設備	EMS追加機能	EMS標準機能
2018年度 (平成30年度)	1)消化ガス(下水バイオガス)発電設備設置 25kW×4台=100kW	-	表示 (機器、故障、計測) 操作 (運転、制御切替) 制御 (デマンド監視) 帳票 (日報、月報、年報)
2019年度 (平成31年度)	1)熱利用設備 (熱交換器、温水パイプ等) 2)太陽光発電設備(300kW) 3)EMS(STEP1)	1)発電設備逆潮流防止制御 (消化ガス、太陽光発電) 2)帳票作成(管理用) 3)発電設備優先制御 (消化ガス、太陽光発電)	
2020年度	1)自営線 2)太陽光発電設備(+200kW) 3)EMS(STEP2) 4)熱利用設備設置	1)需要家管理 2)請求業務(電気、熱)	
2021年度	1)消化ガス(下水バイオガス)発電設備の増設 2)蓄電池 3)見える化システム 4)EMS(STEP3) 5)熱利用設備の増設	1)蓄電池制御 2)見える化機能 3)自己託送機能	

① 2019年度に設置するEMS (STEP1)

浄水センターの需要電力は、年間で最大需要である夏季で最大795kWあるが、最小である中間期(11月)で最大483kWとなっているが、平日でも、350kW程度まで下がる日もある。発電設備容量は、消化ガス発電設備100kW+太陽光発電設備300kWと、合計で400kWとなる。また、太陽光発電は変動があるので、変動分を吸収するため、常に100kW程度の電力を系統から購入(受電一定制御)しなければならない。中間期の最少が約350kWとすると、太陽光発電あるいは消化ガス発電設備の出力を制限しなければならない。一方、夏季の最大負荷時においては、すべての発電設備の発電電力をほぼ有効に活用できる。

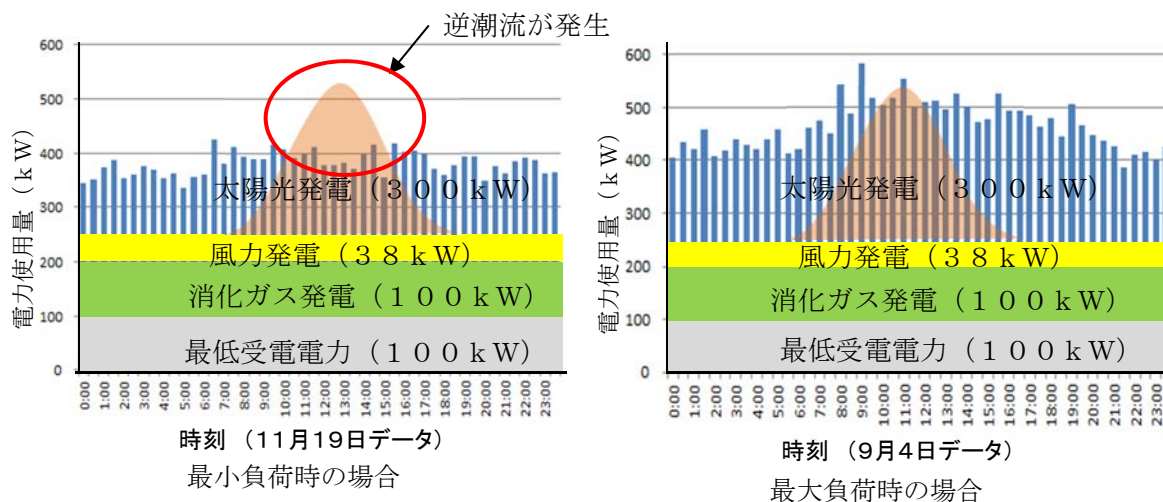


図-1. 19 浄水センター最低負荷時、最大負荷時に
発電設備が稼働した場合の運用状況の比較

九州電力管内は、太陽光発電などが大量に導入されているため、逆潮流は許されていないため、EMSには、逆潮流防止制御が必要となる。

図-1. 20に、2019年度に設置するEMSの概要を示す。2019年度は、2018年度に導入した消化ガス発電設備と風力発電設備と、2019年度に設置する太陽光発電の発電電

力を全て浄水センターで利用する計画である。このため、浄水センターの電力使用量の監視、各発電設備の発電電力の監視を行う。ここで、浄水センターの電力デマンドより、発電量がオーバーした場合は、逆潮流が発生するので、発電設備の出力および運用を制御する必要があり、EMSは、この制御を司る。2020年度以降は、浄水センターエリアの6需要家への電力供給を行う計画であり、EMSもこの計画に対応すべく拡張性を持たせる。

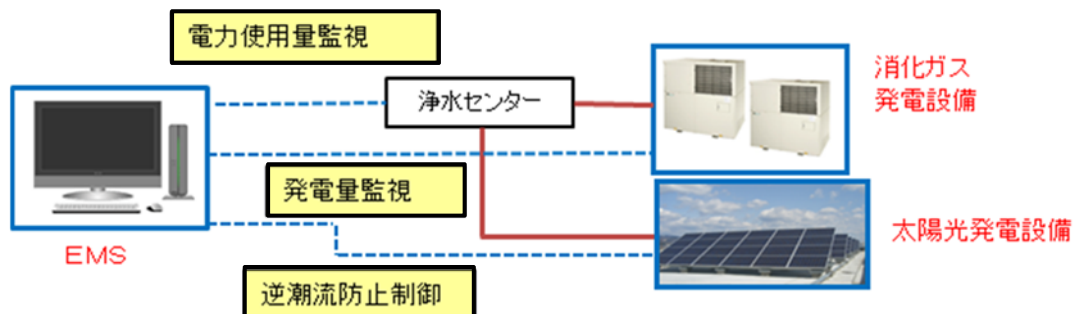


図-1. 2022年目のEMS機能

季節で変わる電力使用量において、発電電力を有効に活用すべく、EMSを導入して、電力負荷、天候等により消化ガス量（消化ガス発電機発電量）および太陽光発電量を推定して発電機を最適に制御し、可能な限り再生可能エネルギーを100%利用するためのEMSシステムを構築する。

また、季時別電力B契約の夏季では、13:00～16:00が夏季昼間料金で最も高い。深夜料金の時間帯に、消化ガス発電設備の運転時間を減らし、1日の余剰ガスを全量使用すれば、最も効率的な運用となる。

EMSのあり、なしの場合について検討した。EMSなしの場合、太陽光発電のPCSに出力制限機能を持たせ、浄水センターのデマンドに対し、発電設備の発電量がオーバーする場合は、太陽光発電の出力制限を行う制御となる。一方、EMSありの場合は、消化ガス発電、太陽光発電の最大利用を行うことができる。検討結果を表-1.12に示す。

表-1.12 EMSの有無による効果

	EMS なし	EMS あり
消化ガスエンジン発電量(MWh/年)	618	618
風力発電量(MWh/年)	33	33
太陽光発電量(MWh/年)	212	265
発電量合計(MWh/年)	863	916
発電量増加量 (EMS の効果) (MWh/年)	53	
CO2削減量 (ton/年)	416	442
CO2削減量増加量 (EMS の効果) (ton/年)	26	

③ 2020年度に設置するEMS (STEP2)

2020年には6需要家を自営線で繋ぎ、電力供給を行う計画である。発電電力を6需要家に供給し、不足電力は、一般電力系統から購入し、逆潮流防止盤（高圧変電所）より各需要家に供給する。6需要家全体の電力デマンドに対して、導入する再生可能エネルギーシステムを最適運

用するためのEMSにバージョンアップする計画である。

④ 2021年度設備構成に対するEMS機能検討

2021年度は、2020年度の設備構成に蓄電池システムを加えること、再生可能エネルギー設備を増設することである。

EMSには、2020年度の制御機能に加え、蓄電池制御機能を追加する。蓄電池の役割は、非常時の電力供給と併せ、平常時にもピークカットに利用することを検討する。この蓄電池の制御もEMSで実施するために、さらなるバージョンアップを行う。

以上の機能を持たせたEMSの最終形態を図-1. 21に示す。

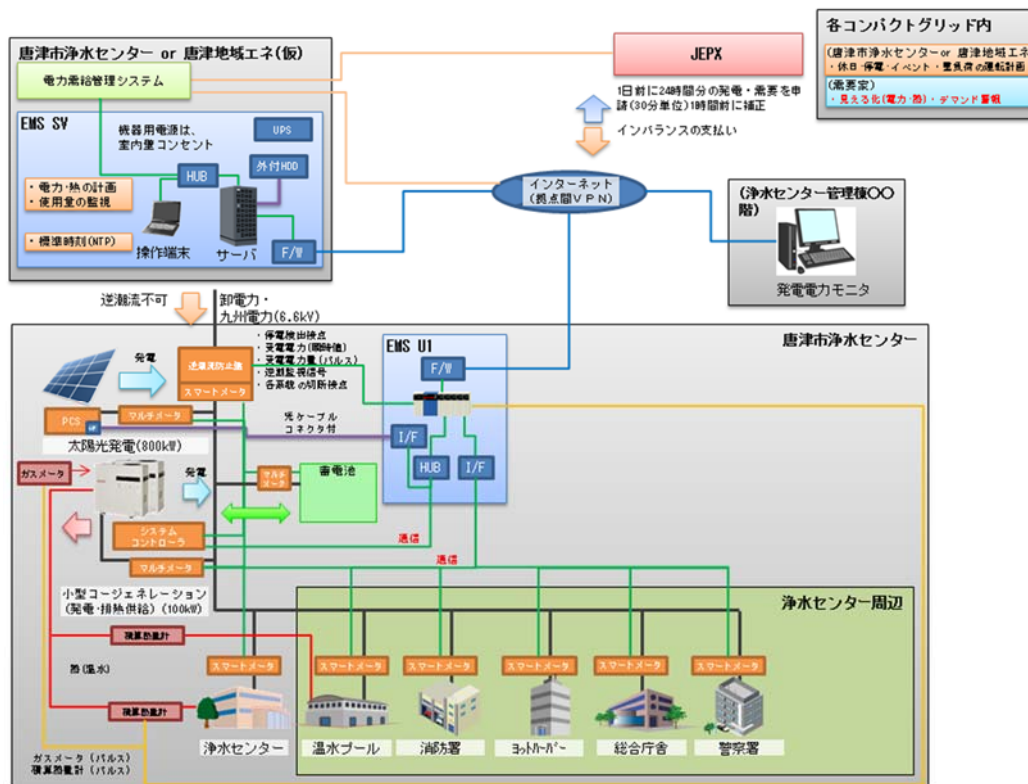


図-1. 21 EMSの最終形態

2) 自己託送の調査検討

浄水センターエリアは、自営線を敷設し、電力の需給管理を、EMSを利用して行う。自己託送を検討する方法として、次の2つの方法を検討した。

① 浄水センターエリア外の発電設備から浄水センターエリアに電力を供給する場合

唐津市内には、多くの太陽光発電設備が設置されており、調査の結果では、56、872kWの容量があり、これらは、全てFITによる売電である。また、風力発電も、唐津市西側の東松浦半島を中心に、37、675kW設置されている。このように、再生可能エネルギーのポテンシャルが高い地域であり、最適な場所を設定し、太陽光発電や風力発電を行い、その発電電力を浄水センターエリアに供給することが考えられる。

② 浄水センターエリア内に発電設備を設置し、浄水センターエリア外に供給する場合

浄水センターエリア内の水処理棟の強度を向上させると、水処理棟上部に太陽光発電設備を800kW設置することができ、現在計画している消化ガス発電設備と太陽光発電設備を合わせると、1,100kWの容量を有することになり、浄水センターエリアを再生可能エネルギーのみで、電力供給が可能となり、さらに余剰電力を、浄水センターエリア外に供給することもできる。現在建設中の市役所本庁舎や競艇場など市の施設への電力の自己託送も可能となる。

7. 市民や学生を対象としたエネルギー高度化に係る教育としてのエネルギーの見える化の検討

7-1. 調査結果概要

この調査項目では、浄水センター内にある唐津市少年科学館は、プラネタリウムを見学できる施設であり、多くの市内の小中学生が学習するため来場している。その周辺に今回導入した消化ガス発電設備や太陽光発電設備などの導入による発電量の見える化や温水プールへの熱の供給に伴うパネルの設置などを行い、環境教育の場としても整備していくようにまとめた。

7-2. 調査結果

日本の環境教育は、自然保護教育や公害教育から、広義の環境教育（エネルギー×環境、総合学習、ESD）へシフトしてきた。その中でも、エネルギー問題と環境問題は密接に関わっており、両面を踏まえたエネルギー・環境教育問題として扱われ、その解決を目指すエネルギー・環境教育問題が必要であると考えられている。エネルギー・環境教育は、持続可能な社会の構築のために必要であり、学校教育・社会教育・家庭教育からなる生涯学習として捉えられているため、学習指導要領が目指す「生きる力」が育まれる教育として位置付けられている。

このような中、浄水センターの3F、4Fは唐津市少年科学館であり、市民や学生を対象としたエネルギー高度化に係る教育の場として、非常に適している。

今回導入する発電設備で実際に発電したエネルギーの見える化や下図に示す内容のパネルの展示などによりエネルギー・環境教育を推進していく。

唐津市少年科学館での新たな展示内容(案)

項目	題材(指導要領との対応)	展示内容・手法	
環境・エネルギー教育	電気・熱	1 発電(再生可能エネルギー)と地域エネルギーの利用 (太陽光発電、バイオガスコジェネ、レンズ風車)	・発電の仕組み(パネル展示) ・模型 ・見える化(発電量、総発電量、CO2排出削減量) ・施設見学 ・地域バイオマスの受け入れについて
		2 電力供給の仕組み	・電線、電柱、変電所の模型 ・仕組み、役割の説明(パネル展示)
	水	3 蓄電池、SOFC	仕組み、役割の説明 パネル展示
		4 浄水センター	・浄水場の仕組みや下水処理の仕組み ・飲料水を確保するための方法 ・水づくりとエネルギー
	防災	5 防災(レジリエンス拠点としての浄水センター)	・エリアの模型、ジオラマ ・全体としての電力・熱供給体制(パネル展示、GEMSによる見える化)
	地域	6 その他、市全体をテーマとして展示	唐津市ジオラマ&自然と調量マップ 唐津のエネルギー産業に係る歴史

図-1. 2.2 唐津市少年科学館での新たな展示内容(案)

8. 導入した再生可能エネルギー設備の二酸化炭素削減効果などの試算

8-1. 調査結果概要

この調査項目では、再エネ設備として消化ガス発電設備(100kW)、風レンズ風車(38kW)、太陽光発電設備(300kW)、EMSの導入、廃熱利用の導入を行った場合、その導入による二酸化炭素削減効果を試算し、将来的に451,785kg-CO₂/年という結果であった。

つまり、一世帯あたり4, 500 kg-CO₂/年であるので、約100世帯のCO₂削減効果が見込める結果である。

8-2. 調査結果

導入する再生可能エネルギー設備として、消化ガス発電設備（100kW）とその廃熱利用、太陽光発電設備（300kW）および風力発電（38kW）により削減できるCO₂を算出した。なお、CO₂排出係数は0.483 kg-CO₂/kWhで計算している。（九州電力平成28年度実績）

表-1. 13 年度毎のCO₂削減量 (kg-CO₂/年)

	1年目	2年目	3年目	4年目
年度別導入設備	消化ガス 発電(100kW)	風力発電(38kW) 太陽光発電設備 (300kW)、EMS	廃熱利用設備	—
消化ガス発電	298,349	298,349	298,349	298,349
風力発電		16,078	16,078	16,078
太陽光発電	0	102,312	102,312	102,312
EMS導入効果 (太陽光発電増加分)	0	25,579	25,579	25,579
廃熱利用	0	0	9,467	9,467
合計	298,349	442,318	451,785	451,785

9. 水素ステーションの設置検討

9-1. 調査結果概要

この調査項目では、浄水センター内で水素ステーションの設置検討を行い、敷地の広さ、動線、現在使用している既存地の代替の3点の項目に関して、3か所候補地を選定し整理を行った。結果は、図-1. 24の③および①の一部が設置面積およびトレーラー動線の想定により、最適な候補地という結果であった。

9-2. 調査結果

浄水センターエリア内に水素ステーションを設置する上で考慮すべき事項について調査を行い、望ましい水素ステーションについて検討した。水素サプライチェーンの全体フローのうち、FCVへ圧縮水素（高圧ガス水素）を供給する水素ステーションを設置する上で考慮すべき事項について調査した。

水素ガスに係る主な法律・規準を調査した結果、立地規制の緩和が行われていることが判明、これらを基に、浄水センターエリア内への水素ステーション設置を検討した結果、浄水センターエリアは、準工業地域に区分され、水素貯蔵量の上限がない地域であることがわかった。

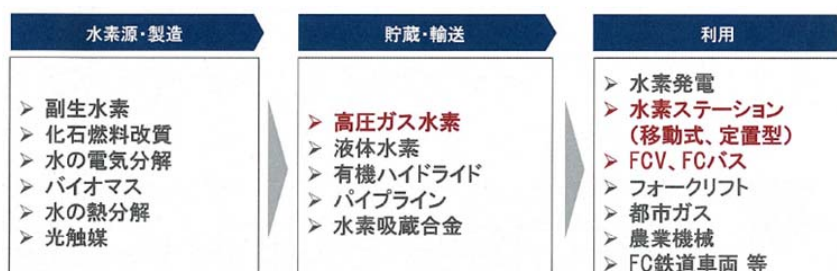


図-1. 23 水素サプライチェーンの全体フロー

設置位置の候補地として3か所を指定し、検討した結果、候補地3が、水素輸送トレーラ最も有力と考えられる。

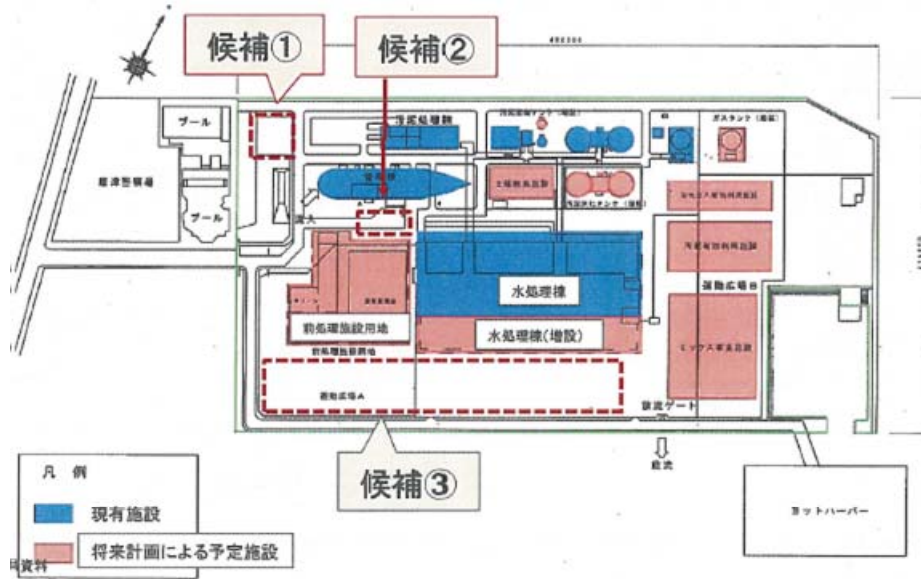


図-1. 24 設置位置の候補地



図-1. 25 設置位置の候補地

浄水センター入口に近い3つの候補地について検討を行った結果を図-1. 26に示す。敷地広さ、車両の動線、既存地の代替可能性という3つの視点から評価した結果、候補地③、①、②の順に適正が高いと考えられる。なお、浄水センターエリア内には、掲載した将来利用計画以外にも、蓄電池やその他施設を導入する議論があることから、これらの導入計画を踏まえて、ステーション設置候補を選定する必要がある。

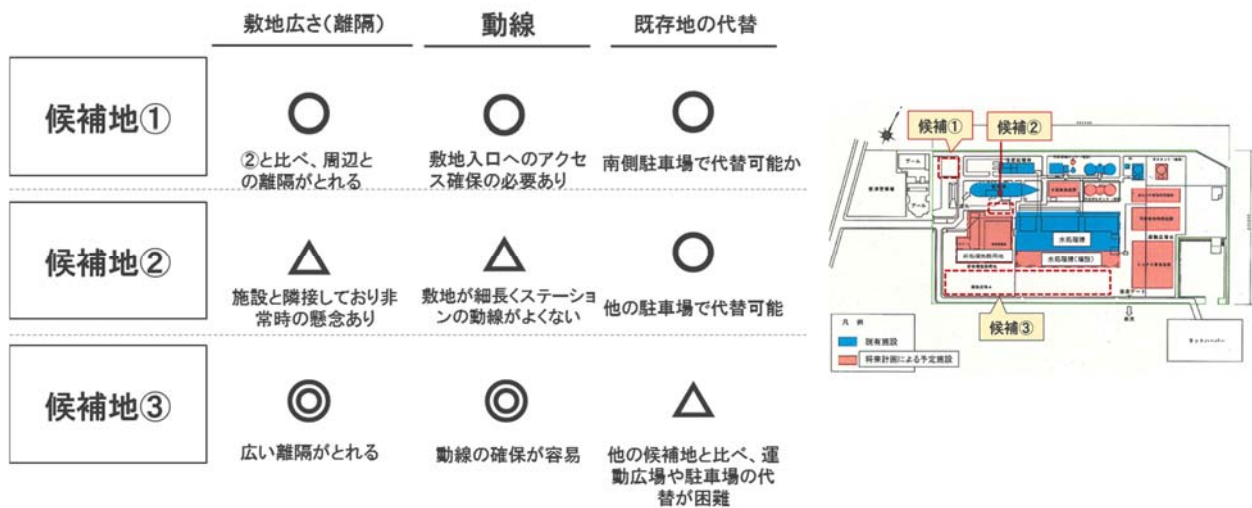


図-1. 26 ステーション設置候補地の検討結果整理

10. その他エネルギー高度化に資する検討

10-1. 調査結果概要：

この調査項目では、余剰消化ガスおよび水素の活用案について、検討した。エリア内の再エネ電力の余剰分(地域内電力需要および蓄電池充電容量を上回る発電分)を利用した水電解による水素製造や、余剰消化ガスの改質により製造した水素を水素貯蔵タンクに備蓄することで、非常時に燃料電池を用いた電力供給や、FCVへの水素供給が可能となる。再エネ普及と、エネルギーマネジメント技術に加えて、水素利用技術を導入することで、エネルギー利用の媒体に幅を持たせ、より強固な防災体制を構築することが期待できるため、唐津市のスマートレジリエンス拠点の実現に向けて重要な要素という結果であった。

10-2. 調査結果

系統に影響を与えることなく、未利用資源や、余剰な地域の再生可能エネルギーを余すことなく十分に活用することができれば、浄水センターエリアのエネルギー利用をさらに高度化なものとする事ができる。浄水センターエリアのさらなるエネルギー利用の高度化を実現するための構想案を、図-1. 27に示す。

同図は、これまでの検討内容に加えて、余剰消化ガスおよび水素の活用案を加えている。エリア内の再エネ電力の余剰分(地域内電力需要および蓄電池充電容量を上回る発電分)を利用した水電解による水素製造や、余剰消化ガスの改質により製造した水素を水素貯蔵タンクに備蓄することで、非常時に燃料電池を用いた電力供給や、FCVへの水素供給が可能となる。さらに、消化ガスや水素は、日本各地で実証事業が進められているように、LPガスや都市ガスと混焼してボイラーで熱利用することも考えられ、地域資源を余すことなく活用した効率的なエネルギー利用を行える可能性もある。

再エネ普及と、エネルギーマネジメント技術に加えて、水素利用技術を導入することで、エネルギー利用の媒体に幅を持たせ、より強固な防災体制を構築することが期待できるため、唐津市のスマートレジリエンス拠点の実現に向けて重要な要素と考えられる。

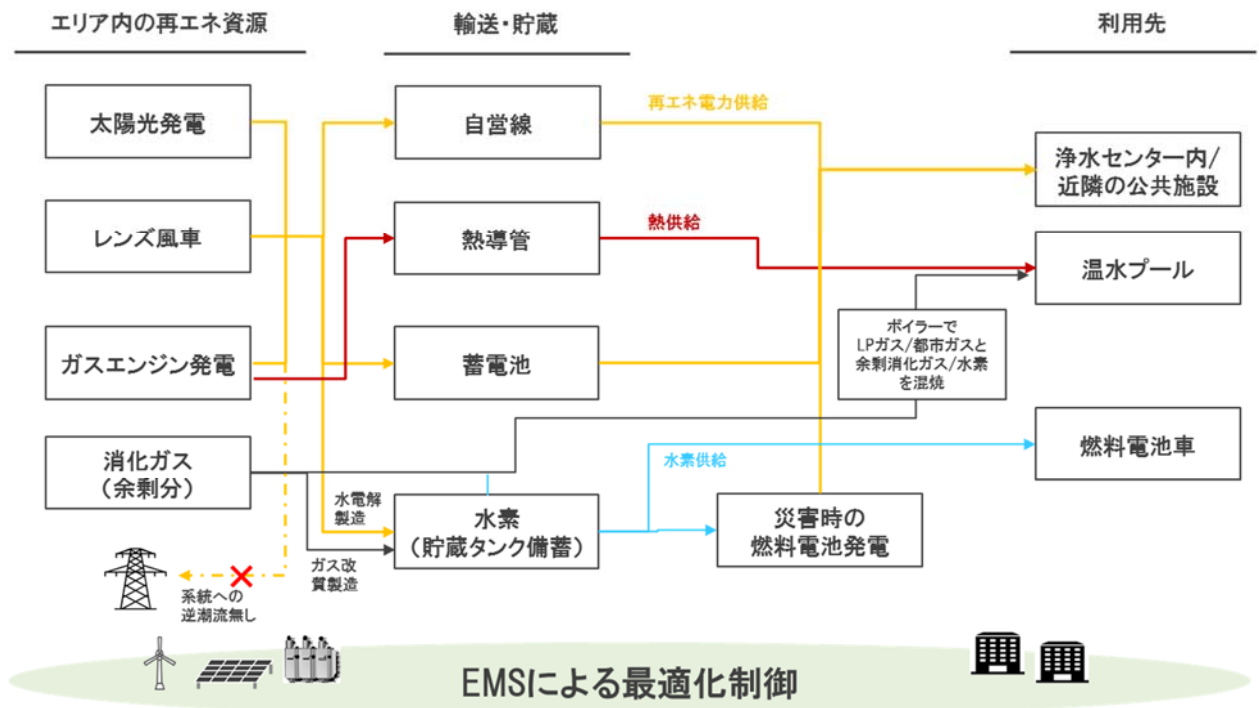


図-1. 27 浄水センターエリアのエネルギー利用高度化のイメージ

第2章 太陽光発電設備導入に関するF/S調査

1. 最も発電効率の良いと想定される設置場所の検討

浄水センターエリアに太陽光発電設備を設置する場所として、図-2.1に示す10カ所を候補地とした。それぞれの候補地での予想発電量、条件などより、最も発電効率の良いと想定される設置場所を選定する。設備利用率は、NEDO日射量より、12.3%として、年間発電量を試算した。太陽光モジュールは、1枚が300Wを出力できるモジュールを適用する。



図-2.1 太陽光発電設備導入が可能な場所

これらの場所の発電量を表-2.1に示す。

表-2.1 太陽光発電設備導入可能量

No.	場所名	設置角度	設置可能容量	設置可能性
1	温水プール脇	10°	53kW	×
2	野球場	10°	874kW	×
3	水処理棟上部	0°	864kW	△
4	水処理棟南側	10°	185kW	○
5	水処理棟横駐車場	10°	359kW	○
6	運動場	10°	1,176kW	×
7	東側駐車場	10°	264kW	×
8	消化ガスタンク後ろ側	10°	151kW	○
9	水処理棟北東側斜面	10°	139kW	△
10	東側駐車場奥	10°	100kW	○
	合計		4,165kW	(1,798kW)

候補地1、2は、市民の遊技場として利用しており、今後も継続して利用するため、太陽光発電設備の設置は難しいと考えられる。候補地6は運動場として利用しており、面積としては最も広く、年間発電量が最も大きい候補地であるが、将来、他の目的で利用する計画がある。候補地7は、風レンズ風車の設置を計画している。したがって、これらの候補地への太陽光発電設備の設置も難しいと考えられる。

候補地3は、水処理棟上部であり、建設当初、緑地として利用する計画であったが、計画が中止になり、コンクリート面のまま空き地となっている。強度的に問題がなければ、太陽光の遮蔽物もなく、最も太陽光発電設備の設置に適している。候補地4は、水処理棟南側は、作業用のスペースであるが、敷地の半分は太陽光発電設備の設置が可能である。候補地5の水処理棟横駐車場は、面積としては、7,100m²あり、地上設置すると、783kW程度の太陽光発電設備を設置することができるが、駐車場の機能を維持する必要があり、太陽光パネルを駐車場の屋根上に設置しなければならない。この場合、車両の通路には太陽光発電設備は設置せず、駐車場の上部のみとなるため、設置容量は、359kWとなる。

候補地8は、消化ガスタンクの設置スペースの余地である。このスペースを利用すると、設置容量は、151kW程度になる。候補地9は、北東の斜面になっており、太陽光に対して逆勾配になっており、架台を高くする必要があるが、太陽光発電設備の設置の可能性としてはある。候補地10は、現在コンテナを設置しているが、これを移動すれば、設置できる。

以上より、太陽光発電設備の設置の可能性のある候補地としては、候補地3（水処理棟上部）、候補地5（水処理棟横駐車場）、候補地8、候補地9、候補地10が考えられる。

NEDOの唐津での日射量データの計測地点（枝去木）と浄水センターエリアは、離れた位置にあるので、浄水センターエリアに設置した仮設の日射量計のデータとの比較を行った。

夏季の代表的な1日の日射量を図-2.2に示す。

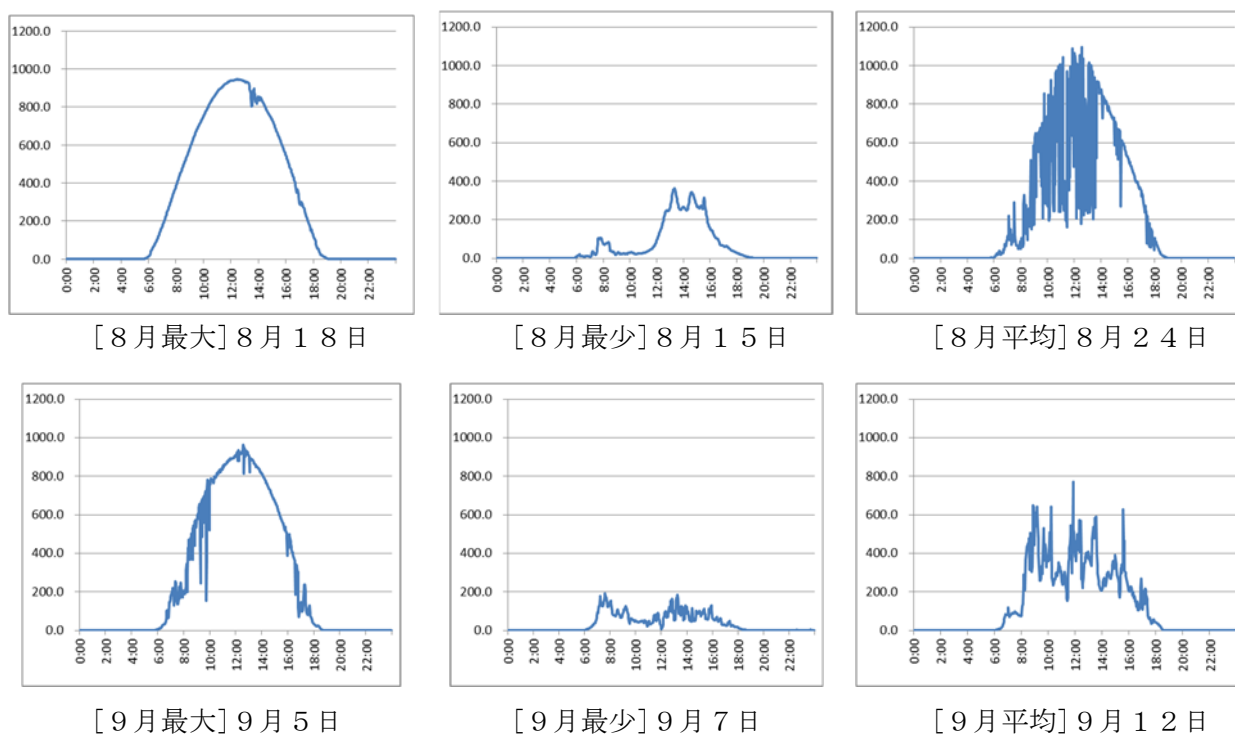


図-2.2 日射量測定データ(8月9日～9月20日)

2. 水処理棟上部を利用する際の強度計算

2-1. 調査結果概要

この調査項目では、水処理棟上部を利用する際の建物の強度計算を行なった結果、水処理棟の建屋は昭和56年度に建設されており、耐用年数まで約11年程度しかなく、また、平成8年度に改築したが、支柱の損傷が認められた。よって、水処理棟上部での設置検討は困難と判断し、別場所での設置を検討した。

2-2. 調査結果

平成8年度に実施した水処理棟の改築時の構造計算書に従い強度計算を実施した結果、改築した部分においては、強度的には満足できることが判明した。

しかしながら、水処理棟全体は、昭和56年度に建設されており、平成8年度の改築の影響によると考えられる損傷が屋根部を支える支柱に発生している。昭和56年度の強度計算書は現存しておらず、建設から約38年経った現在の支柱等の劣化を含めた強度計算は難しく、次の理由から、水処理棟上部への設置を断念する。

- 1) 水処理棟は、昭和56年度に建設されたコンクリート建築物であり、この耐用年数は50年である。平成31年度の水処理棟上部に太陽光発電設備を設置すると、耐用年数までに11年しかなく、その後の運用は保証できない。
- 2) 約半分は、平成8年度に改築したが、その影響と考えられる支柱の損傷が認められた。この部分は昭和56年度に建設されており、強度計算書は現存しておらず、劣化を含めた強度計算は、難しく、信頼性に乏しい。
- 3) 平成17年度に建築基準法が改正され、耐震強度がさらに強化されており、この基準に従うと強度上持たない結果となると考えられる。

3. 候補地5、候補地8、候補地10の検討

当初計画していた候補地3の水処理棟上部は、経年的な強度に問題があるため、候補地5、候補地8、候補地10への太陽光発電設備の設置の検討を行った。2019年度に導入する太陽光発電設備容量は、300kWであり、この太陽光パネルを設置することを検討した。候補地5の水処理棟横駐車場は、将来、別設備を設置する計画があり一部しか使用できないことが判明、この3か所の候補地に分散して、太陽光パネルを設置することとした。設置のイメージを図-2.3に示す。

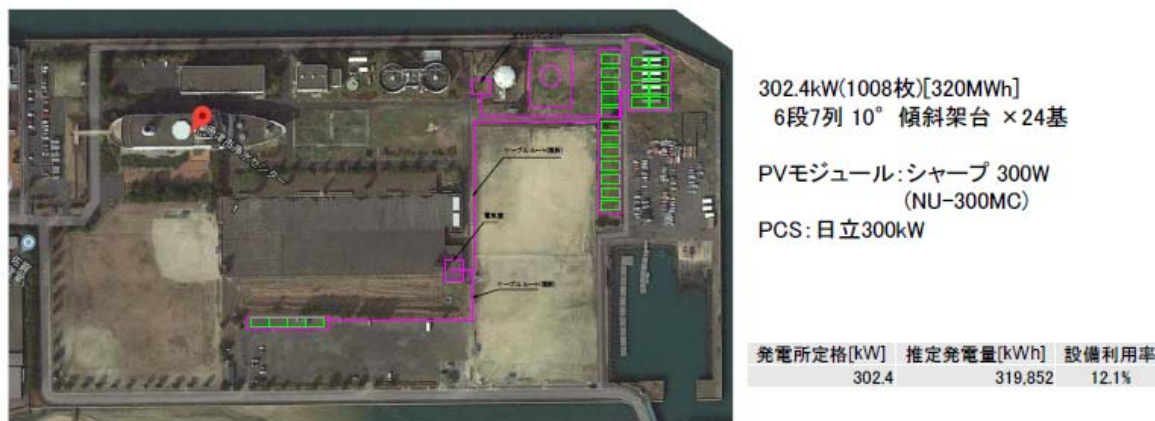


図-2.3 太陽光発電設備の設置案

4. 導入設備容量の検討と予想発電量のシミュレーション

予想発電量のシミュレーションは、「J I S C 8 9 0 7 (2 0 0 5) 太陽光発電システムの発電電力量推定方法」に基づき実施した。また、使用する日射データはNEDOが公開している「年間時別日射量データベース (M E T P V - 1 1) 」を使用した。シミュレーションを行う上で採用した太陽光パネルの仕様を表-2.2に、PCSの仕様を表-2.3に示す。

表-2.2 太陽光パネルの仕様

メーカー	型式	公称最大出力※
シャープ	NU-300MC	300W/枚

表-2.3 パワーコンディショナーの仕様

メーカー	型式	定格容量	力率※	出力容量
日立製作所	H I V E R - N P 2 0 3	330kVA	100%	300kW

太陽光パネルの設置角度を0°とし、表-2.4に示すシミュレーションパラメータにて計算を行った。

表-2.4 シミュレーションパラメータ

項目	パラメータ
太陽電池容量	300kW
PCS容量	300kW
設置方位、角度	水平(0°)
試算地点	佐賀県、枝去木

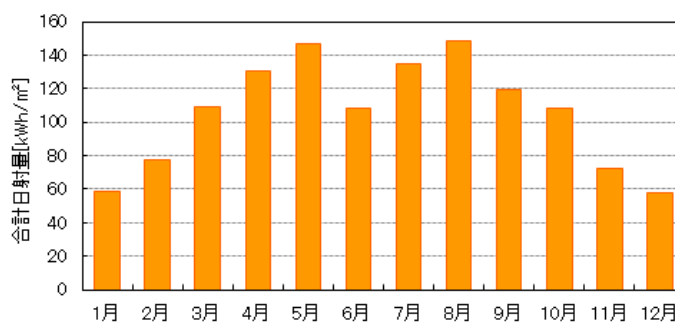
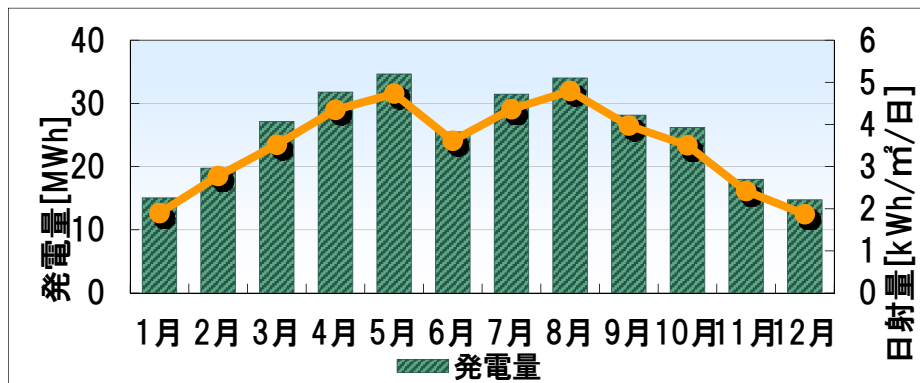


図-2.4 枝去木のNEDO日射データ

シミュレーションの結果、年間の予想発電量は、264.78MWhとなった。



年間総発電量	年間平均発電量	電気料金	CO ₂ 削減量
264.78 [MWh]	0.8 [MWh/日]	485 [万円/年]	163 [CO ₂ -t/年]

図-2.5 シミュレーション結果

5. 最適な太陽光発電設備に係る仕様、施工方法、単線結線図、モジュール毎のメリット・デメリット

5-1. 調査結果概要

この調査項目では、予想発電量のシミュレーションや最適な太陽光発電設備に係る仕様、施工方法及び単線結線図などをまとめ、モジュール毎（結晶系や薄膜系など）のメリット、デメリットについて検証を行った。結果として、太陽電池仕様は300W/枚・1008枚、パワーコンディショナ50kW/台・6台整備すると発電容量は300kWという調査結果であった。また、コンクリート基礎工法と杭基礎工法を検討した結果、N値が10以上であれば、杭基礎工法が最適であるという結果であった。モジュールは、変換効率やコストを考慮するとシリコン単結晶が最適であるという結果であった。

5-2. 調査結果

1) 地上設置の場合

水処理棟上部は、経年的な強度に問題があるため、地上設置について検討した。

(1) 太陽電池の設置方法

屋上設置を採用できない場合は地上設置となるが、2種類の工法を検討した。

①コンクリート基礎工法

本工法のメリットは、基礎部分をコンクリート等の材質とすることで地面の状況に関わらず設置が可能であり、また軟弱地盤に対しても地盤改良等にて対応が可能なことである。

デメリットは工期がかかることと、費用が高いことである。

②杭基礎工法

本工法のメリットは、地面に打つ杭を基礎とすることで、工期が短かつ費用が抑えられることである。デメリットは軟弱地盤であると対応が困難であることである。杭基礎にて施工するためには、地盤の強さを表す「N値」が10以上必要となる。現状太陽電池設置予定箇所の地盤調査を実施していないため設置可否判断できないが、N値が10以上あれば本工法を採用

する。

(2) 太陽電池架台

太陽電池架台に関しては、上記(1)項の①②どちらの基礎に対しても対応可能な架台を検討図-2.6に示す。太陽光パネルの設置角度は 10° とした。

架台1基当たり6段×7列(=42枚:容量12.6kW)となる。必要容量300kWとするには24基設置する必要がある。

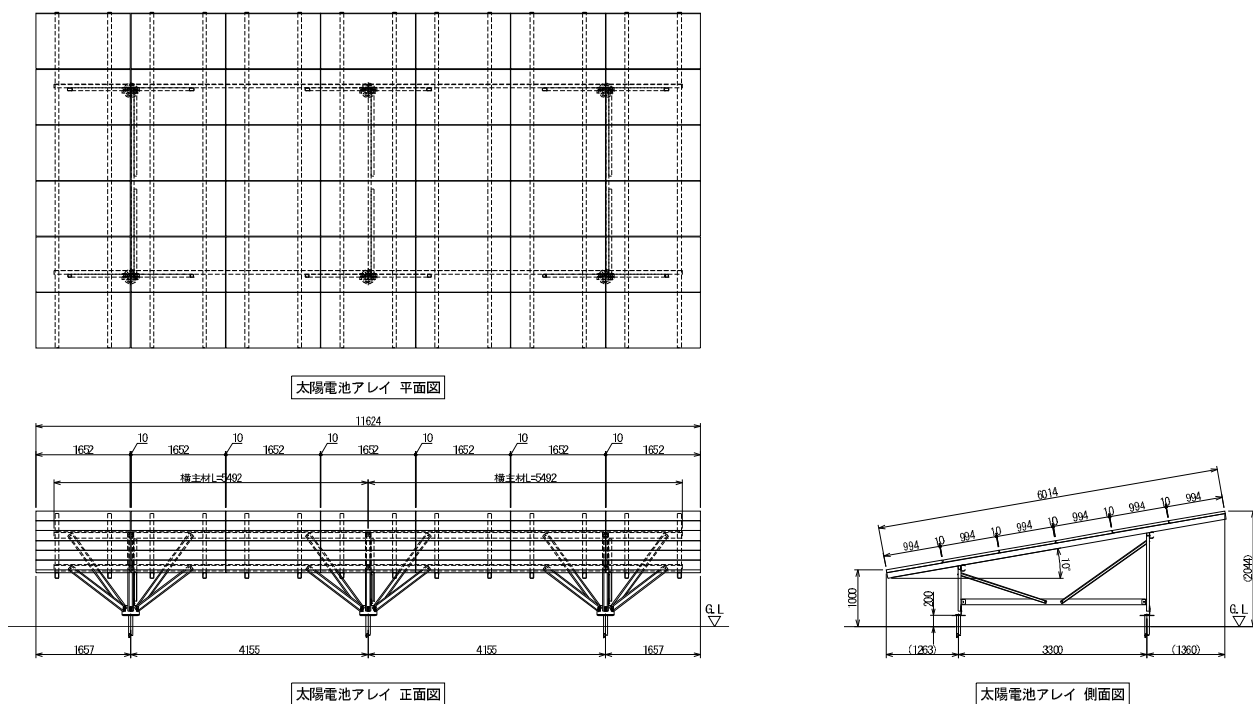


図-2.6 太陽電池架台(案)

(3) 単線結線図

単線結線図を作成するにあたり、今回の太陽光発電設備の仕様を表-2.4にまとめた。

表-2.4 太陽光発電設備仕様

項目	仕様	備考
太陽電池容量	302.4 kW	
太陽電池仕様	300W/枚 1008枚	14直列×72並列
パワーコンディショナ(PCS)	300kW 1台	屋内設置
交流側電源仕様	3W3Φ 440V 60Hz	SS-2にて接続

太陽電池モジュール14枚を直列に接続した太陽電池ストリングを接続箱6台に12ずつ並列に接続する。さらに直流集電盤にて集約しPCSに接続する。PCSからのAC出力(3W3Φ 440V 60Hz)は既設水処理棟電気室[SS-2]内400V動力変圧器2次盤(35)に接続され、構内変圧器を通して高圧連系(3W3Φ 6600V 60Hz)する。

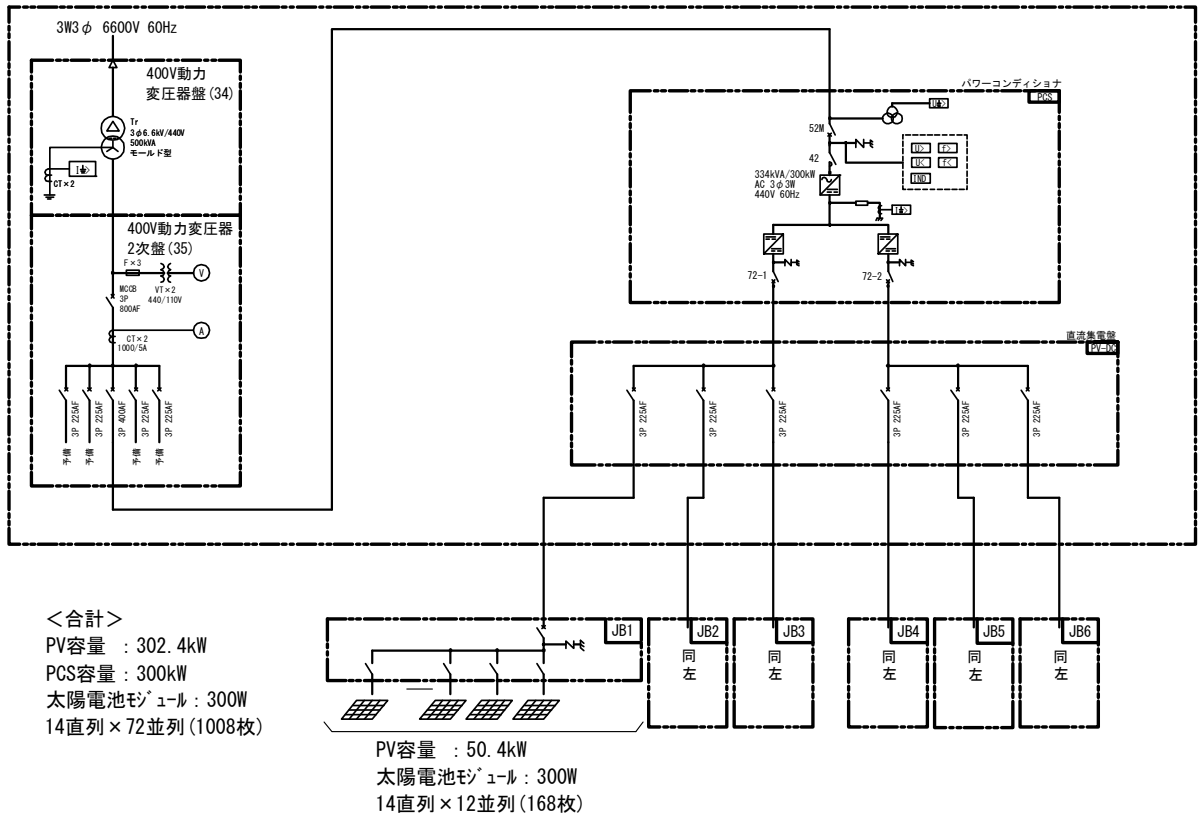


図-2.7 単線結線図

2) モジュール毎のメリット・デメリット

現在利用されているモジュールの種類とそのメリット・デメリットを表-2.5にまとめた。

表-2.5 モジュール毎のメリット・デメリット

No	分類	種類	特徴	変換効率	コスト	結果
①	シリコン	単結晶	変換効率が高い 豊富な使用実績がある	◎ 16~22%	○	◎
②		多結晶	変換効率は単結晶より低い 安価	○ 15~20%	◎	○
③		薄膜型 アモルファス	材料の大幅な削減が可 フレキシブルなものを製造可	△ 7~12%	△	△
④	化合物	CIS系	高温、影でも発電量が 落ちにくい	○ 15~18%	△	△
⑤		GaAs系	変換効率が非常に高い 高価(宇宙用)	◎ 25%以上	×	×

6. 設置後の維持管理の検討

6-1. 調査結果概要

この調査項目では、今回の太陽光発電設備の容量は300kwであるため、電気事業法上「自家用電気工作物」に該当するため、保安規程や電気主任技術者の選任、その他法令以外の維持管理に必要な部品などを検討した。

6-2. 調査結果

2019年度に導入する太陽光発電設備の容量は300kWであるため、電気事業法上「自家用電気工作物」に該当する。

1) 保安規程

事業用電気工作物は電気工作物の維持及び運用に関する保安を確保するため、保安規程を定めて届け出る義務がある。今回の設備は唐津市浄水センターに増設する形となるため、既設電気設備の保安規定に対し、太陽光発電設備の定期点検の項目を追加して届出することになる。

表-2. 6 定期点検例 (保安規程記載例)

①日常巡視点検

項目	頻度	点検方法	点検箇所、ねらい
太陽電池アレイ	1週間	目視	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、発せい(錆)
			接地線接続部
			その他必要事項
接続箱	1週間	目視	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、
		聴覚	接地線接続部
		臭覚	その他必要事項
パワーコンディショナ	1週間	目視 聴覚 臭覚	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、
			過熱、発せい(錆)
			計器の異常、表示札表示などの異常
			接地線接続部
			その他必要事項

②定期巡視点検

項目	頻度	点検方法	点検箇所、ねらい
太陽電池アレイ	6ヶ月	目視	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、 発せい（錆）
			接地線接続部
			その他必要事項
接続箱	6ヶ月	目視	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、
		聴覚	接地線接続部
		臭覚	その他必要事項
パワーコンディショナ	6ヶ月	目視 聴覚 臭覚	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、
			過熱、発せい（錆）
			計器の異常、表示札表示などの異常
			接地線接続部
			その他必要事項

③精密点検

項目	頻度	点検方法	点検箇所、ねらい
太陽電池アレイ	6ヶ月	目視	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、 発せい（錆）
			接地線接続部
			絶縁抵抗測定
			接地抵抗測定
			その他必要事項
接続箱	6ヶ月	目視	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、
		聴覚	接地線接続部
		臭覚	絶縁抵抗測定
			接地抵抗測定
			その他必要事項
パワーコンディショナ	6ヶ月	目視 聴覚 臭覚	外部の損傷、きれつ、ゆるみ、汚損、
			過熱、発せい（錆）
			計器の異常、表示札表示などの異常
			接地線接続部
			絶縁抵抗測定
			接地抵抗測定
			系統連系保護
			装置の特性試験
			単独運転機能確認
その他必要事項			

2) 電気主任技術者

電気工作物は電気主任技術者を選任して届け出る義務があるが、今回の設備は唐津市浄水センターに増設する形となるため、当該設備の現状の電気主任技術者が合わせて管理することとなる。

保安規程を定めたり定期点検項目を決定したりする権限は電気主任技術者にあるため、太陽光発電設備を導入する際はよく相談し、保安規定の内容に齟齬の無いようにする必要がある。

3) 法令以外の維持管理

法令以外の維持管理としては、パワーコンディショナ等の機器の定期部品交換がある。メーカーによって内容が変わってくるが、あるメーカーの一例を下記に示す。

表-2. 7 定期交換部品例

項目	交換部品	交換周期
パワーコンディショナ	冷却ファン	10年
	ヒューズ	10年
	電解コンデンサ	10年
	フィルタコンデンサ	10年
	液晶表示器	10年
	故障メモリバックアップ用電池	5年
	継電器類（リレー類）	10年
	制御電源ユニット／制御電源回路 （プリント基板）	10年

第3章 全体デザイン構築に係るコストシミュレーション等の調査

1. エネルギー設備導入による中長期的なコストシミュレーション

1-1. 調査結果概要

蓄電池設備、逆流防止盤、太陽光発電設備、自営線などの設備のメンテナンス業務を、佐賀県外のメンテナンス専門業者やメーカーに依頼した場合と、地元の業者に依頼した場合の2ケースについてメンテナンス費用の試算を行なった。試算の結果、県外の専門業者にメンテナンス業務を委託した場合、唐津市までの派遣費等が加算されるため、地元業者に依頼した場合、15年間合計で6,628万円、1年間平均で442万円安くすることができる結果であった。

1-2. 調査結果

年度ごとに導入予定のエネルギー設備についてメンテナンスコストを算出した。事業を2018年度に開始してから、導入されていく設備は、下記と仮定し、従来県外専門業者へ依頼した場合と、地元業者へ依頼した場合とを比較検討した。

- ① 2018年度導入設備
 - 1) 消化ガス(下水バイオガス)エンジン発電装置 25kW×4台
- ② 2019年度導入予定設備
 - 1) 太陽光発電設備(300kW)、 2) EMS
- ③ 2020年度導入予定設備
 - 1) 熱利用設備、 2) 近隣需要家を接続する自営線、 3) 系統連系逆流防止盤
- ④ 2021年度導入予定設備
 - 1) 消化ガス(下水バイオガス)エンジン発電装置の増設
 - 2) 蓄電池システム

上記計画に対応して導入する各設備、機器のメンテナンス項目および周期を表-3.1に示す。

表-3.1 各機器に対するメンテナンス項目および周期

No.	保全項目	員数	周期
1	蓄電池設備	蓄電池点検	1式 1年
		系統安定化装置点検(PCS)	1式 3年
2	逆流防止盤	普通点検(設計費含む)	1式 1年
		部品交換 [タイマー]	1式 7年
		部品交換 [VT、制御ヒューズ]	1式 10年
		部品交換 [系統連系保護継電器、CT、VT等タイマー]	1式 15年
3	VCB	普通点検	6台 6年
		細密点検	6台 12年
4	太陽光発電設備	普通点検	1式 1年
		細密点検(PCS)	1台 5年
5	自営線	普通点検	1式 1年

これらの設備のメンテナンス業務を、佐賀県外のメンテナンス専門業者やメーカーに依頼した場合と、地元の業者、例えば保安協会などに依頼した場合の2ケースについてメンテナンス費用の試算を行った。尚、金額については、専門業者などからのヒアリングを基に算出した概算値である。

表-3. 2 県外専門業者に依頼した場合(単位：千円)

No.	保全項目	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目
1	消化ガス発電設備	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720
2	昇圧変圧器盤	1,300	1,300	2,100	1,300	1,300	2,100	1,370	1,300
3	太陽光発電設備		570	570	570	570	1,880	570	570
4	熱利用			570	570	570	570	570	570
5	逆潮流防止盤			2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
6	VCB(逆潮流防止盤)					1,200			1,200
7	自営線			570	570	570	570	870	570
8	蓄電池設備				570	570	2,570	570	570
9	諸経費	195	281	947	912	1,092	1,529	968	1,092
年度費用合計		5,215	5,871	10,977	10,712	12,092	15,439	11,138	12,092

No.	保全項目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	合計
1	消化ガス発電設備	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	55,800
2	昇圧変圧器盤	1,300	1,330	1,300	2,300	1,300	1,370	3,300	24,270
3	太陽光発電設備	570	570	5,330	570	570	570	570	14,050
4	熱利用	570	570	570	570	570	570	570	7,410
5	逆潮流防止盤	2,570	2,500	2,500	2,530	2,500	2,500	2,500	32,600
6	VCB(逆潮流防止盤)						2,400		4,800
7	自営線	570	570	570	870	570	570	570	8,010
8	蓄電池設備	3,170	570	570	6,370	570	570	3,170	19,840
9	諸経費	1,313	917	1,626	1,982	912	1,283	1,602	16,647
年度費用合計		13,783	10,747	16,186	18,912	10,712	13,553	16,002	183,427

表-3. 3 地元業者に依頼した場合(単位：千円)

No.	保全項目	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目
1	消化ガス発電設備	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720
2	昇圧変圧器盤	500	500	1,000	500	500	1,000	570	500
3	太陽光発電設備		200	200	200	200	1,510	200	200
4	熱利用			200	200	200	200	200	200
5	逆潮流防止盤			800	800	800	800	800	800
6	VCB(逆潮流防止盤)					1,200			1,200
7	自営線			200	200	200	200	500	200
8	蓄電池設備				200	200	2,200	200	200
9	諸経費	0	0	75	0	180	572	56	180
年度費用合計		4,220	4,420	6,195	5,820	7,200	10,202	6,246	7,200

No.	保全項目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	合計
1	消化ガス発電設備	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	55,800
2	昇圧変圧器盤	500	530	500	1,500	500	570	2,500	11,670
3	太陽光発電設備	200	200	4,960	200	200	200	200	8,870
4	熱利用	200	200	200	200	200	200	200	2,600
5	逆潮流防止盤	870	800	800	830	800	800	800	10,500
6	VCB(逆潮流防止盤)						2,400		4,800
7	自営線	200	200	200	500	200	200	200	3,200
8	蓄電池設備	2,800	200	200	6,000	200	200	2,800	15,400
9	諸経費	401	5	714	1,070	0	371	690	4,311
年度費用合計		8,891	5,855	11,294	14,020	5,820	8,661	11,110	117,151

地元業者に依頼した場合、1年間平均で442万円安くできる。今後、各設備の点検を行う地元業者の選定を行っていく。

2. 浄水センターエリア内設備のメンテナンスを行う企業創設の可能性調査

2-1. 調査結果概要

浄水センター内に新設する設備のメンテナンス事業は消化ガス発電設備とその他設備に大別できる。消化ガス発電設備については、電気分野だけでなく、回転機械に詳しいエンジニアの雇用が必要となる。メーカー出身の技師や、メーカーが実施する研修を受講することで、精密なエンジン周りのメンテナンスも実施できるものと考えられ、その他の設備についても、ガスエンジン設備ほど複雑なものではないと考えられるので、専門の電気技師を雇用すれば新会社で対応出来る可能性が高いので、対象設備が複合化することによって人員の効率化が図られ、コストメリットが享受できる結果であった。

2-2. 調査結果

本調査では、浄水センターエリア内に導入した再エネ設備のメンテナンスを一手に担う新規企業の創設について、地域エネルギー会社との連携を考慮しながら検討する。

1) 検討の考え方

本検討では、唐津市が新しく導入を予定している再エネ関連設備のメンテナンス事業を、地域の新会社へ発注する場合と、従来通りの業者へ発注する場合とを比較して、唐津市としてどれほどメリットがあるかの観点で評価する。メンテナンスの充実性と市のメリットをバランスさせるポイントを模索するという考え方を基に、検討を進めていく。図-3. 1に、本調査の検討ステップを示す。

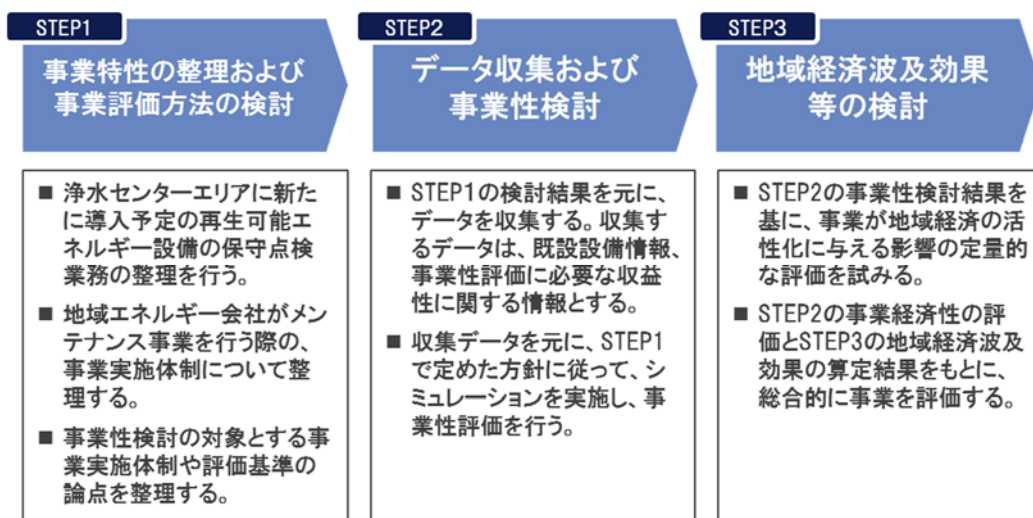


図-3. 1 検討ステップ

2) 導入設備の保守点検実施体制

浄水センターエリアに導入する消化ガス発電設備のメンテナンス業務に対する新会社(地域エネルギー会社)の関わり方は、①従来体制、②新会社がガスエンジン以外のメンテナンスを受託する場合、③新会社が全て受託する場合の3つに大別できる。

②と③は、新会社が自前で実施する場合と、地域内の専門業者に委託して実施する場合も考えられるので、合計5つの委託パターンが考えられる。各メンテナンス体制のメリットとデメリット

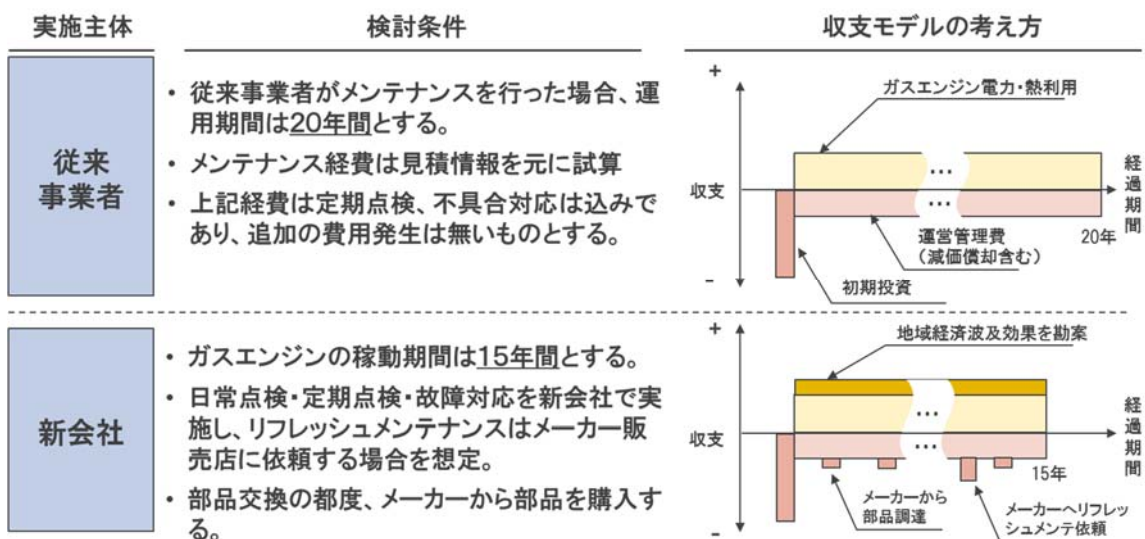
ト（課題）を、表－3. 4に示す。新会社がメンテナンス事業に携わることで、地域経済の活性化効果が期待できるが、専門技術者の継続雇用を行うための事業採算性の確保が必要となる。

表－3. 4 各メンテナンス体制のメリットとデメリット

体制	概要	メリット	デメリット/課題
①新会社なし (従来体制)	・地域エネルギー会社は関わらない。	・ 信頼性の高い専門業者によるフルメンテナンスの実施	・ 地域外への資金流出
②新会社あり (ガスエンジン以外を受託)	・ ガスエンジン以外の制御盤等のメンテナンス業務を地域エネルギー会社が受託し、自社で実施(②-1)または専門業者へ発注(②-2)する。	・ ガスエンジンの保全に比べて参入ハードルが低い。 ・ 自社実施または地場企業と組むことで 地域経済波及効果が期待できる 。 ・ 地域の 他施設へ横展開や、地域エネルギー会社の付帯事業との連携 が期待できる。	・ 新会社がメンテナンスする場合、 技術者等の雇用 が必要である。(スキル・ノウハウの懸念) ・ 事業継続性を持たせるための 事業規模を確保 する必要がある。
③新会社あり (全設備を一括受託)	・ 地域エネルギー会社がメンテナンス業務を一括受託し、自社で実施(③-1)または専門業者へ発注(③-2)する。	・ ②と比べて大きな売上が見込める。 ・ 複数施設を 一括受託することで発注者側の入札対応負担の軽減 が見込める。 ・ 自社実施または地場企業と組むことで 地域経済波及効果が期待できる 。 ・ 地域の 他施設へ横展開や、地域エネルギー会社の付帯事業との連携 が期待できる。	・ 新会社がメンテナンスする場合、 技術者等の雇用 が必要である。(スキル・ノウハウの懸念) ・ 事業継続性を持たせるための 事業規模を確保 する必要がある。 ・ メーカー独自仕様の修理対応の難しさや、交換部品の調達コストが高くなる懸念 。

3) メンテナンス事業の評価方針

導入予定の消化ガス発電設備のメンテナンス事業を評価するにあたり、唐津市側の収支および地域経済波及効果を合わせて検討する。評価方針を図－3. 2に示す。従来事業者に依頼する場合は、遠隔モニタリングによる適切な設備稼働状況を把握できるものとして、20年間の運用が可能とした。長期間、遠隔モニタリングサービスと保守対応をセットとした契約となっており、フルメンテナンス契約と呼ばれる。新会社が実施する場合は、稼働期間は15年間となり、別途部品調達費も必要となるが、地域企業が運営することにより、地域経済波及効果があるものとして考える。



図－3. 2. 導入設備のメンテナンス事業の評価方針

3. 保守点検事業の事業性評価および地域経済活性化効果の検討

3-1. 調査結果概要

新規企業のメンテナンス会社が創設した際の15年間のコストシミュレーションを行った。前提条件として2名雇用(450万円/人)を条件に、初年度の売上が355万円に対して、支出が1,276万円、差し引き921万円の当期損益という結果であり、12年目を除くすべてにおいて損益という結果であった。結論としては人件費の捻出が難しい結果であったため、地域エネルギー会社に委託した場合のメリットは、電力小売事業も並行して事業展開が可能であり、人員の併用が可能となるため、人件費のコストダウンが見込まれる。よって、地域エネルギー会社が電力小売事業とメンテナンス事業を並行して実施するメリットを次項で説明する。

3-2. 調査結果

1) メンテナンスコストの算出

①検討のパターン

図-3. 3の3つの発注パターンを想定した。それぞれのパターンにおいて、メンテナンス事業の規模拡大のために、浄水センターエリア外で事業を実施した場合の検討を加えた。

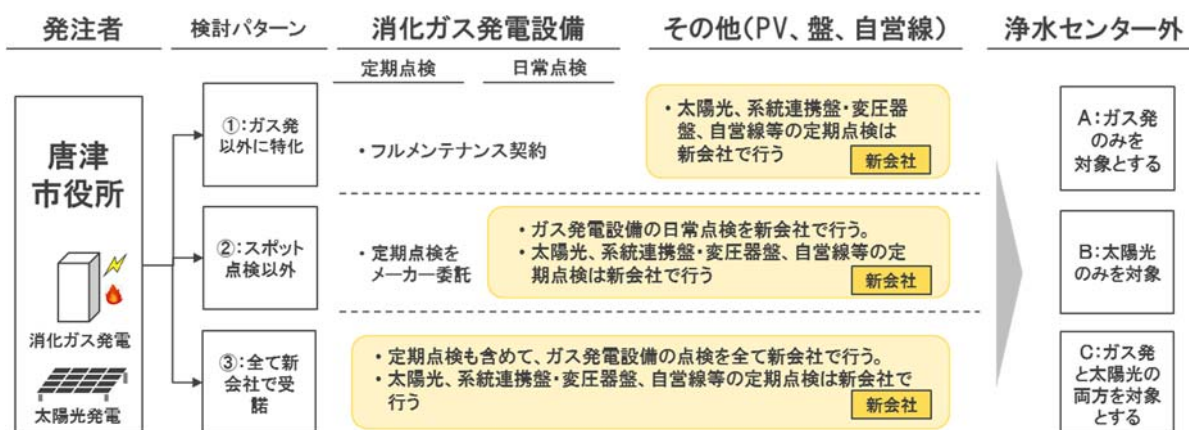


図-3. 3. メンテナンスコスト算出における検討パターン分け

②コストの設定条件

新会社のメンテナンスコストの設定条件について記載する。新会社が消化ガスエンジンのメンテナンスを実施した場合のコストについて、ガスエンジン設備を自前でメンテナンスしている企業のヒアリングに基づいて算出した。

2) 新会社の事業性検討

i. メンテナンス事業の収支計算結果

設定した条件をもとに、浄水センターエリア内に導入した再エネ関連設備のメンテナンス事業を、新会社が実施した際の、15年間の収支計算結果(パターン③)を表-3. 5に示す。同表のとおり、12年目を除き、経常利益は赤字となってしまう。これは、浄水センターエリア内の設備のみの売上では、支出を賄えないことを意味しており、想定した人件費(900万円/年)の雇用を続けるためには、浄水センターエリア以外の市内の設備を対象とするなど、事業規模を拡大する必要がある。

表－3. 5 各パターンにおける15年間の収支

項目		Yr.1	Yr.2	Yr.3	Yr.4	Yr.5	Yr.6	Yr.7	Yr.8	Yr.9	Yr.10	Yr.11	Yr.12	Yr.13	Yr.14	Yr.15
売上	消化ガス発電設備	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976
	その他設備	500	700	2,400	2,100	3,300	5,910	2,470	3,300	4,770	2,130	6,860	9,230	2,100	4,570	6,700
	諸経費	75	105	360	315	495	887	371	495	716	320	1,029	1,385	315	686	1,005
		3,551	3,781	5,736	5,391	6,771	9,773	5,817	6,771	8,462	5,426	10,865	13,591	5,391	8,232	10,681
支出	部品・消耗品費	1,743	1,763	1,933	1,903	2,023	2,284	1,940	2,023	2,170	1,906	2,379	2,616	1,903	2,150	2,363
	人件費	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
	オフィス代	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
	減価償却費	710	710	710	710	460										
	その他支出	107	113	172	162	203	293	174	203	254	163	326	408	162	247	320
		12,760	12,787	13,015	12,975	12,886	12,778	12,315	12,426	12,624	12,269	12,905	13,224	12,265	12,597	12,884
経常利益	-9,209	-9,006	-7,279	-7,584	-6,115	-3,005	-6,498	-5,655	-4,163	-6,844	-2,040	366	-6,874	-4,366	-2,203	

ii. 事業性が成り立つ事業規模の検討

そこで、損益分岐点売上高を達成するためには、新会社が浄水センターエリア外でどれだけの設備をメンテナンスすればよいかの概算を行った。既述のとおり、浄水センターエリア外でガスエンジンのメンテナンスのみを対象に事業展開した場合（A）、太陽光発電設備のみを対象に事業展開した場合（B）、両方を対象に事業展開した場合（C）の3パターンを検討した。パターンCについては、浄水センターエリア外の売上のうち、20%をガスエンジンのメンテナンス売上、80%を太陽光発電設備のメンテナンス売上と仮定した。また、算定において利用した単年度収支は、15年間の収支算定結果の各勘定項目の平均値を用いている。算定結果を表－3. 6に示す。

表－3. 6 損益分岐点売上達成に必要な浄水センターエリア外の設備規模

項目	①：フルメンテナンス契約			②：スポット点検を業者委託			③全て新会社が担う場合		
	A：ガスエンジンのみを対象	B：太陽光のみを対象	C：ガスエンジンと太陽光を対象	A：ガスエンジンのみを対象	B：太陽光のみを対象	C：ガスエンジンと太陽光を対象	A：ガスエンジンのみを対象	B：太陽光のみを対象	C：ガスエンジンと太陽光を対象
必要なガスエンジン台数	24	0	2	22	0	2	20	0	2
必要な太陽光発電規模 (kW)	0	4,051	3,632	0	3,840	3,443	0	3,365	3,017

3) 地域経済波及効果の算出

本項では、メンテナンス事業の地域経済波及効果を、地域経済付加価値の考え方に基づいて定量化し、新会社にメンテナンス事業を委託した場合の唐津市のメリットを評価する。

地域経済付加価値とは、地域の利益（地域の購買力向上分）を表しており、当該事業を実施による「地域在住の従業員の可処分所得」＋「地方税」＋「地域事業者純利益」で算出される。

①メンテナンス事業の地域経済付加価値の考え方

地域エネルギー会社が、電力小売事業と浄水センターエリア内に導入する設備のメンテナンスを全て担った場合の地域経済活性化効果の算定を試みる。メンテナンス部品の調達先は、地域外企業と仮定した。また、その他支出（諸経費）についても、支出による付加価値効果はないものとする。既述のとおり、人件費やオフィス賃貸費は、地域エネルギー会社のリソースを活用する前提とするため、メンテナンス事業による従業員の可処分所得や、オフィス賃貸による支出効果は発生しない。

②メンテナンス事業による地域経済付加価値の算定結果

算定結果を表一 3. 7 に示す。15年目には、唐津市に約690万円の地域経済付加価値を生む結果となった。15年間の平均年間売上は735万円、地域経済波及効果は、年間375万円となる。

表一 3. 7 地域経済付加価値の算出結果 (パターン③)

③全て新会社で対応		千円															
項目		Yr.1	Yr.2	Yr.3	Yr.4	Yr.5	Yr.6	Yr.7	Yr.8	Yr.9	Yr.10	Yr.11	Yr.12	Yr.13	Yr.14	Yr.15	平均値
売上	消化ガス発電設備	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976	2,976
	その他設備	500	700	2,400	2,100	3,300	5,910	2,470	3,300	4,770	2,130	6,860	9,230	2,100	4,570	6,700	3,803
	諸経費	75	105	360	315	495	887	371	495	716	320	1,029	1,385	315	686	1,005	570
		3,551	3,781	5,736	5,391	6,771	9,773	5,817	6,771	8,462	5,426	10,865	13,591	5,391	8,232	10,681	7,349
支出	部品・消耗品費	1,743	1,763	1,933	1,903	2,023	2,284	1,940	2,023	2,170	1,906	2,379	2,616	1,903	2,150	2,363	2,074
	減価償却費	710	710	710	710	460											710
	その他支出	107	113	172	162	203	293	174	203	254	163	326	408	162	247	320	220
		2,560	2,587	2,815	2,775	2,686	2,578	2,115	2,226	2,424	2,069	2,705	3,024	2,065	2,397	2,684	3,004
経常利益	991	1,194	2,921	2,616	4,085	7,195	3,702	4,545	6,037	3,356	8,160	10,566	3,326	5,834	7,997	4,345	
法人税等合計	148	180	441	395	617	1,087	559	687	912	507	1,233	1,597	503	882	1,209	657	
当期純利益	843	1,014	2,479	2,221	3,467	6,108	3,142	3,858	5,125	2,849	6,926	8,969	2,823	4,952	6,789	3,688	
地域経済波及効果		858	1,033	2,526	2,262	3,532	6,222	3,201	3,930	5,221	2,903	7,057	9,138	2,876	5,046	6,916	3,758
地域内従業員の可処分所得		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
本事業の純利益		843	1,014	2,479	2,221	3,467	6,108	3,142	3,858	5,125	2,849	6,926	8,969	2,823	4,952	6,789	3,688
本事業によって生じる地方税		15	19	47	42	65	115	59	73	96	54	130	169	53	93	128	69
支出による付加価値		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4) 新会社に委託した場合の唐津市のメリットの評価

図 3-2 の考えに基づき、消化ガス発電設備のメンテナンスを従来の企業に委託した場合と、地域エネルギー会社に委託した場合の唐津市のメリットを評価する。地域エネルギー会社がメンテナンスすることで、年平均約90万円の地域経済付加価値が発生する。また、毎年のメンテナンス費用は従来企業が実施した場合は372万円であるが、地域エネルギー会社が実施した場合は297.6万円と仮定すると、毎年74.4万円の支出抑制効果が発生する。15年分を合計した2,481万円が、地域エネルギー会社がメンテナンスをすることによる経済付加価値効果となる。

図-3.2で示したように、仮に、従来事業者がメンテナンスを実施した場合、15年ではなく20年間設備を稼働させることができるとするならば、その経済効果は、図-3.4で示すように、5年分の電気料金の削減分から運営管理費を差し引いた、2,525万円となる。これは、地域エネルギー会社が15年間メンテナンスをすることによる地域経済効果よりも大きくなることから、今回の前提条件では、ガスエンジン設備のメンテナンスは、20年間のフルメンテナンス契約の方が、唐津市にとって経済的であるという結果になった。ただし、地域エネルギー会社がメンテナンスを実施する場合において、16年目以降もガスエンジン設備が問題なく稼働できる場合は、地域エネルギー会社に委託するほうが、地域経済付加価値、運営管理費削減による経済メリットが大きいといえる。

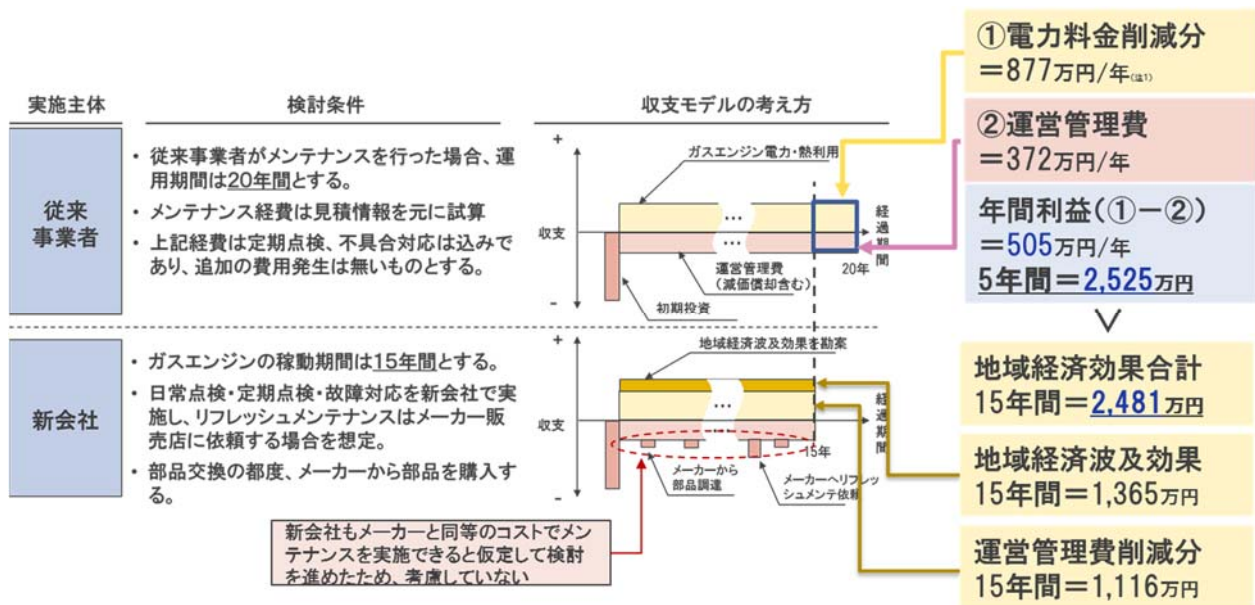


図-3. 4. ガス発電設備のメンテナンスを地域エネルギー会社が担った場合の唐津市メリット

4. 地域エネルギー会社を創出した場合の運営についてのコスト体制の整理、シミュレーション

4-1. 調査結果概要

地域エネルギー会社が電力小売事業とメンテナンス事業を並行して実施するケースについて必要なコストの把握を行った。電力小売事業に関しては、平成29年度唐津市地域エネルギー創出事業の調査結果(唐津市内の54の公共施設、契約電力量9,645kWを対象とする)に基づき、電力の需給管理を自前で行う場合とバランシンググループ(BG)加入の場合の契約手法の相違(BG①kW契約 BG②kWh契約)による3つの需給管理パターンにて試算した。自前の需給管理の場合は4名雇用(内訳:事務2名、需給管理2名)、BGの場合は需給管理を外部に委託するため2名雇用(内訳:事務2名)で比較検討を行った。売上はどのパターンも2億8,577万円、営業利益は自前ケースが2,987万円(10%)、BG①は3,986万円(14%)、BG②は4,407万円(15%)という結果だった。需給管理を自前で実施した場合は、需給管理システム料金がバランシンググループ加入費用よりも高く、さらに需給管理用の人員も2人多くなることから最も低い結果となった。また、バランシンググループへ参画するパターンでは、今回の単価設定では、kWh課金型の方が、収益性がよくなる結果となった。今回想定した需要家は負荷率の低い公共施設であることから、容量(kW)課金ではなく、電力量(kWh)課金の方が費用を抑えられる結果となったと考えられる。さらに、事業リスクとして市場リスクであるJEPX調達価格や燃料調整費などのシミュレーションも検討し、九州電力の燃料調整費が中央値であることを前提に、概ね、既存の電気料金から3~5%程度割引が可能であるとの結果であった。

4-2. 調査結果

1) シミュレーションの前提条件

①需要家および電力調達先

公共施設を対象とした地域エネルギー会社の電力小売事業シミュレーションを行い、事業実施に必要なコストの把握を試みた。市内公共施設54施設を対象とし、契約電力の合計は約9,645kW、消費電力量の合計は約129万kWhとなる。負荷率は、15.3%である。地域内の電源として、太陽光発電1,000kWと風力発電1,500kW(FIT価格・相対契約)

を想定している。

②需給調整方法の設定

電力小売事業を実施する際に、電力の需要量と供給量を調整する必要がある。本検討では、図-3.5に示す合計3パターンについて、電力小売事業のコストがどのように変わるか確認した。

パターン	概要	想定した雇用
①自社で需給調整システムを保有	初期費用 600 万円 運営支援 1,700 万円/年	従業員4名(地域雇用) ・需給管理者 2名 ・事務担当 1名 ・営業担当 1名
②balancingグループA	150 円/kW/月	従業員2名(地域雇用) ・事務担当 1名 ・営業担当 1名
③balancingグループB	初期費用 100 万円 従量料金 = 1 円/kWh	

図-3.5. 需給調整方法に関する検討パターン

③その他設定条件

以下設定のもと、24時間365日、30分単位での需給シミュレーションを実施した。

- 託送料金の設定は、九州電力の標準料金を設定
- 料金設定は、九州電力の2018年度料金設定から3%引きで設定した。
- 燃料調整費は、楽観的な事業評価にならないような数値(-2,682.68円)を設定。同数値は、他地域における過去の燃料調整費の中で比較的マイナスが大きくなった値を活用している。
- 需給管理は、上述した3パターンごとの値を入力する。
- その他、事業運営に必要な各種費用について表-3.8のような前提を設定。

表-3.8 事業性シミュレーションのパラメータ

検討タイプ	BG参加型	単位	インプット数値	販売管理費	需給管理+CIS	単位	インプット数値
共通条件	JEPX取引価格	-	JEPXスポットシートで算定	※資本支出	ランニング	k円/月	各パターンの値を設定
	JEPX価格変動	¥/kWh	1		従量料金	¥/件・月	
売上	売上単価	0	料金設定シートで設定		導入費用	k円	
	売上単価値引率	%	3%		システム償却費	k円/月	
	燃料調整費	¥/kWh	-2.68		システム償却月数	ヶ月	
売上原価	託送料金	-	料金設定シートで設定		労務費		
	常時バックアップ(JBU)	-	料金設定シートで設定		社員 想定年収(福)	k円	4,000
	市場調達(JEPX買)	-	JEPXスポットシートで算定		社員 月給単価	k円/月	333
	balancingG会員費		各パターンの値を設定		社員 人数	人	2
	インバランス単価				経費		
	不足	-	JEPXスポットシートで算定		旅費	k円/yr	1,200
	余剰	-	JEPXスポットシートで算定		交際費	k円/yr	1,200
			図書・印刷費		k円/yr	1,200	
			水道光熱費、通信費	k円/yr	1,800		
			賃借料	k円/yr	1,200		
			コールセンター運営	k円/yr	0		
			需給管理委託費	k円/yr	0		
			JEPX会費	k円/yr	0		
			広告宣伝費	k円/yr	1,800		
			回線利用料等	k円/yr	1,800		
			その他	k円/yr	2,000		

2) 算定結果

各パターンにおける単年度収支の算定結果と、資金需要の算定結果を表-3.9に示す。BG1はkW課金型、BG2はkWh課金型のbalancingグループに加入した場合を表している。

本設定においては、需給管理を自前で実施した場合、需給管理システム料金がバラシンググループ会員費用よりも高く、需給管理用の人員も2人多いことから、営業利益率および当期純利益は最も低い10%、3%となった。バラシンググループへ参画するパターンでは、今回の単価設定では、kWh課金型の方が、収益性がよくなる結果となり、営業利益率は15%、当期純利益は7%となった。今回想定した需要家は負荷率の低い公共施設であることから、容量(kW)課金ではなく、電力量(kWh)課金の方が費用を抑えられる結果となったと考えられる。

3) 事業リスクの分析

地域エネルギー会社が電力小売事業を実施するうえで、考慮すべきリスクについて検討する。様々なリスクが考えられるが、電力の調達先である市場、そして、燃料価格が大きなリスクと考えられる。

①市場リスクの分析（JEPX調達価格の分析）

地域エネルギー会社が電力を調達してくる先である卸電力市場の価格リスクについて分析する。近年のJEPXの相場水準は、平均取引価格は9円前後で推移しているが、2017年度以降は最大値が20円を超えるなど、変動が大きく電力小売事業者にとってはリスクとなる。この平均取引価格を変化させることで収支の変化を分析する。

JEPX市場の平均取引価格が変化したときの、事業収支の感度分析結果を表-3.10（うち、パターン①）に示す。JEPX価格は2017年度の数値をベースとして扱っている。いずれのパターンにおいても、+6円の価格となった場合、営業利益は赤字または数百万円程度となる。

表-3.9 単年度収支と運転資金の算定結果比較

費目		需給管理を自前で実施	BG①	BG②	
売上	売上金額(基本+従量料金)	285,776	285,776	285,776	
	JEPX売り	10	10	10	
		285,786 100%	285,786 100%	285,786 100%	
売上原価	託送料金(基本+従量料金)	71,353	71,353	71,353	
	電力調達費	89,789	89,789	89,789	
	常時バックアップ	47,218	47,218	47,218	
	バラシングG会員費	0	17,361	12,970	
	不足インバランス	1,913			
	余剰インバランス	-1,838			
売上原価	208,435 73%	225,721 79%	221,330 77%		
売上総利益	77,351 27%	60,065 21%	64,456 23%		
営業費用	需給管理システム使用料金	18,080	0	180	
	人件費	16,000	8,000	8,000	
	経費	賃借料	1,200	1,200	1,200
		JEPX会費	1,200	0	0
		減価償却費			
		旅費	1,200	1,200	1,200
		交際費	1,200	1,200	1,200
		その他支出	8,600	8,600	8,600
	経費	13,400	12,200	12,200	
	営業費用	47,480 17%	20,200 7%	20,380 7%	
営業利益	29,871 10%	39,865 14%	44,076 15%		
法人税等合計	20,970	23,205	24,147		
純利益	8,901 3.1%	16,660 5.8%	19,929 7.0%		
初年度の必要運転資金		4,501万円	4,031万円	3,781万円	

表－3. 10 JEPX 平均取引価格に対する事業収支感度分析結果

①需給管理を自前で実施 単位：千円

営業利益の感度		JEPX市場 平均取引価格					
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71
		-2	0	1	2	4	6
販売単価の値 引率	0%	67,145	48,919	39,808	30,696	12,473	-5,751
	1%	63,848	45,622	36,511	27,399	9,176	-9,048
	2%	60,550	42,324	33,213	24,101	5,878	-12,346
	3%	57,288	39,062	29,951	20,839	2,616	-15,608
	4%	54,072	35,846	26,735	17,623	-600	-18,824
	5%	50,782	32,556	23,445	14,333	-3,890	-22,114
	10%	34,332	16,106	6,995	-2,117	-20,340	-38,564

②燃料調整費リスクの分析

次に、電気料金の中に含まれる燃料調整費の変動による事業リスクについて分析した。九州電力の高圧電力における燃料調整費の推移を参考に、感度分析を行うにあたって、+1.5円/kWhから-3円/kWhの幅で燃料調整費を変動させた。

電気料金割引率毎の燃料調整費・JEPX 市場価格に対する事業収支感度分析結果を、表－3.11に示す。既存の電力料金からの割引率を3%以上とした場合、卸電力市場の平均取引価格が+6円となり、燃料調整費が-2.68円/kWhとなった場合には、営業利益がマイナスになるものと想定される。燃料調整費が、中央値の-0.80円/kWhとなる場合、既存の電気料金からの割引率が5%の程度であれば、卸電力市場の平均取引価格が+6円となった場合でも、営業利益はプラスとなる。

表－3. 11 電気料金割引率毎の燃料調整費・JEPX市場価格に対する事業収支感度分析結果

①需給管理を自前で実施

既存の電気料金からの割引率		単位：千円					
0%		JEPX市場 平均取引価格					
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71
		-2	0	1	2	4	6
燃料調整費	最大 1.50	117,343	99,117	90,006	80,894	62,671	44,447
	中央 -0.80	89,843	71,617	62,506	53,394	35,171	16,947
	ベース -2.68	67,145	48,919	39,808	30,696	12,473	-5,751
	最小 -3.00	63,303	45,077	35,966	26,854	8,631	-9,593

既存の電気料金からの割引率		単位：千円					
5%		JEPX市場 平均取引価格					
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71
		-2	0	1	2	4	6
燃料調整費	最大 1.50	100,982	82,756	73,645	64,533	46,310	28,086
	中央 -0.80	73,391	55,165	46,054	36,942	18,719	495
	ベース -2.68	50,782	32,556	23,445	14,333	-3,890	-22,114
	最小 -3.00	46,940	28,714	19,603	10,491	-7,732	-25,956

既存の電気料金からの割引率		単位：千円					
3%		JEPX市場 平均取引価格					
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71
		-2	0	1	2	4	6
燃料調整費	最大 1.50	107,488	89,262	80,151	71,039	52,816	34,592
	中央 -0.80	79,951	61,725	52,614	43,502	25,279	7,055
	ベース -2.68	57,288	39,062	29,951	20,839	2,616	-15,608
	最小 -3.00	53,446	35,220	26,109	16,997	-1,226	-19,450

既存の電気料金からの割引率		単位：千円					
10%		JEPX市場 平均取引価格					
		7.71	9.71	10.71	11.71	13.71	15.71
		-2	0	1	2	4	6
燃料調整費	最大 1.50	84,530	66,304	57,193	48,081	29,858	11,634
	中央 -0.80	57,028	38,802	29,691	20,579	2,356	-15,868
	ベース -2.68	34,332	16,106	6,995	-2,117	-20,340	-38,564
	最小 -3.00	30,488	12,262	3,151	-5,961	-24,184	-42,408

5. 地域エネルギー会社運営基盤の強化策の検討

5-1. 調査結果概要

地域エネルギー会社が、地域活性化の担い手として活動を展開していくためには、まずは収益事業の基盤を固めることが重要であり、本調査では地域エネルギー会社の運営基盤の強化につながる事業について検討を行った。地域エネルギー会社の運営基盤強化につながる事業活動内容は、再エ

ネ電源開発（発電事業）、電力卸売事業、再エネ関連設備のメンテナンス事業、ガス小売事業、地域インフラ施設の料金徴収・維持管理事業、需要家への太陽光パネル・蓄電池導入事業（第三者保有モデル）が想定され、複合的な事業展開が有効である結果であった。

5-2. 調査結果

地域エネルギー会社が、地域活性化の担い手として活動を展開していくためには、まずは収益事業の基盤を固めることが重要である。本項では、地域エネルギー会社の運営基盤の強化につながる事業について検討を行う。

地域エネルギー会社の運営基盤強化につながる事業活動内容と、各活動における地域企業との連携方策を整理したものを図-3.6に示す。地域エネルギー会社の活動は、収益事業と非収益事業に大別され、収益事業で持続的に収益を確保できてはじめて、その収益を地域課題解決につながる非収益事業に還元できるようになる。

収益事業の基盤強化に繋がる事業として、同図に示すように、再エネ電源開発（発電事業）、電力卸売事業、再エネ関連設備のメンテナンス事業、ガス小売事業、地域インフラ施設の料金徴収・維持管理事業、需要家への太陽光パネル・蓄電池導入事業（第三者保有モデル）が考えられる。

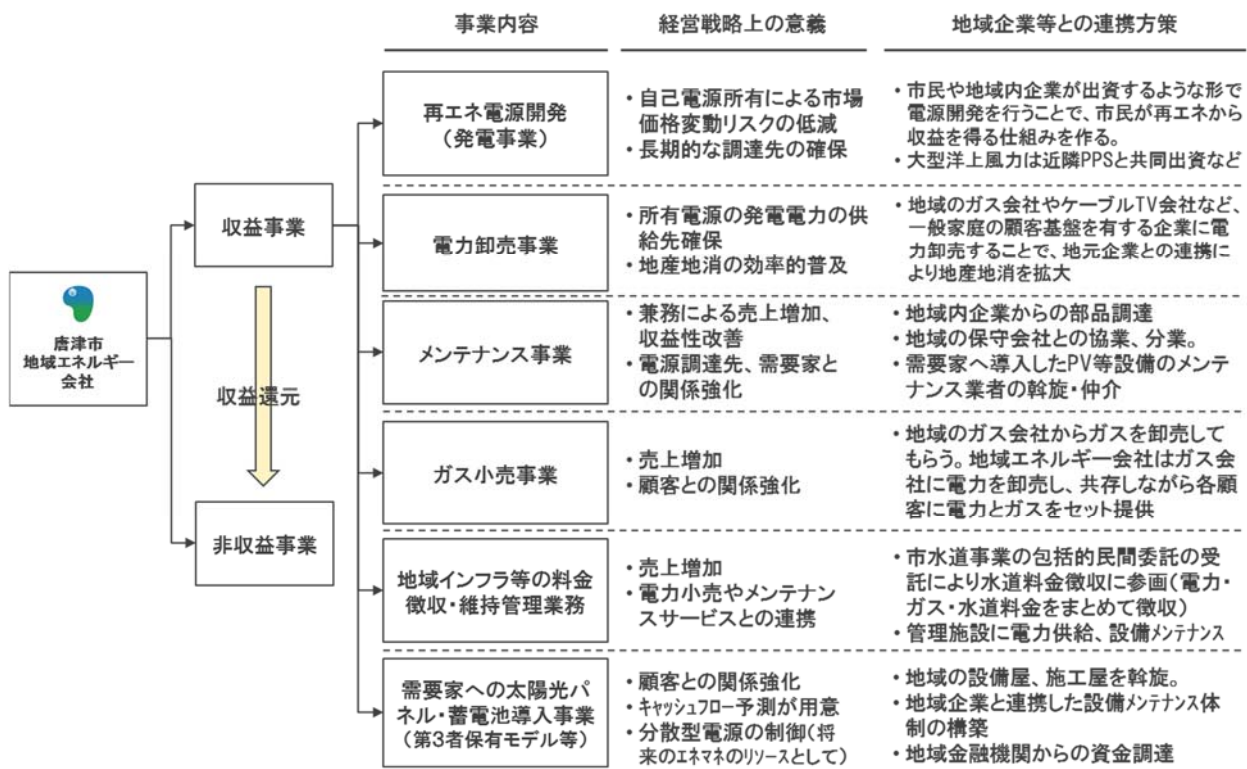


図-3.6. 地域エネルギー会社の運営基盤強化に繋がる収益事業

第4章 スマートレジリエンス構想の実現に向けた調査

1. はじめに

スマートレジリエンス構想を実現していくためには、多面的価値の評価が必要となる。しかしながら、それらを客観的に評価する手法が存在しない。そこで、本章では、前章までに得られたFS調査結果に対して、スマートレジリエンス構想に資する評価軸をエネルギーの有効利用という観点から試行的に設定し、定量評価を試みた。また、スマートレジリエンス構想の発展的な展開の参考として、清掃工場や下水処理施設における先進的な事例を整理した。

2. スマートレジリエンス構想に適合した指標の提案と評価～エネルギーの有効利用に着目して～

1) 評価対象ケース

本章では、前章までの消化ガスの有効利用方法に着目した評価を試行した。評価対象としたケースを表-4.1に示す。

表-4.1 評価対象ケース

検討 パターン	廃熱供給先			消化ガスエンジン 導入台数
	吸収式冷温水機	温水プール	汚泥乾燥用 ボイラ	
STEP1	×	×	×	4台
Case1	×	×	○	4台
Case2	×	○	×	4台
Case3	○	×	×	4台
Case4	×	○	○	4台
Case5	×	○	○	5台
Case6	×	○	○	6台

2) 評価指標の提案

非常時のエネルギー拠点化や避難所としての機能提供などスマートレジリエンス拠点としての役割はさまざまであり、それらを総合的かつ包括的に評価する指標はない。そこで、ここでは、FSから得られた情報に基づき評価可能な4つの評価指標を提案する。具体的には、「エネルギーの自立化」に関する目安として、①発電電力量、②エネルギー自給率、③廃熱利用率、④消化ガス利用率である。以下に提案する指標の定義式をそれぞれについて述べる。

① 発電電力量 (MWh/年)・ガスエンジン出力 (kW)

いわゆる拠点における「創エネルギー量」に相当する指標である。この値が大きいほど、エネルギー拠点としての価値が高いといえる。発電電力量は、式(1)により求めた。また、その際の消化ガスエンジンの定格出力 (kW) も併せて、指標とした。

$$\begin{aligned}
 & \text{(発電電力量 MWh/年)} \\
 & = \{(\text{消化ガスエンジン定格出力 kW}) - (\text{補機動力 kW})\} \\
 & \quad \times (\text{運転可能台数}) \times (\text{稼働日数}) \times 24\text{h} \times \frac{1}{1000}
 \end{aligned} \tag{1}$$

② エネルギー自給率 (%)

文字どおり、浄水センター内のエネルギー需要に対して、どの程度、自給が可能かを表現する指標である。ここでは、電力自給率と温水プールに廃熱供給した場合の温水プールの熱量自給率を算出した。電力自給率は、唐津市浄水センターの契約電力600kWに対する導入ガスエンジンの合計出力の割合とした。以下の式(2)を用いて算出した。

$$\begin{aligned}
 & \text{(電力自給率 \%)} \\
 & = \frac{\{(\text{消化ガスエンジン定格出力 kW}) - (\text{補機動力 kW})\} \times (\text{運転可能台数})}{600} \times 100
 \end{aligned} \tag{2}$$

この値が、100%に近いほど、平常時と同等の能力を確保できることを意味する。

温水プールの熱量自給率は、温水プール用ボイラの必要熱量に対する温水ボイラへの廃熱供給量の割合と定義する。まず、式(3)より、消化ガスエンジンからの廃熱回収量を求める。この際、配管によるロスを簡易的に10%と設定している。温水プールの熱量自給率は、式(4)より求める。この値が大きいほど、非常時のシャワー等の温熱源が確保できることを意味する。

$$\begin{aligned}
 & \text{(廃熱回収量 kWh/月)} \\
 & = (\text{消化ガスエンジンの廃熱回収量 kW}) \times T \times (\text{運転可能台数}) \times 0.9
 \end{aligned} \tag{3}$$

$$\text{(温水プールの熱量自給率\%)} = \frac{(\text{年間温水ボイラ使用熱量}) - (\text{LPガス購入量})}{(\text{年間温水ボイラ使用熱量})} \tag{4}$$

③ 廃熱利用率 (%)

廃熱利用率は、導入したガスエンジンの合計廃熱回収量に対する廃熱供給先で使用される廃熱量の割合と定義した。ガスエンジンの年間合計廃熱回収量を式(5)より算出すると、廃熱利用率は、式(6)より算出される。廃熱利用率が高いと、未利用エネルギーが少なく効率的なエネルギー利用ができていることを意味する。

$$\begin{aligned}
 & \text{(年間合計廃熱回収量 kWh/年)} \\
 & = (\text{消化ガスエンジン廃熱回収量 kW}) \times (\text{運転可能台数}) \times (\text{稼働日数}) \\
 & \quad \times 24\text{h} \times 0.9
 \end{aligned} \tag{5}$$

$$\text{(廃熱利用率\%)} = \frac{(\text{各廃熱供給先の使用廃熱量})}{(\text{年間合計廃熱回収量})} \times 100 \tag{6}$$

④ 消化ガス利用率 (%)

消化ガス利用率とは、年間で発生する消化ガス量に対する消化ガスエンジンや汚泥乾燥用ボイラで消費される消化ガス量の割合と定義した。年間で発生する消化ガス量は、633,220Nm³/年であり、消化ガスの低位発熱量は5.9kWh/Nm³であるから、以下の式(7)より、年間消化ガス発生量をエネルギー換算できる。また、消化ガスエンジンの消化ガス消費量は、式(8)より算出できる。式(7)と(8)で算出した値を式(9)に代入することで、消化ガス使用率を算出できる。

$$(\text{年間消化ガス発生量MWh/年}) = \frac{633,220\text{Nm}^3/\text{年} \times 5.9/\text{Nm}^3}{1000} = 3,736\text{MWh/年} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} & (\text{消化ガスエンジンの消化ガス消費量 MWh/年}) \\ & = (\text{消化ガスエンジン燃料消費量 kW}) \times (\text{運転可能台数}) \times 24\text{h} \\ & \times (\text{稼働日数}) \times \frac{1}{1000} \end{aligned} \quad (8)$$

$$(\text{消化ガス利用率}) = \frac{(\text{導入ガスエンジン消化ガス消費量 MWh/年})}{3736\text{MWh/年}} \quad (9)$$

ただし、STEP1、Case2、Case3では、消化ガスを汚泥乾燥用ボイラに直接供給しているため、式(9)の分子に、汚泥乾燥用ボイラの消化ガス使用量を含めて計算する。汚泥乾燥用ボイラの年間消化ガス使用量は、121,548Nm³/年で低位発熱量は5.9kWh/Nm³として式(10)を用いて算出した。

$$\begin{aligned} & (\text{汚泥乾燥用ボイラの年間消化ガス使用量 MWh/年}) \\ & = \frac{121548\text{Nm}^3/\text{年} \times 5.9\text{kWh}/\text{Nm}^3}{1000} = 717\text{MWh/年} \end{aligned} \quad (10)$$

消化ガス使用率を算出することで、発生した消化ガスの有効利用量を把握することができる。消化ガス利用率が高いほど、再生可能エネルギーを有効活用できているといえる。

3) 各 Case のエネルギーフロー

① STEP1

STEP1は、25kW消化ガスエンジン4台を導入したパターンである。余剰消化ガス燃焼装置で処理していた発生消化ガスの54%をガスエンジンに投入して発電している。運転可能台数は、式(6)より、平均2.9台であることがわかり、消化ガスエンジンの稼働率は73%である。また、廃熱利用先がないため、廃熱が有効利用されていない。

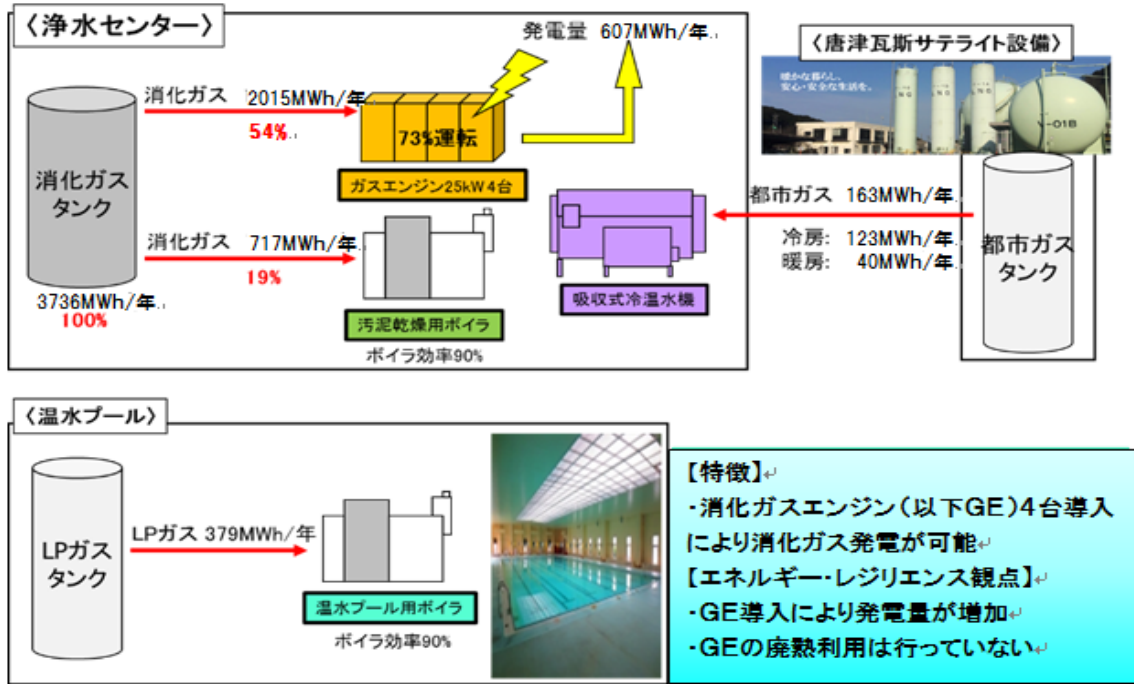


図-4. 1 STEP1におけるエネルギーフロー

② Case1

Case1は、消化ガスエンジンの廃熱を汚泥乾燥用ボイラに供給するパターンである。廃熱利用率は57%と高く、汚泥乾燥用ボイラに廃熱供給することで消化ガス発生量の71%をガスエンジンで使用できるため、発電量も向上する。

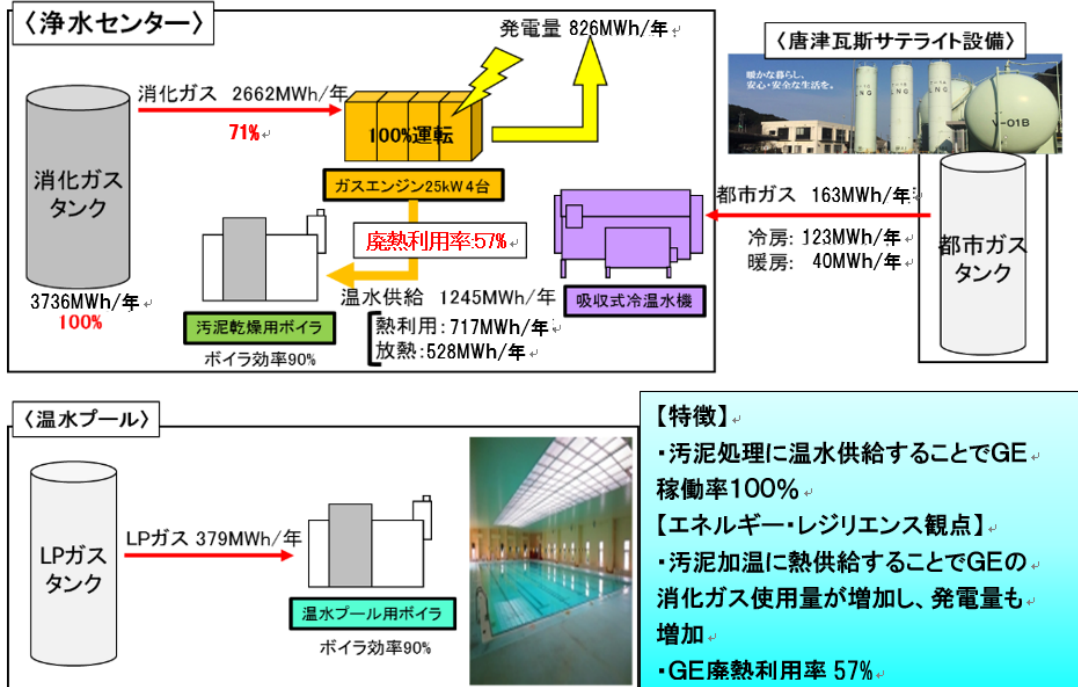


図-4. 2 Case1におけるエネルギーフロー

③ Case2

Case2は、4台導入した消化ガスエンジンの廃熱を温水プール用ボイラで利用するパターンである。廃熱利用率は41%と高いことがわかる。しかし、温水ボイラLPガス使用量に対して、式(3)で算出した廃熱回収量が不足する月があり、夏期以外の多くの

月でLPガスの購入が必要となる。そのため、温水プールの熱量自給率は100%とはならない。しかし、非常時の廃熱供給先の役割の観点から考察すると、温水プールに廃熱供給することで、非常時における仮設のシャワーや浴槽の温熱源の確保が可能である。

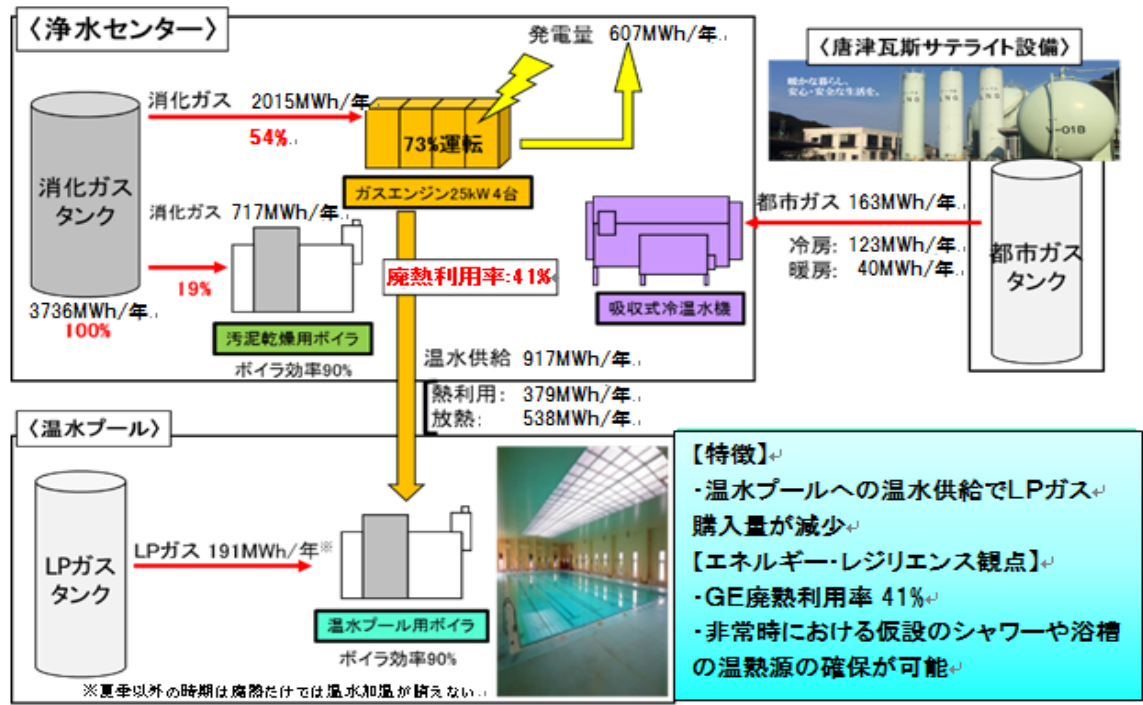


図-4. 3 Case2におけるエネルギーフロー

④ Case3

Case3は、4台導入した消化ガスエンジンの廃熱を吸収式冷温水機で利用するパターンである。温水として回収する廃熱のため、暖房時期の利用しかできず、廃熱利用率は4%と低い。しかし、レジリエンスの観点からみると、冬期に避難所として浄水センターが利用された際の暖房利用が可能となることは評価すべき点である。

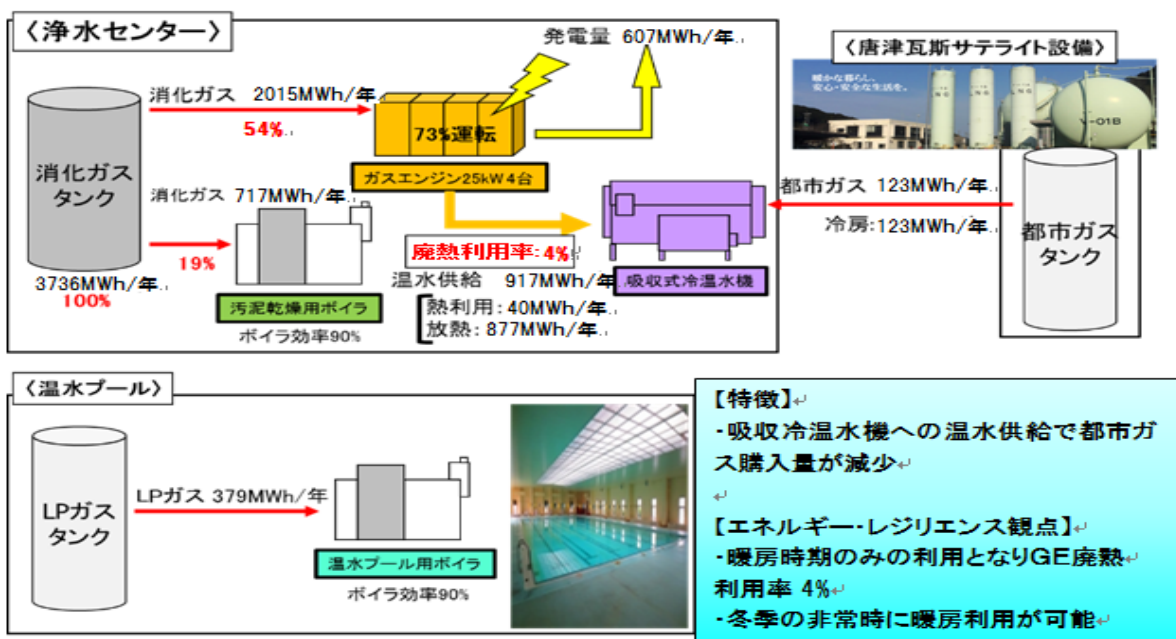


図-4. 4 Case3におけるエネルギーフロー

⑤ Case 4

Case4 におけるエネルギーフローを図-4. 5に示す。Case4 は、消化ガスエンジン4台の廃熱を温水プールと汚泥乾燥用ボイラに廃熱供給するパターンとなっている。汚泥乾燥用ボイラに廃熱供給することで、発電量の向上が可能となえ、温水プール用ボイラへの廃熱供給も行うことで廃熱利用率は76%と高くなっている。また、温水プール用ボイラへ廃熱供給することでレジリエンス的にも優先度が高いといえる。

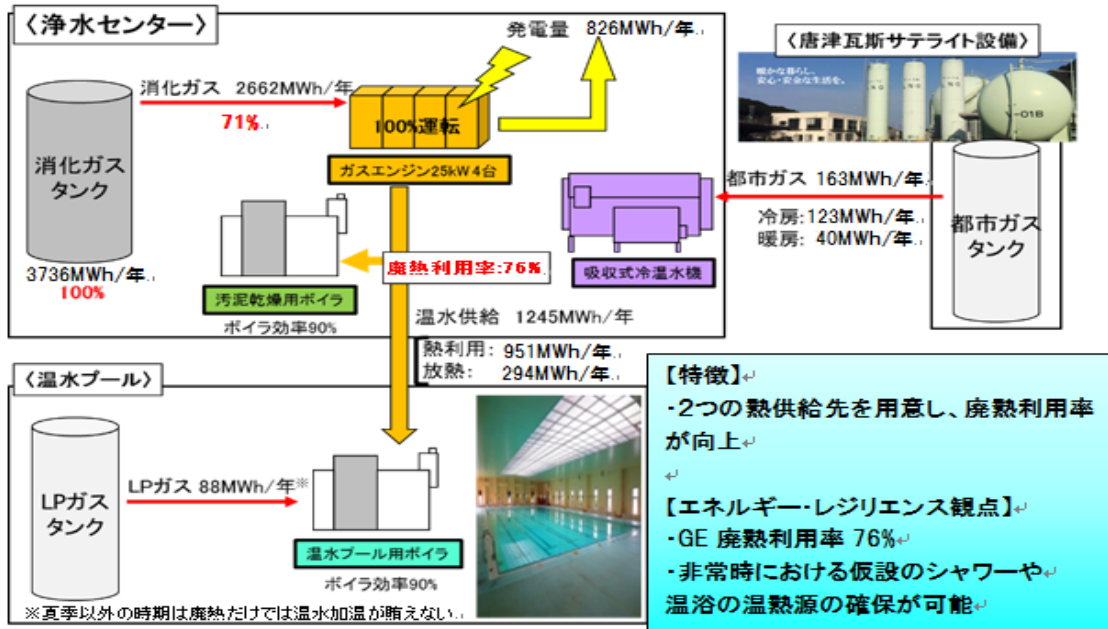


図-4. 5 Case4 におけるエネルギーフロー

⑥ Case5

Case5 は、消化ガスエンジン5台で発電を行い、温水プール用ボイラと汚泥乾燥用ボイラへ廃熱供給するパターンとなっている。汚泥乾燥用ボイラへ廃熱供給した場合は、平均5.4台のガスエンジンが運転可能なため、消化ガスエンジンの稼働率は100%を保つことができ、発電量が向上する。しかし、消化ガスエンジンを増設することで廃熱回収量も増加するため、廃熱利用率はCase4より減少し、70%となる。

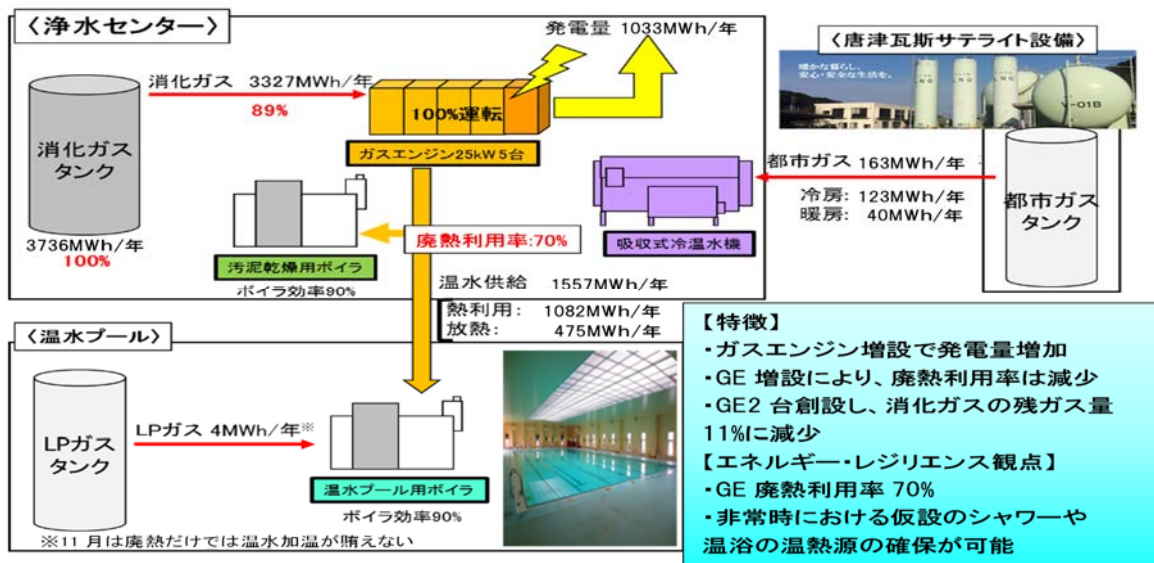


図-4. 6 Case5 におけるエネルギーフロー

⑦ Case6

Case6 は、消化ガスエンジンを2台増設し消化ガスエンジン6台で発電を行い、温水プール用ボイラと汚泥乾燥用ボイラへ廃熱供給するパターンとなっている。汚泥乾燥用ボイラへ廃熱供給した場合は、平均5.4台の消化ガスエンジンを運転することができ稼働率は91%となる。Case5と同様に、消化ガスエンジンを増設することで発電量が向上するが、廃熱利用率は減少することがわかる。

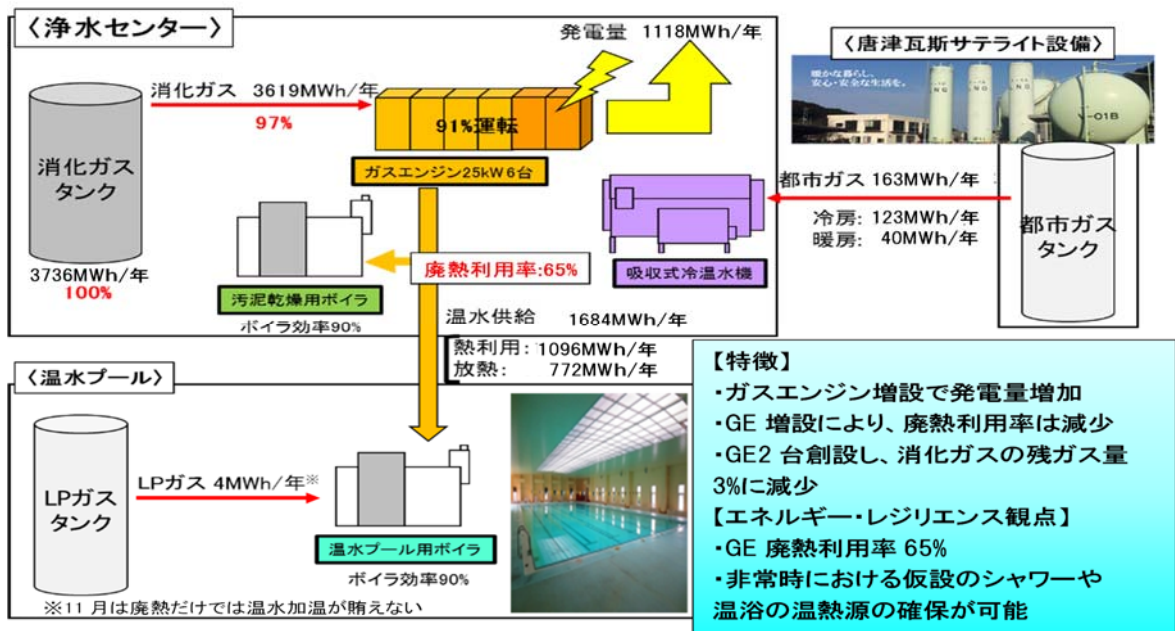


図-4. 7 Case6におけるエネルギーフロー

4) 各 Case の比較・考察

各検討パターンの評価結果を表-4. 2に示す。電力自給率の括弧内の数値は、再生可能エネルギーによる電力自給率を示す。

これらの結果より、汚泥乾燥用ボイラへ廃熱供給することで、発電電力量が向上することがわかる。また、消化ガスエンジンを増設することでも発電量は当然ながら向上している。ガスエンジン出力と電力自給率をみると、消化ガスエンジンの導入だけでは、唐津市浄水センターの契約電力 600kW を賄うことはできない。温水プール熱量自給率をみると、温水プール用ボイラのみで廃熱供給する Case2 では、半分しか自給することができず、汚泥乾燥用ボイラへの廃熱供給と組み合わせることで自給率の向上が望める。Case5 と Case6 では、約 100%自給することが可能で、ガスエンジンの廃熱のみで温水プール用ボイラの必要熱量を賄うことが可能となる。廃熱利用率でみると、汚泥乾燥用ボイラと温水プールに廃熱供給することで、利用率の向上が見込めるのに対して、吸収式冷温水機への廃熱供給では利用率が 7%しか向上しない。廃熱利用率が最も高いのは、消化ガスエンジン 4 台導入し、温水プール用ボイラと汚泥乾燥用ボイラに廃熱供給する Case4 であり、ガスエンジンの合計出力が向上するにつれて廃熱利用率が低下することが確認できる。消化ガス利用率をみると、STEP1～Case4 は 72%一定であるが、消化ガスエンジンの増設で消化ガス利用率の向上が望める。非常時の廃熱供給先の役割からみると、吸収式冷温水機への廃熱供給は、非常時の冬期における暖房利用が可能になることや温水プール用ボイラへの廃熱供給で、非常時の仮設のシャワ

一や浴槽の温熱源の確保が可能となることが挙げられる。

これらの値の基づき、どの Case が最良かを判断するためには、各指標の重みづけを行い、統合化を図る必要がある。ここでは、得られた指標の順位に基づき、簡易的な評価を行った。表-4. 3は、各 Case の順位を示し、単純に各評価指標における順位を合計した点数が 10 点未満を◎、20 点未満を○、30 点未満を△としている。この結果からみると、Case6 が最も優れ、Case5、4 がそれに次ぐ形となっている。今回の評価では、エネルギー利用の有効性を中心に評価しているが、よりレジリエンスに関連した評価軸を加えることが今後、必要になってくると考える。

表-4. 2 各検討パターンの評価結果

番号	パターン	STEP1	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5	Case6
①	発電電力量 MWh/年	607	826	607	607	826	1033	1118
	ガスエンジン出力 kW	73	100	73	73	100	125	137
②	電力自給率 %	12	16	12	12	16	20	22
	温水プール熱量自給率 %	0	0	50	0	77	99	99
③	廃熱利用率 %	0	57	41	4	76	70	65
④	消化ガス利用率 %	73	71	73	73	71	89	97

表-4. 3 各検討パターンの順位による重みづけ点数評価

番号	パターン	STEP1	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5	Case6
①	発電電力量 MWh/年	4	3	4	4	3	2	1
	ガスエンジン出力 kW	4	3	4	4	3	2	1
②	電力自給率 %	4	3	4	4	3	2	1
	温水プール熱量自給率 %	4	4	3	4	2	1	1
③	廃熱利用率 %	7	4	5	6	1	2	3
④	消化ガス利用率 %	3	3	3	3	3	2	1
合計点数 (順位)		26 (7)	20 (4)	23 (5)	25 (6)	15 (3)	11 (2)	8 (1)
総合評価		△	△	△	△	○	○	◎

3. レジリエンス拠点の構築に向けた参考事例の調査

1) 防災拠点としての清掃工場

類似施設における取り組み事例として、清掃工場の防災拠点化が参考となる。図-4. 8は、日本機械学会・環境工学部門によって、提案された「防災拠点としての清掃工場」のコンセプトである。エネルギー自立等の機能を有した清掃工場が運用開始している。その代表的な例が、表-4. 4および図-4. 9に示した。武蔵野クリーンセンターである。2017年より稼働している同施設は、武蔵野市役所に隣接している。周辺の公共施設へ電気と熱供給にしていると同時に、災害時を想定したガスコジェネレーションシステムが導入されている点に特徴がある。清掃工場は、「迷惑施設」という印象が強いが、武蔵野クリーンセンターでは、景観に配慮した建築デザインにより、2017年度グッドデザイン賞を受賞した。また、市役所や野球場や総合体育館などの公共施設に電気や蒸気を供給している。さらに、非常時に電気や熱を供給することが可能になるコジェネレーション設備を導入しているため、非常時のエネルギー拠点としての役割だけでなく、周辺の公共施設を避難所として活用することが可能となっている。

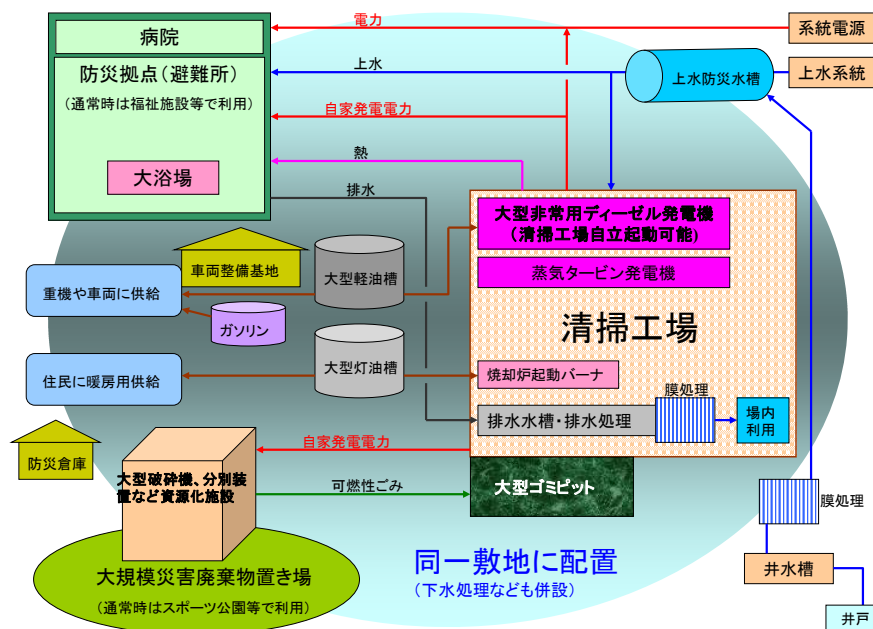
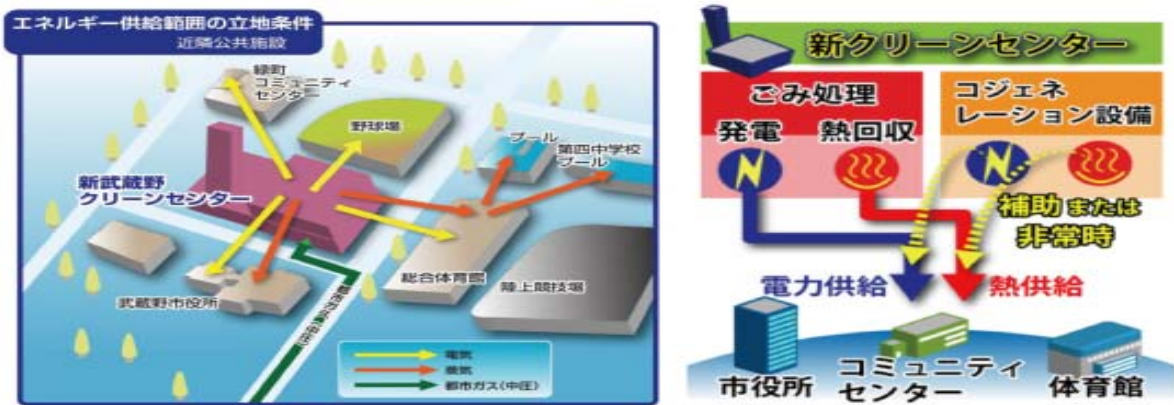


図-4. 8 防災拠点の中心施設としての清掃工場（日本機械学会・環境工学部門）

表-4. 4 武蔵野クリーンセンターの概要

処理規模	120t/D (60t/D×2 炉)
焼却様式	全連続燃焼式ストーカ炉
ボイラ形式	自然循環式水管ボイラ
排ガス処理設備	ろ過式集塵装置・乾式処理無触媒脱硝
発電設備	抽気復水タービン:2650kW (発電効率 20%)
コジェネレーション設備	ガスタービン発電装置:1500kW
場外電力供給先	市役所・総合体育館・コミュニティセンター
場外蒸気供給先	市役所・総合体育館

出典：日本機械学会、山本充利、エネルギー供給拠点としての機能を備えた最新ごみ焼却施設「武蔵野クリーンセンター」



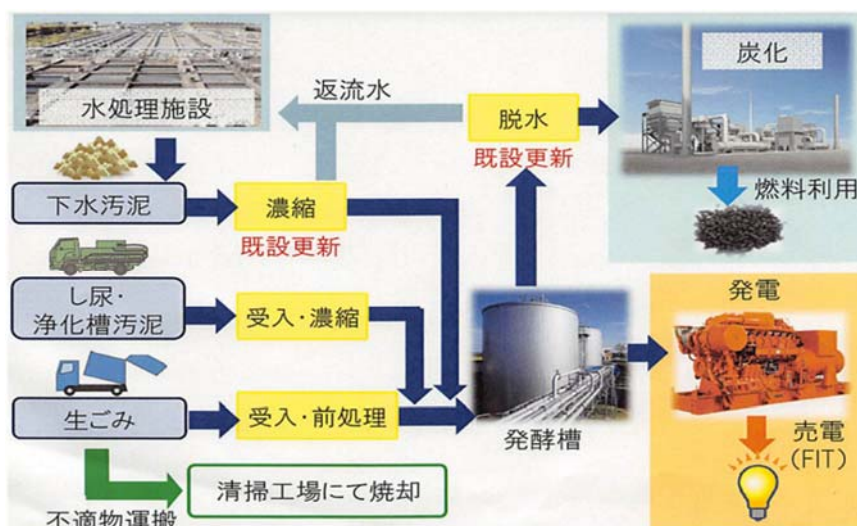
出典：武蔵野クリーンセンター、地域エネルギー供給拠点、<http://mues-ebara.com/energy/>、2018年8月14日参照。

図－4. 9 武蔵野クリーンセンターの外観およびエネルギー融通のイメージ

2) 下水処理施設のエネルギー拠点化

下水処理施設のインフラを最大限活用することによって、社会コストの縮減を図っている好事例として、豊橋市バイオマス利活用センターが挙げられる。愛知県にある同センターは、2017年から運営を開始している。同センターの処理フローと概要を図－4. 10と表－4. 5に示す。同センターの特徴は、生ごみを住民が分別回収・機械選別した上で、下水処理場内に設置されたメタン発酵槽に投入される。発酵汚泥は、炭化燃料として外販されている。下水汚泥に生ごみを混合することで、バイオガス発生量を増加させることができることに加え、生ごみの焼却処分等に伴う処理費を縮減することが可能なモデルとなっている。

中長期的な検討が必要となるが、こうした清掃工場や下水処理施設等の静脈インフラの効率的な連携を図ることも重要な視点である。



出典：豊橋市資料

図-4. 10 豊橋市バイオマス利活用センターの処理フロー

表-4. 5 豊橋市バイオマス利活用センターの概要

項目	調査結果
施設名	豊橋市バイオマス利活用センター
都市名 (人口数)	愛知県豊橋市 (38 万人)
竣工年	2017 年
運営方式	PFI(BTO) (民間が設備建設、公共へ所有権移転、民間が運営)
メタン発酵 処理能力	生ごみ 59t/D+汚泥 472m ³ /D
メタン発酵 形式	湿式中温
ガスエンジン(発電効率)	1000kW (38.9%)
バイオマス設備建設費	98 億円
バイオマス設備の建設費/処理能力	1846 万円/(t/D)
交付金	設計費・造成費・前処理設備 50% 機械濃縮設備, 脱水設備, 炭化設備 55% メタン発酵・脱硫設備等 汚泥 55%, 生ごみ 25%
年間維持管理費	50 億円 (20 年間)
売電量	680 万 kWh/年

出典:豊橋市バイオマス資源利活用施設整備・運営事業について, 豊橋市上下水道局環境

4. おわりに

本年度は、FS 調査結果に対して、エネルギーの有効利用に着目した評価指標を提示し、簡易的な評価を試みた。スマートレジリエンス構想を実現していくために、必要な視点を提示することが主目的であり、評価指標・評価手法に関しては、より多面的な観点からもアプローチが必要となる。

また、清掃工場や下水処理施設における先進的な事例を 2 つ紹介した。こうした先進事例におけるアプローチを効果的に取り込むこと、下水処理施設単体ではなく、地域社会のインフラ全体の効率化を念頭にいった包括的なアプローチが重要となる。

第5章 消化ガス(下水バイオガス)発電設備設置

唐津市では唐津市浄水センター（下水処理場）から発生する消化ガス（下水バイオガス）発生量や成分分析などガス発電設備の整備に伴うデータに関しては既に把握しており、その消化ガスに見合う発電設備の仕様や下水処理場敷地内での設置場所の検討を行い、下水バイオガス発電設備の設置を行った。

i) 本事業は、唐津市浄水センターへ消化ガス（下水バイオガス）発電設備を導入するもので、その内容は下記のとおりである。

ア) 消化ガス発電設備設置に係る設計、施工、工事監理等一式

イ) 既存の消化ガス（下水バイオガス）を利用し消化ガス発電設備の運転に係る機器類（弁、計器、補機等）の設計、施工、工事監理一式

ウ) 消化ガス発電設備により発電した電力の利用形態を検討し、その電力供給に係る電気設備の設計、施工、工事監理一式

エ) その他、消化ガス発電設備設置に伴うすべての経費

オ) 関係機関との協議及び申請手続き一式

ii) 仕様

発電方式 ガスエンジン方式

燃料ガス バイオガス

発電容量 100kW



図-5.1 下水バイオガス発電設備

iii) バイオマス依存率

今回のバイオマス発電は下水の処理過程から発生する下水バイオガスのみを原料として発電するため、バイオマス依存度は100%である

第6章 先進事例調査及び先進地視察

1. 先進事例調査及び先進地視察

唐津スマートレジリエンス拠点構築事業として防災やレジリエンス機能強化として、また、自己電源の確保の一環として、再生可能エネルギー設備の導入を図り、新産業の創出と地域経済の活性化を進めている先進事例を調査し、唐津市のモデルになる事例について、表-6.1の参加者で視察を実施した。

表-6.1 先進事例調査及び先進地視察工程

日時および 場所	2018年7月19日 15:30~17:00	Fujisawa サステイナブル・スマートタウン
	2018年7月20日 10:00~11:00	東京都世田谷区
	2018年7月20日 15:00~16:00	睦沢町
参加者	唐津市4名、唐津市地域エネルギー推進戦略会議メンバー2名、 連合体メンバー4名の合計10名	

具体的には、千葉県睦沢町で進められている「むつざわスマートウェルネスタウンにおけるエネルギーサービス・マネジメント事業」では、対象のエリアを道の駅や住宅団地の複合的に整備し、国内でも数少ない天然ガスの産地という地の利を活かして、ガスコージェネレーション、ガスボイラー、ガスヒートポンプ、太陽光発電などを組み合わせて、そのエリア内のエネルギーとして供給する、「地産地消型エネルギーシステム」の構築を計画されている。また、地域エネルギー会社を設立され、そのエリア内への電力の供給も計画され、先進地のモデルとして視察を行った。

つぎに、神奈川県藤沢市で進められている「Fujisawa サステイナブル・スマートタウン」では、約1,000世帯の一般住宅地のほか、大手企業のオフィスなどが存在し、「エコ&スマートなくらし」をコンセプトにまちづくりがなされ、究極なエネルギーの利活用が設計されており、併せて視察を行った。

また、東京都世田谷区では、再生可能エネルギーを通じた都市と地方の自治体連携として、群馬県川場村や長野県との連携協定による電力連携と市民交流を軸にした新たな自治体間連携について意見交換を実施した。