

平成 28 年度弘前地区環境整備事務組合圏域に
おける廃棄物発電のネットワーク化に関する
実現可能性調査委託業務報告書

平成 29 年 3 月

一般財団法人日本環境衛生センター
株式会社日本再生エネリンク
J X エンジニアリング株式会社
栗田工業株式会社

調査概要

調査の目的

東日本大震災以降のエネルギー戦略の見直しが求められる中で、分散型電源かつ安定供給が可能である廃棄物発電が果たす役割は大きくなることが期待されている。廃棄物発電施設が持つ地域のエネルギーセンターとしての機能を高めるには、電力システム改革に対応して廃棄物発電による電力供給を安定化・効率化する新たなスキームを構築するなど、廃棄物発電の高度化を促進する必要がある。

本業務は、弘前地区環境整備事務組合（以下「組合」という。）圏域の廃棄物発電電力を組合圏域の公共施設等に供給するネットワークに関し、廃棄物発電の高度化や需要先拡大による電力需給を安定化するスキームについて、弘前市及び組合の協力を得て、事業としての実現可能性を調査したものである。

調査全体の流れ

現在、組合の保有する廃棄物焼却施設は、南部清掃工場と弘前地区環境整備センター（以下「環境整備センター」という。）がある。南部清掃工場では、余熱利用としては隣接する温水プールへの廃熱供給をしており、環境整備センターでは、民間の小売電気事業者を介して、余剰電力を組合圏域の公共施設等へ供給している。

この廃棄物発電電力の地産地消について、平成 4 年竣工の南部清掃工場が稼働後 30 年を迎える時期に施設構成の見直しを行い、廃棄物発電のネットワーク化をさらに高度化した上で、地産地消を拡大する新たな地域エネルギー事業を核としたネットワークを構築することを目指すこと、また、検討の際には、雪国では特に重要な熱供給を含めることを背景として調査を行った。

具体的には、生ごみ等を処理するメタン発酵施設とその他のごみ（メタン発酵残さを含む）を処理するごみ焼却施設でコンバインド化することを想定し、ごみ処理の効率化、廃棄物発電の高度化及び組合としての経済効果を評価した。

その上で、既存のネットワークに新たに創出される電力及び熱を加え、需要家を拡大するために必要なネットワーク形態を構築し、特に電力等の地産地消を確実にする方法として、地域の実情に応じた地域エネルギー事業のあり方について検討し、その事業性を評価した。

地域エネルギー事業については、組合圏域の他の再生可能エネルギー電力の活用について検討するとともに、熱利用に関しても広く地域に資する実現性の高い方法を検討した。

以上から、組合圏域における廃棄物発電ネットワークを構築する上での課題を整理した上で構築方法を提案し、地域エネルギー事業のビジネスモデルとして事業の実現可能性及び CO2 削減効果について評価した。

なお、事業性の評価に際しては、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法の一部を改正する法律（平成 28 年法律第五十九号。以下「FIT 法」という。）による制度の見直し（固定価格決定方法、買取義務者等に係るもの。以下同じ。）を考慮して行った。

調査の結果

将来的なメタンガス化施設の導入による発電側増強効果については、焼却施設単独で進めた場合よりも向上することが確認された。また実現可能性についても現状制度下（FIT 電源の固定価格買取、施設整備にあたっての補助要件等）において投資回収効果は得られると考えられた。

廃棄物発電のネットワーク化を通じた地域エネルギー事業の推進については、行政が何らかの関与を行った地域エネルギー会社による運営を想定し、発電側の増強と需要側の増加（圏域内の自治体関連施設への供給）による事業規模拡大想定で検討した結果、一定の事業性が確保されるとの試算を得た。

CO₂ 削減効果についても、発電側の増強と地域エネルギー会社による電力の地産地消により、地域の低炭素化効果が得られるとの試算を得た。

Overview of the Investigation

Purpose of the investigation

With the demand for a review of the energy strategy after the Great East Japan Earthquake, the roles played by distributed power systems and waste power generation that can provide reliable electricity are expected to become larger than ever. In order to enhance the functionality of waste power generation facilities as regional energy centers, the introduction and advancement of waste power generation needs to be promoted through building a new scheme to stabilize and improve the efficiency of power supplied by waste power generation, in response to reform of the electricity system.

This investigation project was implemented in cooperation with the City of Hirosaki and the Hirosaki Area Environmental Maintenance Association (the “Association”) for the purpose of investigating the feasibility of improving the existing network which links waste power generation in the region of the Association with users in the region, through the advancement of waste power generation and increasing the number of users in order to stabilize the electricity supply/demand situation.

Flow of the entire investigation

Presently, the Association owns two waste incineration facilities, the Nambu Waste Treatment Plant and the Hirosaki Area Environmental Maintenance Center (the “Environmental Maintenance Center”). Surplus heat from the Nambu Waste Treatment Plant is supplied to a nearby heated swimming pool and surplus heat from the Environmental Maintenance Center is supplied to public facilities in the Association’s service area as electricity through a private retail electric utility company.

With a view to upgrading the current “local production for local consumption” scheme of waste power generation facilities by the 30th anniversary of the 1992 opening of the Nambu Waste Treatment Plant, the present investigation was carried out with the objectives of making the waste power generation network more advanced and constructing a new network of enhanced local production for local consumption with a new regional energy project as its nucleus. During the investigation, attention was paid to the importance of heat supply in this snowy area.

More specifically, the combination of a methane fermentation facility which treats raw waste and a waste incineration facility which treats other kinds of waste (including methane fermentation residues) was conceived, and the efficiency of waste treatment, the advancement of waste power generation, and the economic impacts on the Association were all evaluated.

On top of that, a new network which would be capable of taking in the newly-generated electricity and heat, and capturing more users was designed, with consideration for the most adequate regional energy project to fit the local conditions so as to ensure the local production for local consumption of electric power etc. The viability of the project was then evaluated.

Regarding the regional energy project, the possibilities of utilizing other renewable energy-based electricity in the Association's region were explored, and the most viable approach was pursued in terms of contribution to the local community and also in terms of heat utilization.

Based on all of the above, issues that need to be addressed for the construction of a waste power generation network in the Association's region were identified, approaches to the network construction were proposed, and the viability of the project as a business model for regional energy projects was evaluated together with its impact on reducing carbon dioxide (CO₂).

The viability of the project was evaluated taking into account the new business frameworks opened up by the recent enactment of the Act Partially Revising the Act on Special Measures Concerning Procurement of Electricity from Renewable Energy Sources by Electricity Utilities (Act No.59 of 2016, the "FIT Law") pertaining to methods of determining the fixed price, obligatory purchasers, etc.

Results of the investigation

The future introduction of a methane gasification facility was confirmed to improve the strengthening effect on the power generator, as compared to the case of the incineration facility alone. As for the project viability, it was found possible to obtain a positive return on investment if the current conditions (such as the fixed price purchase from FIT power sources and subsidies for facilities construction) prevail.

With respect to the promotion of regional energy projects through waste power generation networking, a certain degree of project viability was found if the administrative body has some involvement in the regional energy operating company and the project scale is enlarged through expansion on the part of the power generator and increases in demand (supply to government-related facilities in the region).

On the question of CO₂ reduction impact, calculations showed desirable results for making the region lower in carbon due to the expansion on the part of the power generator and local power production for local consumption by the regional energy company.

目 次

I. 組合焼却施設におけるエネルギー利活用状況の把握	1
1. 組合圏域における電力地産地消事業の現状	2
2. 組合焼却施設におけるエネルギー利活用状況	3
II. 廃棄物発電ネットワークの高度化と地域エネルギー事業検討に向けた可能性	6
III. 廃棄物発電ネットワークの高度化に関する検討	8
1. 高度化の趣旨	8
2. メタンガス化施設での処理計画	10
3. 焼却施設側での処理計画	20
4. 発電側高度化による効果	23
IV. 新たな廃棄物発電ネットワークの構築に関する検討	29
1. 新たな廃棄物発電ネットワーク検討の背景	29
2. 新たな需給関係の構築	37
3. 地域エネルギー事業主体の検討	41
V. 地域エネルギー事業に関する検討	49
1. 地域エネルギー事業の事業性評価	49
2. 今後の地域エネルギー事業を取り巻く状況	55
3. 今後の電力需給管理の高度化について	58
4. 地域エネルギー事業における熱供給管理の検討	63
VI. 事業実現可能性の評価	67
1. メタンガス化コンバインドの事業実現可能性	67
2. 地域エネルギー事業の実現可能性	75
VII. CO ₂ 削減効果の検証	76
1. メタンガス化コンバインドによる発電増強に伴う CO ₂ 削減効果	76
2. 地域エネルギー事業としての CO ₂ 削減効果	76

資料編

I. 組合焼却施設におけるエネルギー利活用状況の把握

弘前地区環境整備事務組合（以下「組合」という。）は弘前市、平川市、大鰐町、藤崎町、板柳町および西目屋村の6市町村で構成されている。ごみ焼却施設は弘前地区環境整備センター（以下、「環境整備センター」という。）及び南部清掃工場の2施設であり、環境整備センターでは余剰電力を小売電気事業者を介して構成市町村の公共施設に供給し、南部清掃工場では余熱を隣接する弘前市「温水プール石川」に供給している。

表 I-1 ごみ焼却施設概要

	環境整備センター	南部清掃工場
竣工年月	平成 15 年 4 月	平成 4 年 4 月
定格処理能力	246t/日（123t/日×2）	140t/日（70t/日×2）
炉形式	ストーカ炉	ストーカ炉
発電能力	3,600kW	—
総発電量	19,827MWh（平成 27 年度）	
余熱利用	<ul style="list-style-type: none"> ・余剰電力を小売電気事業者を介して構成市町村の公共施設に供給（平成 27 年度 7,495MWh） ・抽気蒸気を場内設備・冷暖房・給湯等に利用 	排ガス余熱を弘前市「温水プール石川」に供給（年間 180TJ）

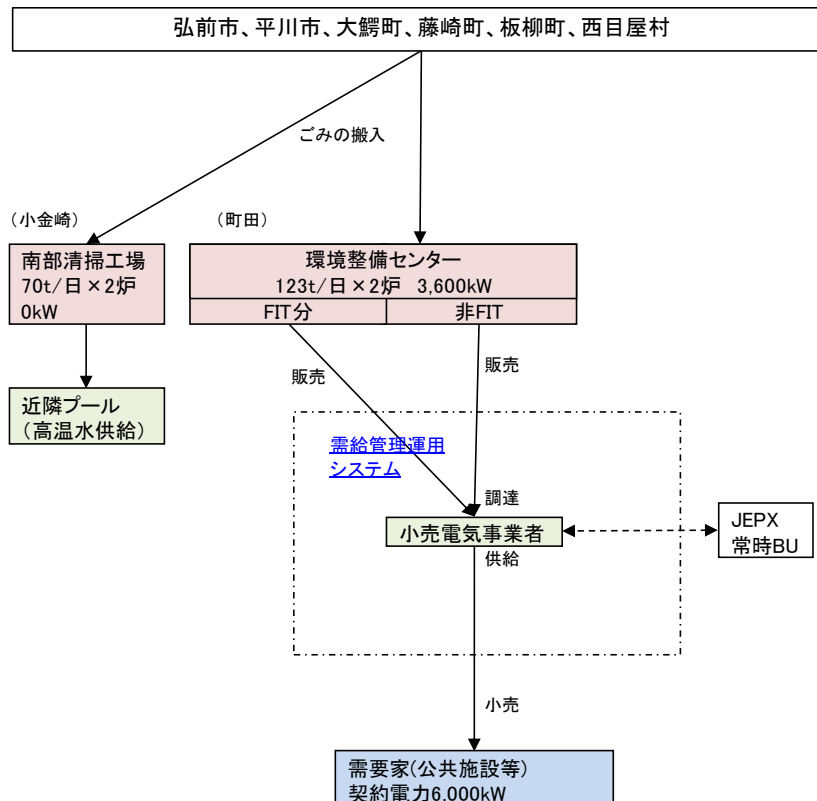


図 I-1 組合圏域におけるごみ処理とエネルギー利活用

1. 組合圏域における電力地産地消事業の現状

組合では、圏域内での電力の地産地消によるエネルギー循環型社会の構築を目指すために、環境整備センターの余剰電力を小売電気事業者を介して組合構成市町村の公共施設に供給する電力地産地消事業を平成25年に導入した（平成28年4月に新電力変更）。

平成27年度の概要は表 I -2に示すとおりであり、小売電気事業者は、環境整備センターの余剰電力を弘前市、大鰐町、藤崎町の公共施設及び組合施設に供給している。ごみ発電からの供給量は年間約7.5GWhであり、他の電源を利用して年間約13.6GWhの電力を公共施設に供給している。

表 I -2 電力地産地消事業の概要

項目		概要		
電力供給	発電所	—	環境整備センター	
	発電能力	—	3,600kW	
	供給電力量 (余剰電力量)	—	7,495MWh (平成27年度)	
電力需要	需要先	組合施設	3 か所	環境整備センター、南部清掃工場、し尿処理施設
		弘前市 公共施設	51 か所	地区庁舎 1 か所及び小中学校 50 校
		大鰐町 公共施設	7 か所	公民館、学校給食センター及び小中学校 5 校
		藤崎町 公共施設	6 か所	役場、生涯学習会館、学校給食センター及び小中学校 3 校
		計	67 か所	
	需要先契約電力	—	6,386kW (特別高圧 1,976kW、高圧 4,410kW)	
	需要電力量	—	13,614MWh (平成27年度)	

現在は、組合と小売電気事業者で、環境整備センター余剰電力の買取と構成市町村公共施設への電力供給の契約を締結している。結果として、需要は構成 6 市町村の内 3 市町にとどまっており、圏域全体には広がっていない。また、年間の供給電力量は需要量の 55%程度であり、地域の低炭素化を目指すにはさらなる再生可能エネルギーの導入が望まれるところである。

一方、南部清掃工場は竣工後 24 年が経過しており、今後のごみ処理計画と合わせ、廃棄物エネルギーの高効率回収が望まれるところである。

このように、高効率で回収した廃棄物エネルギー及び圏域の再生可能エネルギーを組合圏域でスマートに利活用するためには、地域の低炭素化、雇用創出を推進するための仕組み（公共が関与する地域エネルギー事業等）を新たに検討する時期にきているといえる。

2. 組合焼却施設におけるエネルギー利活用状況

(1) 電力利用

現状（平成 27 年度年間）の電力地産地消事業の需給バランスを下図に示す。

年間を通した需要電力量は、概ね 1,000~2,000kW の範囲で推移しており、供給電力量が 1,500~2,000kW 前後の 2 炉稼働時は、需要と供給がほぼ量的に拮抗するが、500kW 前後の 1 炉稼働時は需要電力量が供給電力量を大幅に上回る状況となっている。

10 月上旬の全炉停止時を含め、年間で何度かの電力供給停止が生じており、これに合わせて一時的な需要電力量の上昇が生じている。

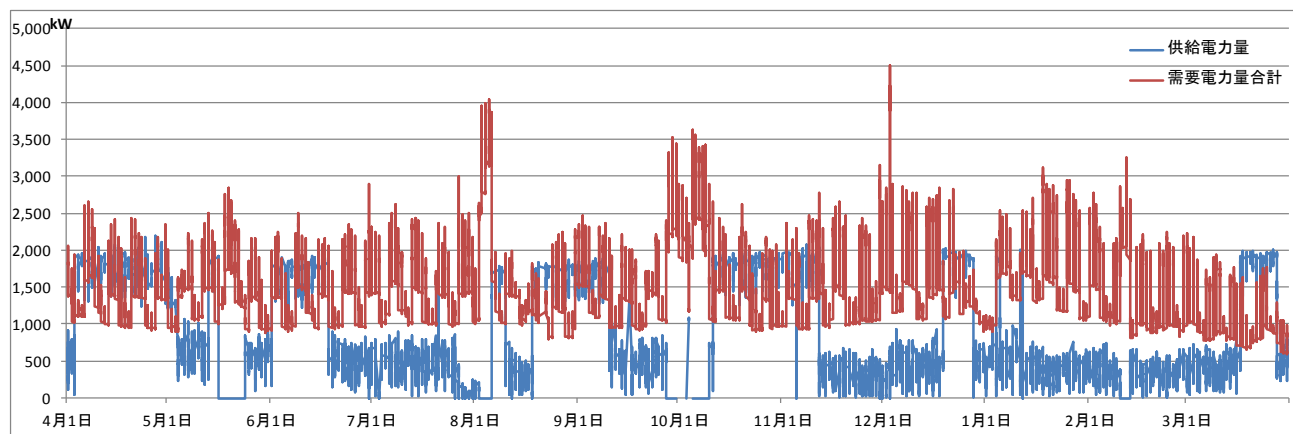


図 I-2 現状の電力地産地消事業の需給バランス（年間）

需給バランスを任意の 1 週間（2 炉稼働時）で区切ると下図のとおりであり、月曜日から金曜日にかけて日中の需要量が増加する需要施設に対し、供給側は日中の付帯施設への電力供給により、供給電力量が減少することも影響し、日中に需給バランスが逆転する状況となっている。

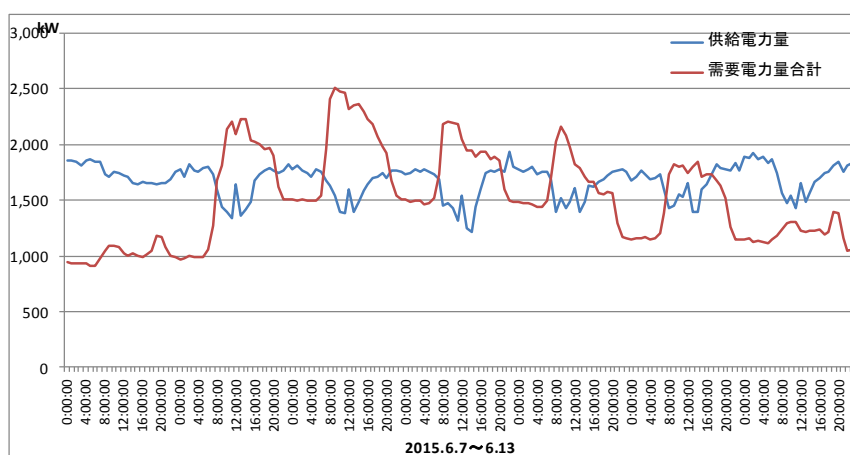


図 I-3 現状の電力地産地消事業の需給バランス（週間）

需要電力量を、需要施設の種類ごとに分けると次図のとおりとなる。

中央衛生センター、南部清掃工場、庁舎等のように、年間を通して定常的な需要の施設がある一方で、学校のように冬季に需要が大幅に拡大する施設や、環境整備センターのように稼働状況に応

じて一時的に大きな需要が発生する施設が混在している。

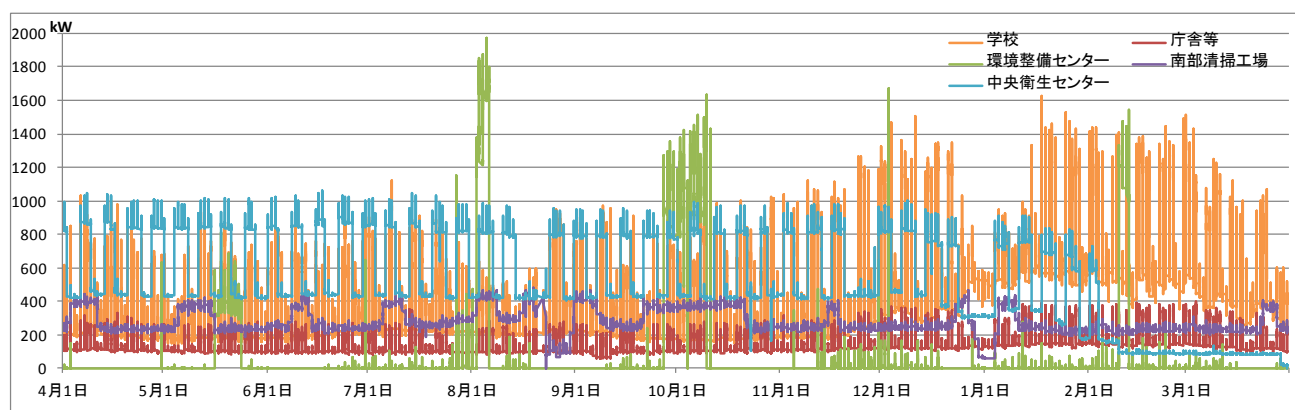


図 I-4 需要家種類別の需要電力量の推移（年間）

施設種類毎の需要電力量を任意の1週間で区切ると下図のとおりであり、月曜日から金曜日にかけて日中の需要量が増加する学校、庁舎等の需要施設のほか、中央衛生センターのように曜日によって需要パターンが異なる施設、南部清掃工場のように1週間を通して需要に大きな変動がない施設がある。

このことは、日中昼間の需要に対する電源の増強（例：大規模太陽光）、昼夜問わず定常的な供給電源の増強（例：メタン化コンバインドによる増強）のいずれも、需給バランスの向上に資する可能性があることを示唆している。

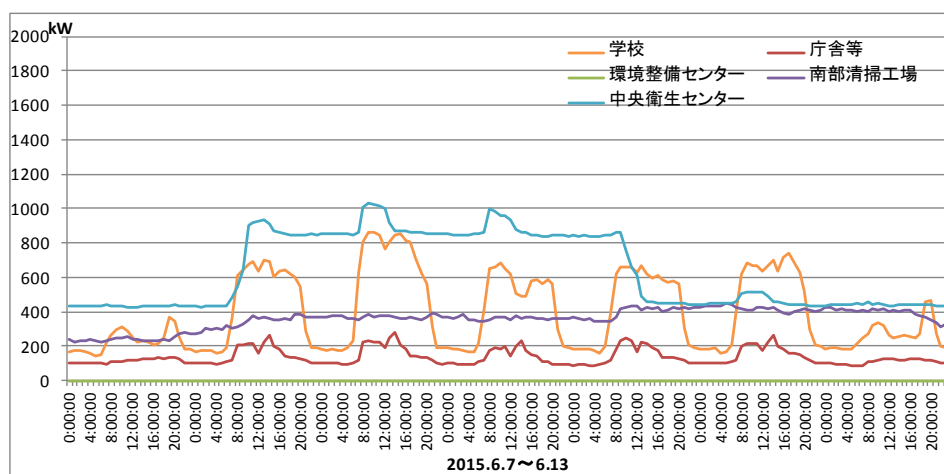


図 I-5 需要家種類別の需要電力量の推移（週間）

以上のデータから、年間を通じた供給電力量、需要電力量を算出すると、次表のとおりとなり、供給電力量 7.5GWh に対し、需要電力量は 14GWh、年間を通じた需給バランスは -6GWh であり、供給：需要=1：1.8 と算出された。

30分単位での供給電力量¹と需要電力量のバランスから、供給電力量のうち域内の公共施設等で消費された電力量の割合（事業内エネルギー地消率）は 84%、需要電力量のうち組合焼却施設からの

¹ 使用した供給電力量の計測データ（1時間値）を等分して30分値とした。

供給電力で賄えた分（事業内エネルギー地産率）は46%となり、電力の地産地消をさらに進めるためには、供給電力量の増強が重要であるといえる。

表 I-3 年間を通じた供給電力量、需要電力量（事業内地産率・地産率）

	①供給電力量			②需要電力量			需給バランス (①-②)
		内地消費電力量	地産率	内地産電力量	地産率		
電力量 (MWh/年)	7,495	6,279	84%	13,614	6,279	46%	-6,119

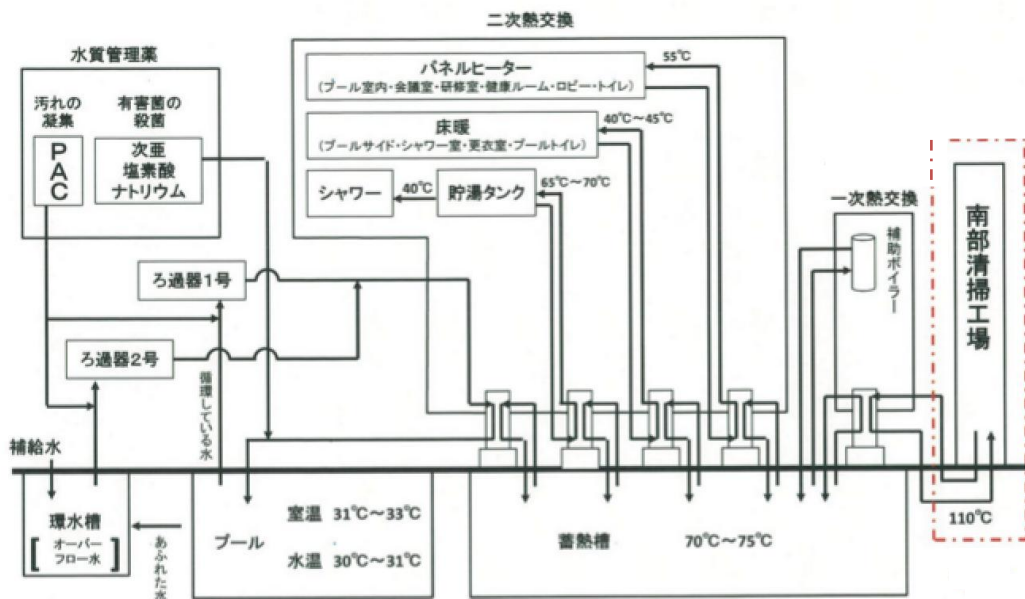
注)一部、計測データの欠損部分を除く。

(2) 熱利用

南部清掃工場の排熱（毎時 2,090MJ、年間 180TJ）は隣接する弘前市の「温水プール石川」の温水および暖房熱源として利用されるほか、敷地内のロードヒーティングの熱源として供給されている。

隣接する温水プール石川には熱供給配管（地下埋設）により供給している。具体的には焼却廃熱により 120℃の温水を発生させ、その温水ををプール側で熱交換し（最大 840MJ/h）、プール地下の 80 トンの蓄熱槽に 70～75℃の温水で貯熱する。蓄熱槽の温水はろ過機を通過してプールに入り、その後蓄熱槽に再び循環することにより一定の水温（30～31℃）が維持されている。蓄熱槽の温水はプール以外では、プール施設内のパネルヒーター、床暖房、シャワーの熱源としても利用されている。

プールは、一般用は 25^{メートル}、6 コース、平均水深 1.15^{メートル}、幼児用は 15^{メートル}、幅 5.5^{メートル}、平均水深 0.8^{メートル}の仕様であり、プールおよび蓄熱槽の温水も含めると総水量は約 380 トンに達する。また、水温は 30～31℃に維持されると同時に、室内温度も 31～33℃に管理されている。プール内の水は常時ろ過しており、全体の水交換は南部清掃工場が休業する時期に合わせて年 1 回行われる。付設の補助ボイラを動作させる灯油の使用は平成 27 年度はなかった。



II. 廃棄物発電ネットワークの高度化と地域エネルギー事業検討に向けた可能性

組合における平成 27 年度ごみ処理実績及び平成 35 年度ごみ処理見込みは表 II-1 のとおりである。(詳細はⅢ. 2. (1) ごみ処理量及びごみ組成の設定参照)

将来、ごみ処理量の減少に対し、地域内の廃棄物からの利用エネルギー量をさらに増強する手段として、生ごみ等のメタンガス化が有望である。

一方で、平成 35 年度ごみ処理量見込みは約 63,300 t であり、平成 27 年度環境整備センターの処理量を上回る。将来推計におけるごみ排出量原単位等の変動リスクや南部清掃工場が竣工後 30 年を経過することを考慮すると、メタンガス化の導入は、将来年度の処理能力確保の点からも重要である。

表 II-1 平成 35 年度におけるごみ処理見込み

既存施設		弘前地区環境整備センター	南部清掃工場
竣工年月		平成15年4月	平成4年4月
炉形式		ストーカ式	ストーカ式
処理能力(t/日)		246t/日(123t/日×2炉)	140t/日(70t/日×2炉)
ごみ処理量 及び ごみ質	平成27年度 実績	ごみ処理量(t/y)	58,660
		低位発熱量(kJ/kg)	8,010
	平成35年度 推計	ごみ処理量(t/y)	63,342
		低位発熱量(kJ/kg)	8,930

そこで、

- ・本調査では、将来的に組合焼却施設とメタン発酵施設とのコンバインド処理に移行することにより、供給電力量の増強を図るとともに、自治体は何らかの関与を行った地域エネルギー会社による地域エネルギー事業の導入効果を検討する。
- ・前項、現状における供給電力量に対し需要電力量が 2 倍弱であり、電力の地産地消を進めるためには供給電力量の増強が重要であること、需要施設には異なる需要パターンをもつ施設が混在しており、その需要特性を踏まえて事業性を検討する必要があることが明らかになった。
- ・次項以降における今後の地域エネルギー事業モデルにおける着眼点(検討項目)は図 II-1 のとおりであり、以下について検討を進める。
 - ごみ量、ごみ質、稼働特性の変化を踏まえた「メタンガス化と焼却のコンバインド方式」の実現可能性確認
 - メタンガス発電、他の再エネを加えた場合の需給バランスの向上効果の検討
 - メタンガス発電(コジェネ)排熱を含む熱供給の可能性検討
 - 自治体は何らかの関与を行う地域エネルギー事業者の事業性、環境性、地域貢献性の評価

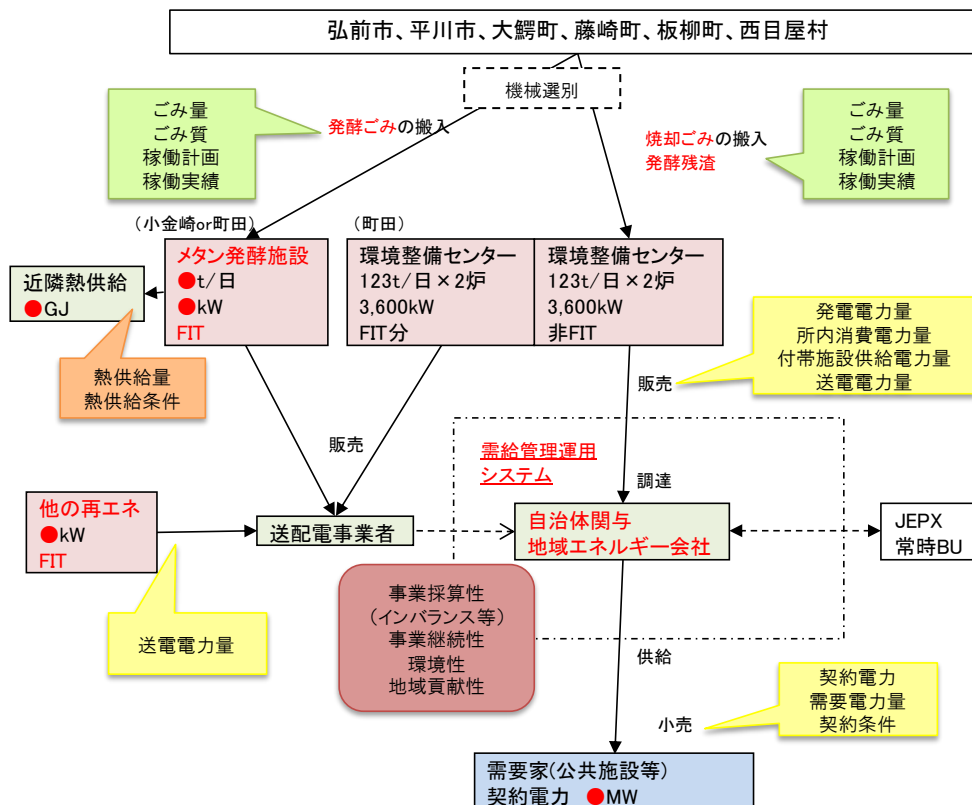


図 II-1 本調査における検討要素の全体像

III. 廃棄物発電ネットワークの高度化に関する検討

1. 高度化の趣旨

地域エネルギー事業による電力の地産地消を進めるためには、廃棄物発電の高度化により廃棄物エネルギー回収量を増強することが重要であることが明らかとなった。廃棄物エネルギー回収量の増強については、規模の拡大、発電効率の向上など方策が考えられるが、組合圏域においては、人口減少・一般廃棄物の削減の取組により規模の拡大は実現性に乏しく、メタンガス化施設と焼却施設とのコンバインドによる増強方策が有効と考えられた。

メタンガス化と焼却のコンバインド方式の先行事例として国内で二案件が稼働中であり、概要を表Ⅲ-1に示す。

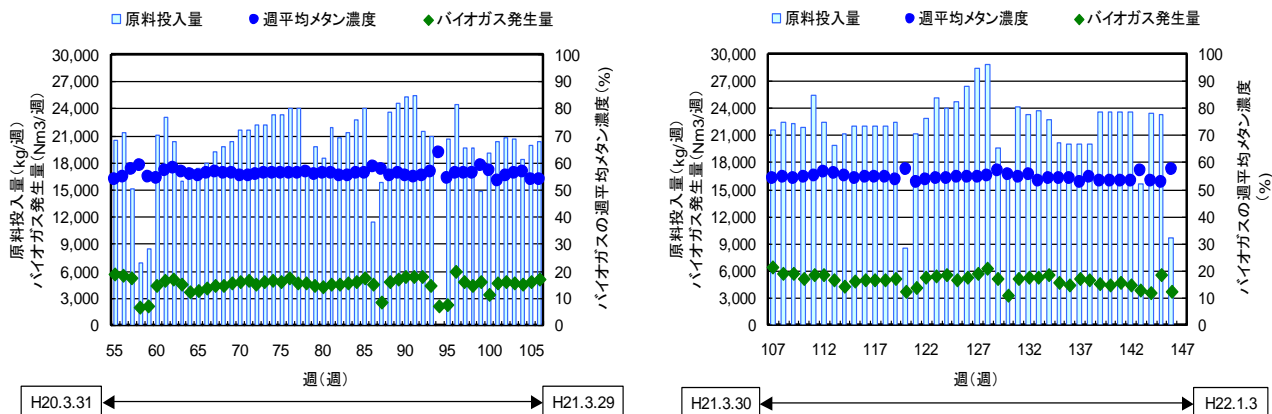
表Ⅲ-1 メタンガス化と焼却のコンバインド方式事例

施設名	F市クリーンセンター	N組合クリーンセンター
施設規模	ストーカ炉 150 t/日(2 炉) メタン発酵 51,5 t/日(2 系列)	ストーカ炉 43 t/日(1 炉) メタン発酵 36 t/日(1 系列)
メタン発酵方式	乾式	乾式
発電能力	蒸気タービン 3,600kW	ガスエンジン 191kW×2 基
高度化の概要	ごみ焼却ボイラで得られる蒸気を4MPa×365℃に抑え、メタンガスを燃料とする独立加熱器で4MPa×415℃まで加熱することで高効率発電を達成し、かつボイラの高湿腐食を低減する。	分別収集することなく搬入されたごみを機械選別装置でメタン発酵に適したごみと焼却に適したごみに分別して各々処理し、回収したメタンガスにより発電を行う。
高度化の効果	発電効率（試運転時） コンバインド時： 23.6% 焼却単独時： 21% ・同程度の処理規模を有する焼却炉ボイラと比較し、高い発電効率が得られる。	バイオガス回収量 （平成 27 年度実績） 188m ³ N/ t、3,184 m ³ N/日 ・焼却のみでは発電が難しい小規模施設において、メタン発酵することで発電を可能とした。

（参考文献：廃棄物資源循環学会誌 Vol.27.No.3,pp.188-192,2016

環境省/一般社団法人 廃棄物資源循環学会『平成 28 年度 廃棄物系バイオマス利活用導入促進のための説明会 予稿集』pp.73-79)

また、栗田工業株式会社が平成 17 年～平成 24 年に実施した乾式メタン発酵実証試験施設（穂高広域施設組合）による実験事業では、家庭で分別した厨芥類及び事業系一般廃棄物の紙ごみを原料とした長期運転を実施した。その際の運転データを図Ⅲ-1 に示す。実機を想定した原料の質・投入量の変動する条件でも、メタンガス化による安定した性能が得られることを確認した。



図Ⅲ-1 乾式メタン発酵実証試験施設（穂高広域施設組合）施設運転データ

（左：平成 20 年度、右：平成 21 年度）

（出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 成果報告書データベース

『平成 17 年度～平成 21 年度成果報告書 バイオマスエネルギー地域システム化実験事業 先進型高効率乾式メタン発酵システム実験事業』成果報告書 pp.172)

メタンガス化と焼却のコンバインド方式の優位点は下記のとおりであり、ごみ性状を活かしたエネルギー回収を安定的に行うことができる。

① 発電量の増加

含水率の高い厨芥類や汚れた紙ごみはメタンガスとしてエネルギー回収（ガス発電）し、残りの発熱量の高いごみを焼却により発電するため、焼却単独による発電に比べ発電量を増加できる。

② 安定電源として活用可能

メタン発酵施設は、現実的な原料の変動に際しても安定したガス発生量等の性能が得られる。また、バイオガスによる発電は、24 時間 365 日連続の安定電源として活用できる。

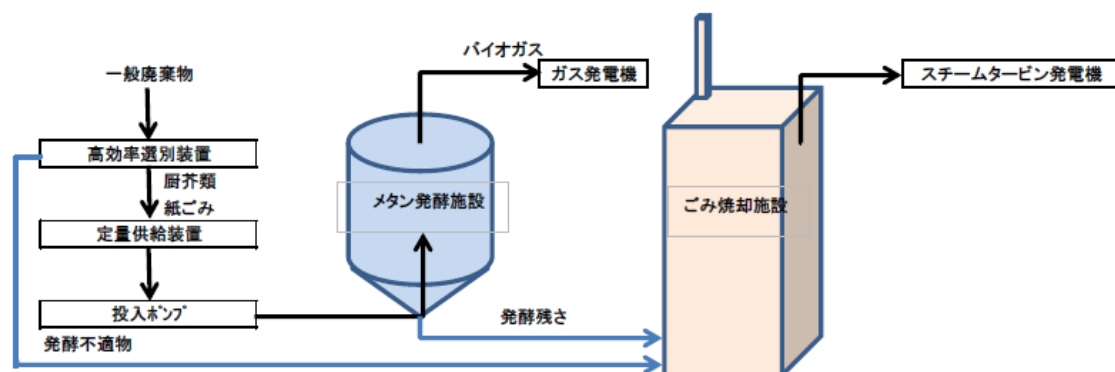
③ 焼却量の削減

発酵に適する原料をメタンガス化することで、メタンガス化発酵残渣を焼却に戻しても、焼却量を削減できる。

2. メタンガス化施設での処理計画

本業務に適応するメタンガス化施設は、メタン発酵に適する廃棄物系バイオマスを発酵不適物のプラスチック類他と選別する高効率選別装置の前処理部分と、「厨芥類」「紙ごみ」等、幅広いバイオマスを処理対象にできる乾式メタン発酵設備で構成する。バイオガスは、脱硫処理したのちガスホルダーに貯留し、ガスエンジンに送る。発酵残さは、焼却設備のごみピットに移送する。

メタンガス化と焼却のコンバインド方式の設備構成を図Ⅲ-2 に示す。



図Ⅲ-2 メタンガス化と焼却のコンバインド方式の設備構成

(1) ごみ処理量及びごみ組成の設定

ごみ処理量及びごみ組成については、組合圏域の昨年度（平成 27 年度）のごみ処理量、組成調査データ、環整第 95 号法で定める 3 成分と乾ベース組成データを基に、今後の人口減少、ごみ有料化等 3R を推進する弘前市及び組合構成市町村の施策を考慮し、平成 35 年度のごみ処理量及びごみ組成を検討条件として設定した。

人口は年率 1%減少、家庭ごみの有料化によるごみの原料は弘前市一般廃棄物処理基本計画値（平成 28 年 618g/人/日→平成 35 年 507g/人日）より約 18%減量、事業系一般廃棄物のリサイクル可能古紙は受入制限が徹底される前提で、平成 35 年度の原料条件を算定した。

また、本年度の弘前市ごみ組成調査に立会、厨芥類・紙ごみの分析評価を実施した。組成調査の分類では、家庭ごみの代表的な紙ごみの一つである「使用したティッシュごみ」が、紙ごみに分類されず、「その他可燃物」として湿重量を集計していることが分かった。そこで、「その他可燃物」紙ごみとして補正し(8割を紙ごみと考慮)、表Ⅲ-2 のとおりごみ処理量及びごみ組成を設定した。

なお、原料の窒素負荷等については、標準的な数値であることが確認できた。（調査結果の詳細は、添付報告資料参照）

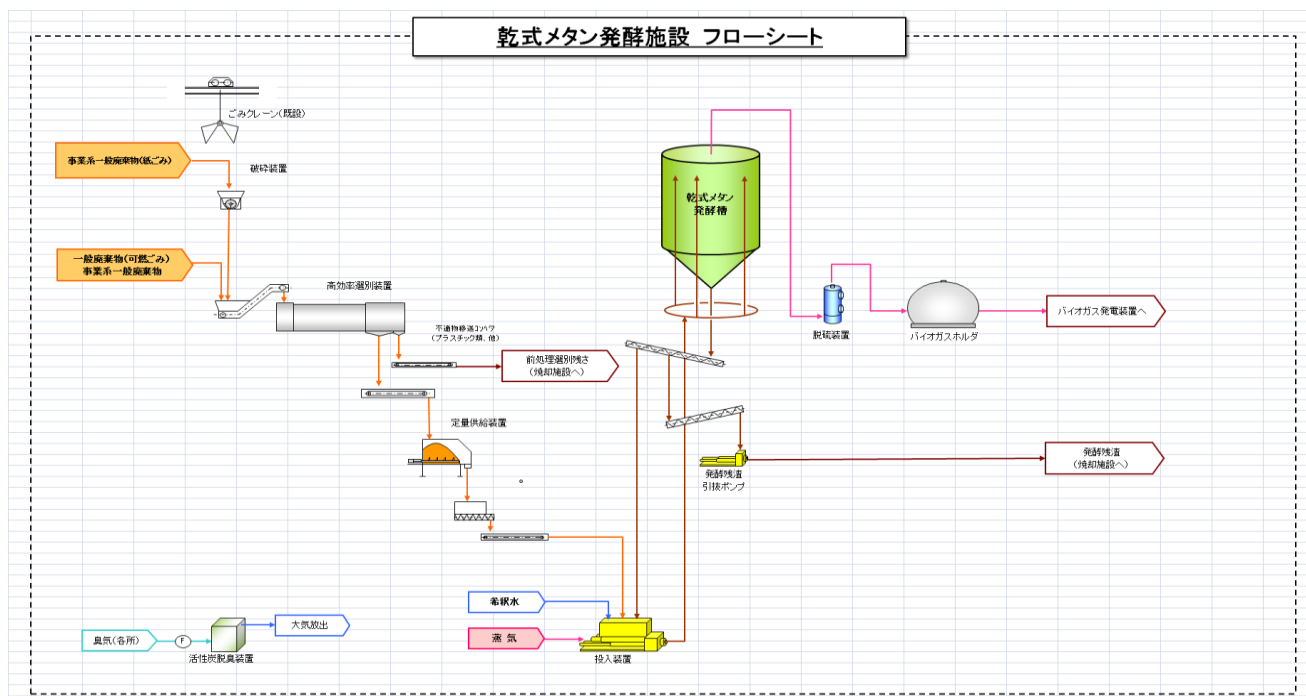
表Ⅲ-2 ごみ処理量及びごみ組成等（湿重量）

項目	平成27年度		平成35年度		
	量 (t/年)	割合 (%)	量 (t/年)	割合 (%)	
焼却量合計	88,654	100	63,342	100	
ごみ組成	紙類	29,075	32.8	15,960	25.2
	繊維類	4,469	5.0	3,279	5.2
	プラスチック類	13,027	14.7	9,618	15.2
	ゴム、比較類	586	0.7	417	0.7
	木、竹、わら類	4,984	5.6	4,791	7.6
	厨芥類	27,255	30.7	21,656	34.2
	不燃物類	669	0.8	317	0.5
	その他	3,093	3.5	2,484	3.9
	他施設選別残渣	5,496	6.2	4,820	7.6

項目	平成27年度	平成35年度
低位発熱量(kJ/kg)	8,010	8,930

(2) メタンガス化施設の設計概要

メタンガス化施設のフローシートを図Ⅲ-3、物質収支概要を表Ⅲ-3、図Ⅲ-4に示す。



図Ⅲ-3 乾式メタン発酵施設フローシート

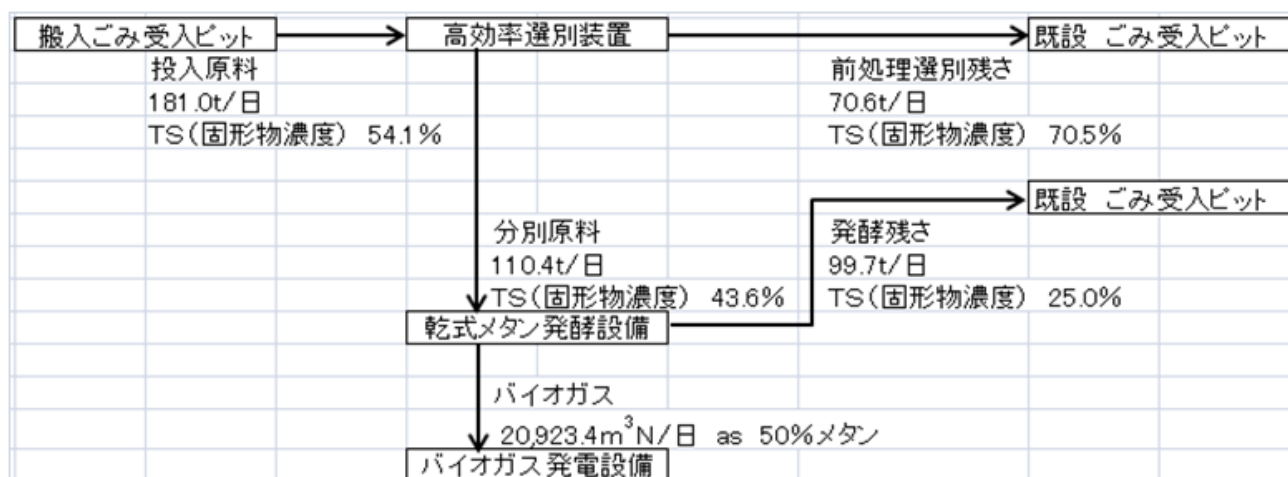
可燃ごみ全量から新設する選別装置により生ごみ、紙ごみを選別し、メタン発酵設備で処理するとともに、熱回収を図る。選別された廃プラスチック等のその他の可燃ごみ（選別残渣）は環境整備センターにおいて焼却処理、熱回収を行う。また、メタン発酵残渣も焼却処理する。

物質収支概要は表Ⅲ-3 及び以下のとおりである。

- ① メタン発酵処理量は年間約 38,600 t となる。
- ② メタン発酵非対象物である選別残渣は年間約 25,000 t であり、発酵残渣量は年間約 35,000 t となることから、環境整備センターにおける焼却量は年間約 60,000 t となる。

表Ⅲ-3 メタンガス化と焼却のコンバインド方式による物質収支概要

可燃ごみ量(t/y)	63,342
メタン発酵処理量(t/y)	38,632
メタン発酵残渣移送量(t/y)	34,910
選別残渣焼却量(t/y)	24,710



図Ⅲ-4 メタンガス化施設の物質収支概要（350日稼働）

(ア) 選別設備

メタンガス化施設の設計にあたり、可燃ごみから多くのメタンガスをエネルギーとして回収することが求められる。そのためには、様々な組成の混合状態の可燃ごみからメタン発酵に適した「厨芥類」及び「紙ごみ」等を効率良く高い回収率で分別する必要がある。これまでの調査及び評価による方式比較を表Ⅲ-4 に示す。設備費用、メンテナンス費用等を総合評価しドラム方式を採用する。表Ⅲ-2 に示したごみ組成においては、選別されたメタン発酵対象物は重量で全体の 61%となる。

表Ⅲ-4 選別装置方式比較

方式	ドラム方式(提案方式)	破碎+粉碎分別方式	破碎+スクリーン分別
概略フロー			
設備コスト(比)	○ 100	▲ 180	× 225
維持管理コスト	○ 破碎機に依らない構成のため高価な破碎刃の交換費が不要。	▲ 破碎刃の交換費、粉碎分別機のオーバーホール費用がかかる。	× 破碎機が2段のため、2基分の破碎刃の交換費用が発生。
所要動力(比)	○ 100	▲ 200	× 300
メンテナンス性	○ 絡みつきが発生する箇所が少ない。破碎部分が無いので刃交換による停止の必要が無い。	× 破碎機 : 破碎刃交換時に3日 粉碎分別機 : 毎日2人で1時間清掃 3か月ごとのオーバーホール	× 破碎機 : 破碎刃交換時に3日
設置スペース	△	○	×
総合評価	◎	▲	×

(イ) メタン発酵設備

メタン発酵設備の主要条件は表Ⅲ-5 に示すとおりである。

表Ⅲ-5 メタン発酵設備の主要条件

主要項目		条件
メタン発酵槽	形式	乾式メタン発酵
	温度	55°C±5°C
	滞留日数	18 日以上
メタンガス発生量	メタンガス濃度	55% (平均)
	ガス発生量原単位	190Nm ³ -CH ₄ (50%)/t-投入ごみ

(ウ) 運転条件

メタンガス化施設の運用は、人件費の抑制と機器類のメンテナンス時間を考慮し、週 6 日(日曜日休みの)の運用とする。運転条件を表Ⅲ-6 に示す。

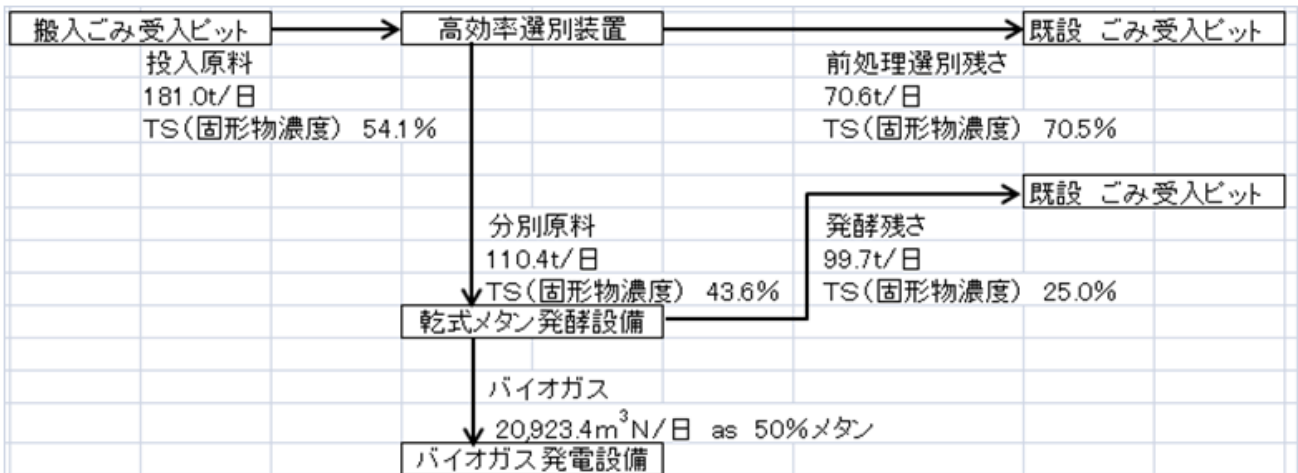
表Ⅲ-6 メタン発酵設備の運転条件

設備名称		稼働日数 (日/週)	運転時間 (時間/日)
選別設備		6	16
メタン発酵設備	発酵対象ごみ投入	6	16
	メタン発酵槽運転	7	24
	発酵残渣引抜き	6	16
	発酵残渣移送	6	16
バイオガス回収設備		7	24
脱臭設備		7	24
発電設備		7	24

(3) メタンガス化施設での処理計画

(ア) 処理量等

メタンガス化施設での処理量等の概要を図Ⅲ-5に示す。年間 63,342 t (350 日換算で 181 t/日) の可燃ごみ全量から選別装置により生ごみ、紙ごみを選別し、110.4 t/日をメタン発酵設備で処理する。70.6 t/日の選別残渣及び 99.7 t/日のメタン発酵残渣は環境整備センターにおいて焼却処理、熱回収を行う。

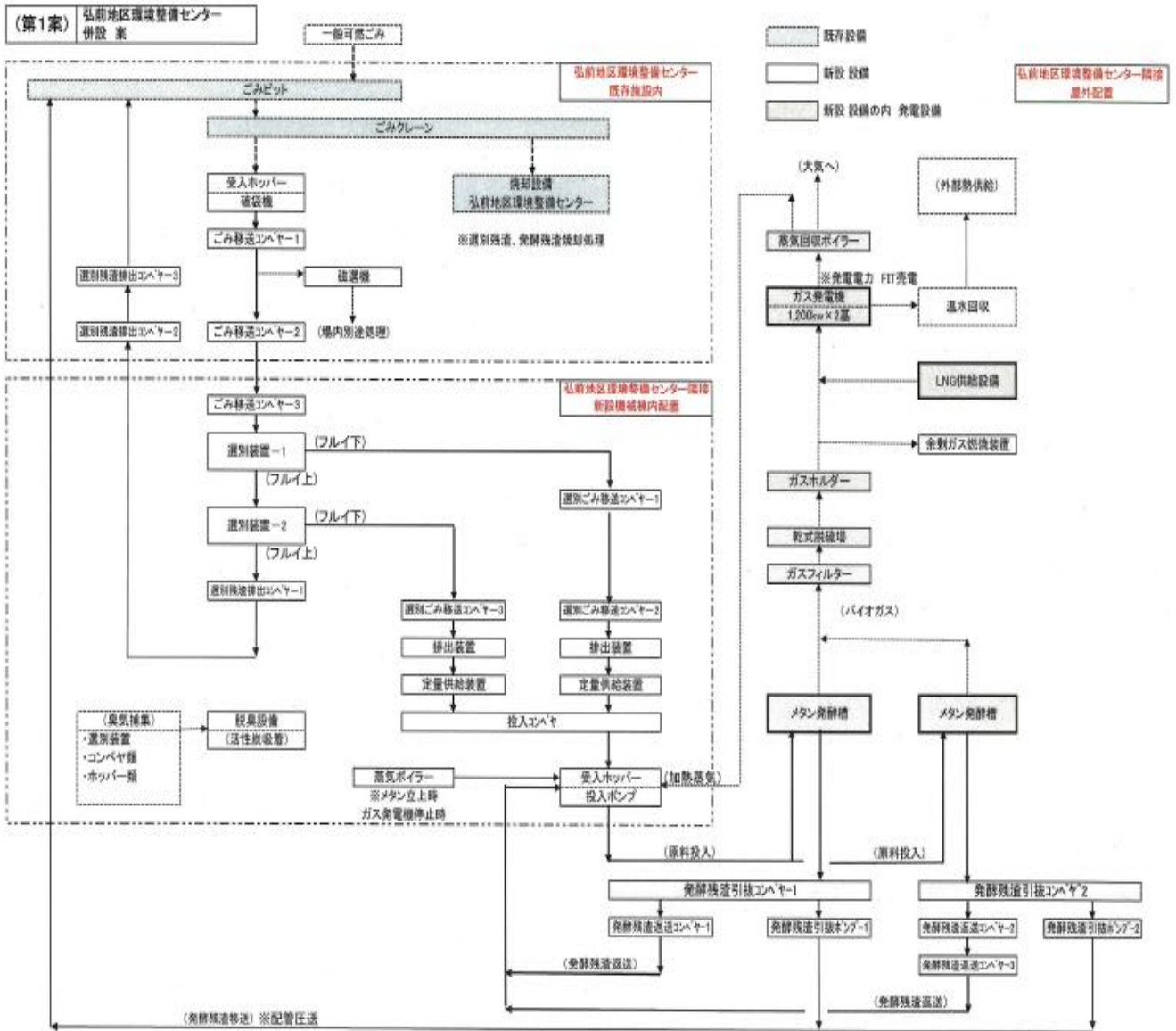


図Ⅲ-5 メタンガス化施設での処理量等の概要

(イ) 処理フローシート

処理フローシート（環境整備センターに併設した場合）を図Ⅲ-6に示す。環境整備センターのごみピット（既設）から可燃ごみをホッパーに投入し、磁選機を経て選別装置に投入する。メタンガス化の対象とならない選別残渣はごみピットに返送する。メタンガス化対象ごみは受入ホッパーで加温用の蒸気を加えメタン発酵槽に投入する。発酵槽内物は定期的に受入ホッパーに返送するとともに一部を発酵残渣として引抜きごみピットに移送する。発生したバイオガス（メタン濃度 50%程度）は、脱硫等の処理をした後ガスコジェネレーションにより発電し、併せて蒸気・

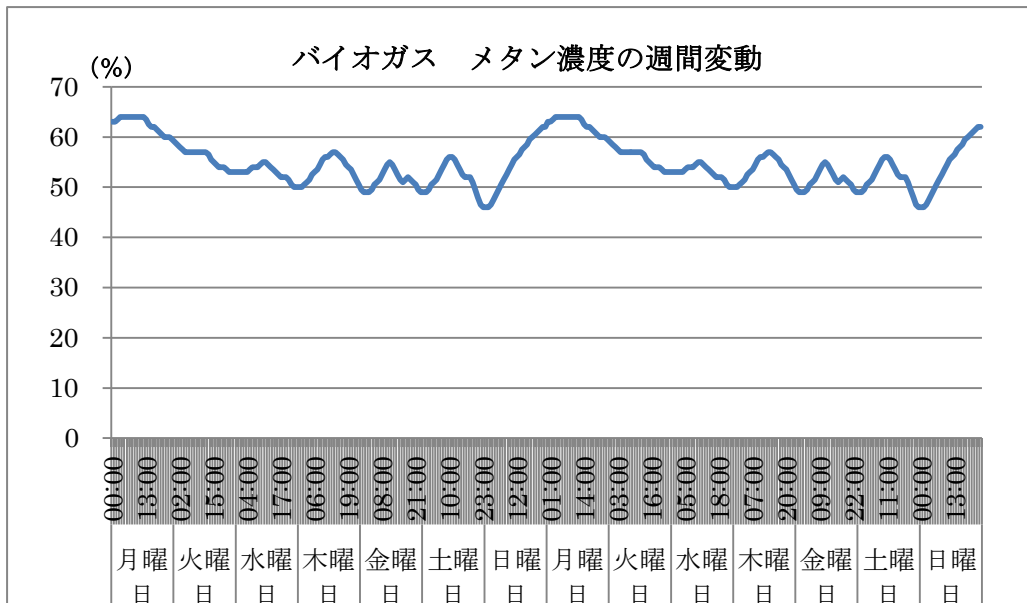
温水を供給する。



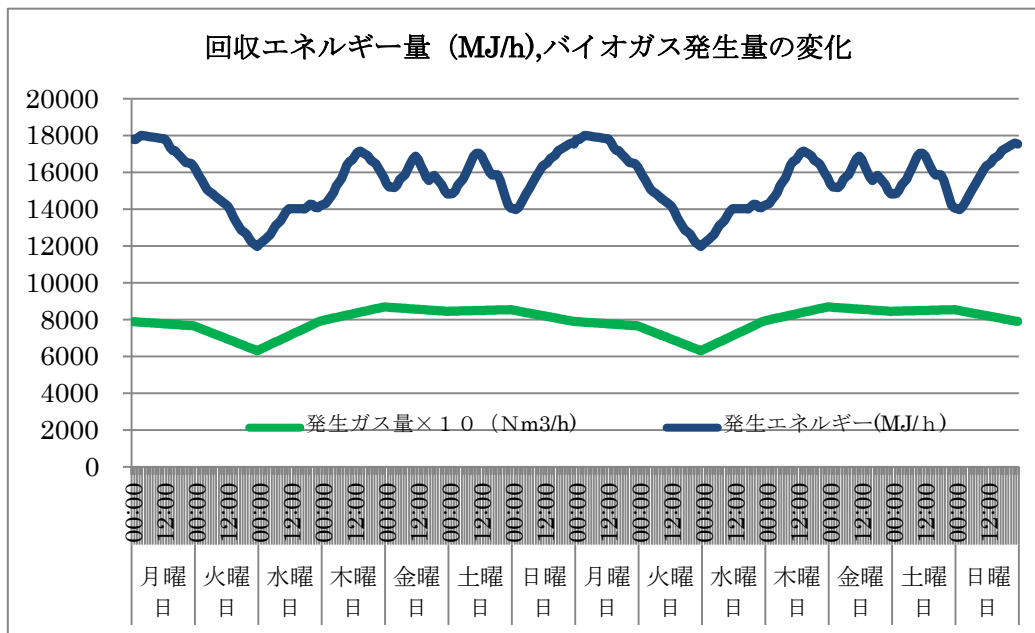
図Ⅲ-6 メタンガス化施設処理フローシート

(ウ) バイオガス中のメタン濃度及びガス発生量

収集される可燃ごみ性状に変動があること、メタン発酵槽への投入が6日/週であることから、バイオガスの濃度や発生量は週間で変動することが、乾式メタン発酵実証試験施設（穂高広域施設組合）施設運転データより明らかとなった。従って、本調査においては、設計上得られる数値を週間の平均値とし、実証試験で得られた変動を考慮して1時間単位のメタン濃度及びバイオガス発生量を設定した。図Ⅲ-7に実証運転から想定したメタンガス濃度変化を、図Ⅲ-8に実証運転から想定したバイオガス発生量の変化及び回収エネルギー量の変化を示す。メタンガス濃度は週間で46~64%の変動、バイオガス量は630~870Nm₃/hの変動が試算された。従って、発電量の基礎となる回収エネルギー量も週間で12,000~18,000MJ/hの変動が試算された。



図Ⅲ-7 発生バイオガス濃度変化例（穂高広域施設組合 乾式メタン発酵実証事業データ）



図Ⅲ-8 回収エネルギー量変化モデル (2週間分)

(エ) メタンガス化施設における発電電力量及び熱供給量

最大回収エネルギー量 (18,000MJ/h) から、表Ⅲ-7 に示すバイオガス発電機 (ガスコジェネレーション) を設定した。

ここで、週間でバイオガス中のメタン濃度 50%未満が出現するため、その時には都市ガスを混焼して対応することとした。

表Ⅲ-7 バイオガス発電機の仕様

項目	仕様
定格出力、台数	1,253kW、2台
発電効率	35.7%
メタン濃度許容範囲	50%以上
硫化水素許容濃度	4.6ppm
蒸気熱回収効率	15.0%
蒸気発生量	933kg/h (0.78MPa)
設置スペース	16m×27m
備考	メタン濃度 50%未満では都市ガス混焼が必要

週間における各曜日でのメタンガス濃度、バイオガス量、発電量及び都市ガス分の電力量の最大値、最小値、平均値（1時間値）を表Ⅲ-8に、1日あたりの総量あるいは平均値を表Ⅲ-9に示す。発電量が最も多いのは月曜日の時間平均 1,728kW で、最も少ないのは木曜日の時間平均 1,343kW である。なお、金曜日、土曜日はメタン濃度が 50%未満となる時間帯があり、都市ガス混焼分が含まれている。

表Ⅲ-8 各曜日でのメタンガス濃度、バイオガス量、発電量及び都市ガス分の電力量の最大値、最小値、平均値（1時間値）

項目	月曜日			火曜日			水曜日		
	MAX	MIN	AVE	MAX	MIN	AVE	MAX	MIN	AVE
メタンガス濃度(%)	64	60	63	59	53	56	55	50	53
バイオガス量(Nm ³ /h)	789	766	778	761	631	696	793	638	715
発生エネルギー(MJ/h)	18,009	16,322	17,425	16,066	11,976	13,955	14,257	12,103	13,542
発電量(kWh)	1,786	1,619	1,728	1,593	1,188	1,384	1,414	1,200	1,343
内バイオマス分電力量(kWh)	1,786	1,619	1,728	1,593	1,188	1,384	1,414	1,200	1,343
内都市ガス分電力量(kWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0

項目	木曜日			金曜日			土曜日		
	MAX	MIN	AVE	MAX	MIN	AVE	MAX	MIN	AVE
メタンガス濃度(%)	57	50	54	55	49	51	56	46	52
バイオガス量(Nm ³ /h)	869	796	832	868	845	856	854	845	850
発生エネルギー(MJ/h)	17,147	14,248	16,011	16,872	14,822	15,744	17,030	14,064	15,734
発電量(kWh)	1,700	1,413	1,588	1,673	1,518	1,581	1,740	1,518	1,605
内バイオマス分電力量(kWh)	1,700	1,413	1,588	1,673	1,470	1,561	1,689	1,395	1,560
内都市ガス分電力量(kWh)	0	0	0	88	0	20	346	0	45

項目	日曜日		
	MAX	MIN	AVE
メタンガス濃度(%)	62	46	55
バイオガス量(Nm ³ /h)	851	790	821
発生エネルギー(MJ/h)	17,593	13,976	16,062
発電量(kWh)	1,745	1,498	1,650
内バイオマス分電力量(kWh)	1,745	1,386	1,593
内都市ガス分電力量(kWh)	345	0	57

表Ⅲ-9 各曜日でのメタンガス濃度、バイオガス量、発電量及び都市ガス分の電力量の総量あるいは平均値（24時間値）

項目	月曜日	火曜日	水曜日	木曜日	金曜日	土曜日	日曜日
平均メタンガス濃度(%)	63	56	53	54	51	52	55
バイオガス量(Nm ³ /d)	18,662	16,702	17,167	19,978	20,554	20,393	19,694
発生エネルギー(MJ/d)	418,205	334,913	325,018	384,257	377,844	377,626	385,486
発電量(kWh/d)	41,472	33,211	32,232	38,105	37,949	38,525	39,598
内バイオマス分電力量(kWh/d)	41,472	33,211	32,232	38,105	37,469	37,447	38,227
内都市ガス分電力量(kWh/d)	0	0	0	0	478	1,078	1,370

一方、熱供給量（平均値）については、表Ⅲ-10に示すとおりである。蒸気については発生量のほとんどをメタン発酵槽加温熱量として消費するため、利用可能量は83kg/h（174℃、0.78MPa）、75MJ/h程度しかない。一方温水については、77,547kg/h（88℃、戻り78℃）、約3,000MJ/hが利用可能である。

表Ⅲ-10 熱供給量（平均値）

項目	発生量(kg/h)	メタン発酵槽加温必要量(kg/h)	利用可能量(kg/h)	利用可能熱量(MJ/h)	備考
蒸気(kg/h)	863	780	83	75	174℃、0.78MPa
温水(kg/h)行き	77,540	—	77,540	3,000	88℃、78℃(戻り)

(オ) メタンガス化施設の所内消費電力量

メタンガス化施設の所内動力として、選別設備、メタン発酵設備（メタン発酵槽、投入装置、発酵残渣引抜装置）、ガス回収設備（脱硫装置、ガス貯留装置）、ガス発電設備、脱臭設備及び搬送装置がある。固定価格買取制度（FIT）における設備認定において、「メタンガス化と焼却のコンバインド方式」では、メタン発酵槽以降のプロセスが範囲とされている。従って、本計画においても、選別設備、投入装置及びその範囲の搬送装置等は発電設備外の動力として取扱い、ごみ焼却施設側で供給する。

一方、メタン発酵設備は6日/週、16時間/日の運転であるため、その状況により消費電力が異なる。

る。表Ⅲ-11 に運転状況別消費電力量を示す。

表Ⅲ-11 メタンガス化施設の運転状況別所内消費電力量

項目		投入時(16時～8時)			停止時(8時～16時)		
		発電設備	発電設備外	計	発電設備	発電設備外	計
消費電力量 (kWh)	平日	195	687	882	68	61	129
	日曜日	65	56	121	65	56	121

*日曜日はメタン発酵残渣のホッパから焼却施設への移送が停止

3. 焼却施設側での処理計画

「2. (1) ごみ処理量及びごみ組成の設定」において設定した可燃ごみをメタンガス化向けに選別した残渣（選別残渣）及びメタン発酵残渣は環境整備センターで焼却処理し、熱回収する。選別残渣及びメタン発酵残渣の量及び性状は表Ⅲ-13 のとおりであり、年間総処理量は 59,620t/年となる。

表Ⅲ-12 メタンガス化と焼却のコンバインド方式による物質収支概要（再掲）

可燃ごみ量(t/y)	63,342
メタン発酵処理量(t/y)	38,632
メタン発酵残渣移送量(t/y)	34,910
選別残渣焼却量(t/y)	24,710

表Ⅲ-13 焼却対象ごみ（選別残渣及びメタン発酵残渣）の量及び性状

項目	選別残渣	メタン発酵残渣	合計
湿潤量 (t/y)	24,710	34,910	59,620
三成分	可燃分 (%)	69.90	43.4
	水分 (%)	29.49	56.1
	灰分 (%)	0.61	0.5
低位発熱量(kJ/kg)	12,400	2,750	6,750

(1) 焼却処理計画

環境整備センターにおける対象ごみの焼却について確認した結果、焼却ごみの処理量、発熱量について、環境整備センター設計条件からの逸脱や補助燃料の必要性等がないことが確認された。

表Ⅲ-14 対象ごみの焼却についての確認

項目	設計条件	処理計画
処理量 (t/h)	10.25	8.88*
高質ごみ時の総発熱量 (GJ/h)	130	—
対象ごみの総発熱量 (GJ/h)	—	60
低質ごみ時の総発熱量 (GJ/h) (補助燃料の必要なし)	51	—

*処理量は 280 日稼働として算出

ここで、年間 59,620 t の焼却対象ごみを最適に発電するため、休炉日数を年間約 100 日とし、運転計画を表Ⅲ-15 に示すとおり設定した。この時の 1 炉あたりの平均処理量は 110t/日となり、定格の約 90%で運転することとなる。

表Ⅲ-15 焼却炉運転計画

	月		4月							5月							6月						
	日目		5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	61	66	71	76	81	86	91			
稼働計画	1号炉	炉	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
	2号炉	炉	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
	稼働炉数	炉	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	1	1	1	2	2				
	稼働日炉数	日・炉	10	10	10	10	10	10	10	5	5	5	10	12	5	5	5	10	10	10			
処理量	t/日		221	221	221	221	221	221	221	110	110	110	221	221	110	110	110	221	221	221			
	t		1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	552	552	552	1,104	1,325	552	552	552	1,104	1,104	1,104			

	月		7月							8月							9月						
	日目		96	101	106	111	116	122	127	132	137	142	147	153	158	163	168	173	178	183			
稼働計画	1号炉	炉	1	1	1	1	1	1					1	1	1	1	1						
	2号炉	炉							1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
	稼働炉数	炉	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	0			
	稼働日炉数	日・炉	5	5	5	5	5	6	5	5	5	5	10	12	10	10	10	5	5	0			
処理量	t/日		110	110	110	110	110	110	110	110	110	221	221	221	221	221	110	110	0				
	t		552	552	552	552	552	662	552	552	552	552	1,104	1,325	1,104	1,104	1,104	552	552	0			

	月		10月							11月							12月						
	日目		188	193	198	203	208	214	219	224	229	234	239	244	249	254	259	264	269	275			
稼働計画	1号炉	炉				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
	2号炉	炉				1	1	1	1	1	1	1	1				1	1	1				
	稼働炉数	炉	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	1	1			
	稼働日炉数	日・炉	0	0	0	10	10	12	10	10	10	10	10	5	5	5	10	10	5	6			
処理量	t/日		0	0	0	221	221	221	221	221	221	221	221	110	110	110	221	221	110	110			
	t		0	0	0	1,104	1,104	1,325	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	552	552	552	1,104	1,104	552	662			

	月		1月							2月							3月						
	日目		280	285	290	295	300	306	311	316	321	326	331	334	339	344	349	354	359	365			
稼働計画	1号炉	炉		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				1			
	2号炉	炉	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			1	1	1	1	1	1			
	稼働炉数	炉	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	1	1	1	2			
	稼働日炉数	日・炉	5	10	10	10	10	12	10	10	10	5	5	3	10	10	5	5	5	12			
処理量	t/日		110	221	221	221	221	221	221	221	221	110	110	110	221	221	110	110	110	221			
	t		552	1,104	1,104	1,104	1,104	1,325	1,104	1,104	1,104	552	552	331	1,104	1,104	552	552	552	1,325			

表Ⅲ-16 年間稼働炉数

1 炉稼働	150 日
2 炉稼働	195 日
全炉停止	20 日
計	365 日

(2) 発電量及び所内消費電力量

1 炉あたり 110t/日で焼却した場合の発電量及び所内消費量は表Ⅲ-17 に示すとおりである。よって年間発電量は 879MW となる。

表Ⅲ-17 発電量及び所内消費電力

	発電量 (kW)	所内消費電力 (kW)
1 炉運転時	1, 440	1, 300
2 炉運転時	3, 400	1, 650

(3) メタン発酵残渣の焼却処理（環境整備センター）に対しての影響

(ア) 臭気

焼却処理量の約 6 割がメタン発酵残渣となるため、ピット内臭気は悪化することが予想されるが、従来の処理方法（焼却炉燃焼用空気としてピット内臭気を吸引）で問題ない。

なお、可燃ごみの選別装置及びコンベヤ等がごみ焼却施設内に配置されるため、追加設備用の脱臭設備が必要となる。

(イ) 無機塩濃度上昇による維持管理上の懸念

メタン発酵残渣処理に伴い、無機物濃度の上昇による焼却炉腐食環境の悪化や排ガス処理費用の悪化を懸念するが、そもそも全量を焼却処理するものがメタンガス化を經由して返送されただけであり、メタンガス化により無機物が増大するわけでないため、全量焼却の場合と変化はない。

4. 発電側高度化による効果

「メタンガス化と焼却のコンバインド方式」による発電高度化効果として、施設全体の送電端電力を検討し、焼却処理と比較することにより本方式の送電端電力増強効果及び経済性を評価する。

(1) 「メタンガス化と焼却のコンバインド方式」における送電端電力量

「メタンガス化と焼却のコンバインド方式」全体での送電端電力量は、以下を総合して算定する。算定方法の概要を図Ⅲ-9に示す。

- ① メタンガス化施設での運転条件による発生ガス量変動（週間）に伴う発電端電力量の変動（週間）と所内消費電力量の変化
- ② 焼却施設での運転計画による運転炉数の変化に伴う発電端電力量の変化と所内消費電力量の変化
- ③ メタン発酵施設における選別設備、投入装置及びその範囲の搬送装置等の動力について、ごみ焼却施設側から供給

一方、FIT 制度においては、バイオマス由来のメタン発酵ガスによる発電電力と一般廃棄物による発電電力とは買取価格が異なるので、それぞれ計量する必要がある。従って上記条件におけるメタンガス化施設と焼却施設の送電端電力量は図Ⅲ-10 及び図Ⅲ-11 に示すとおりである。従来、ごみ焼却施設においては 1 炉運転の場合でも基本的に余剰電力が生じていたが、「メタンガス化と焼却のコンバインド方式」においては、メタンガス化施設側の一部動力を焼却施設側で供給するため、メタンガス化施設でのごみ投入時においては、焼却炉 1 炉運転の場合は買電が発生することになり、焼却炉 2 炉運転でもその時間帯は送電端電力量が減少することがわかる。また、メタンガス化施設での送電端電力量もごみ投入時間帯は低下することがわかる。

さらに、一般廃棄物焼却による電力はバイオマス分に相当する電力を FIT とすること、メタンガス化施設で天然ガスを補給したものは FIT でないことから、それぞれ FIT 分、非 FIT 分に分けて月別に送電端電力量を整理したものを表Ⅲ-18 に示す。なお、ごみ焼却施設の焼却対象ごみ（選別残渣、メタン発酵残渣）のバイオマス比率は 39%である。

導入前
(H27実績ベース)

焼却施設			
		1炉稼働時	2炉稼働時
処理量	t/日	110~120程度	220~240程度
発電量	kW	1,800	3,400
所内消費	kW	1,400	1,700
送電量	kW	400	1,700

*参考値(日報の一部データの読み取り)

導入後
(H35想定)

焼却施設						
		1炉稼働時		2炉稼働時		
		投入時	投入停止時	投入時	投入停止時	
		(月~土)	(月~土)	(月~土)	(月~土)	(日)
処理量	t/日	111		222		
(選別残渣+発酵残渣)						
発電量	kW	1,440		3,400		
所内消費	kW	1,300		1,650		
	kW	687	61	56	687	61
送電量	kW	0	79	84	1,063	1,689
(買電量) kW						
	kW	-547	0	0	0	0

メタン化施設			
		投入時	投入停止時
		(月~土)	(月~土)
処理量	t/日	110	
(発酵ごみ)			
発電量	kW	1,538	1,538
所内消費	kW	195	68
	kW	687	61
送電量	kW	1,343	1,470
	kW		1,585

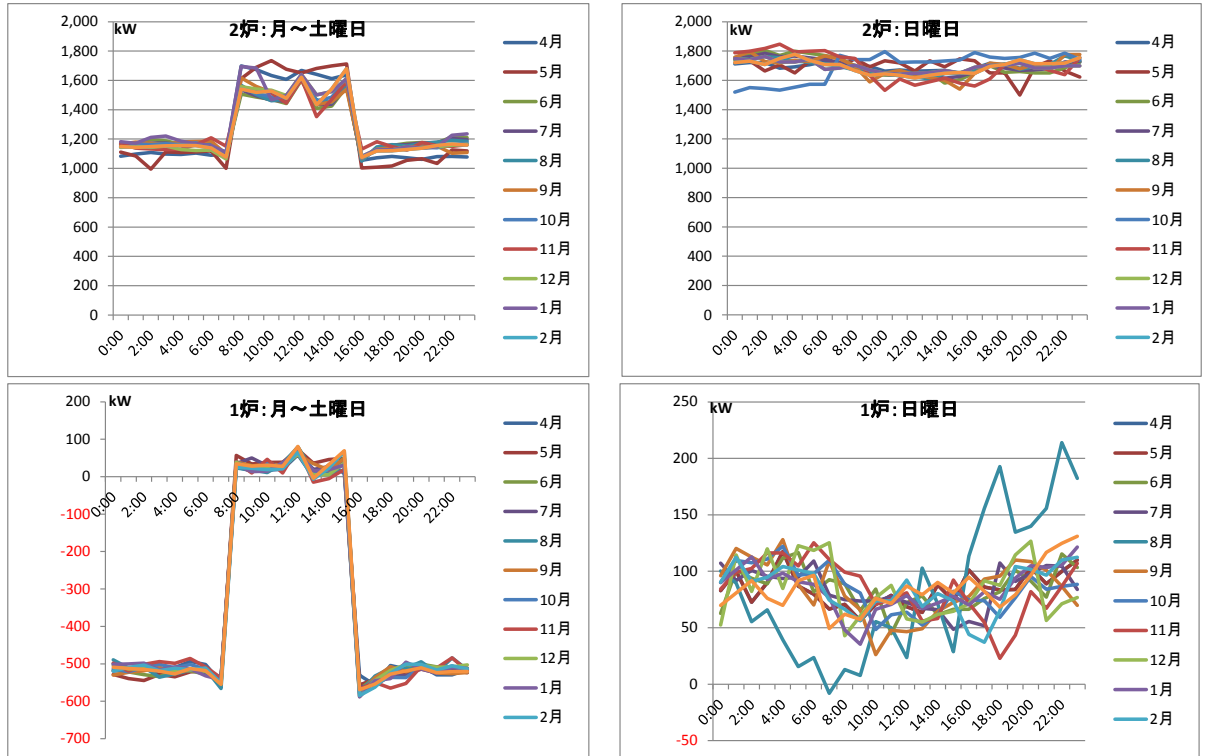
← 一部時間帯に都市ガス投入

焼却施設側に含める

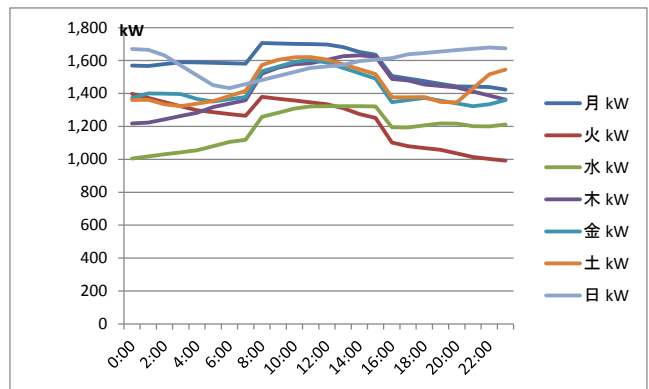
施設全体送電電力	kW	1,343
	kW	1,422
	kW	1,669
	kW	2,406
	kW	3,159
	kW	3,279

- ※1炉稼働時・メタン投入時
- ※1炉稼働時・メタン投入停止時(月~土)
- ※1炉稼働時・メタン投入停止時(日)
- ※2炉稼働時・メタン投入時
- ※2炉稼働時・メタン投入停止時(月~土)
- ※2炉稼働時・メタン投入停止時(日)

図Ⅲ-9 送電端電力算定方法の概要



図Ⅲ-10 焼却施設側の送電端電力



図Ⅲ-11 メタンガス化施設側の送電端電力

表Ⅲ-18 「メタンガス化と焼却のコンバインド方式」による送電端電力量及び買電量（月別）

項目				4月	5月	6月	7月	8月	9月
送電端電力量	焼却施設	1炉稼働	FIT電力 (kWh)	0	2,821	3,507	5,739	3,990	1,652
			非FIT電力 (kWh)	0	4,471	5,558	9,095	6,324	2,618
		2炉稼働	FIT電力 (kWh)	370,602	197,135	185,301	0	134,069	189,199
			非FIT電力 (kWh)	587,345	312,427	293,673	0	212,477	299,849
	計 (kWh)			957,947	516,854	488,039	14,834	356,860	493,318
	メタンガス化施設	FIT電力 (kWh)		997,333	1,041,426	1,013,757	1,031,766	1,044,792	1,005,498
		非FIT電力 (kWh)		10,753	12,124	12,071	10,753	12,124	12,071
計 (kWh)		1,008,087	1,053,550	1,025,829	1,042,519	1,056,916	1,017,569		
買電量	1炉稼働時+メタン投入時 (kWh)			0	108,708	100,346	225,778	142,156	75,259
	全炉停止時 (kWh)			0	0	0	0	0	192,916
	計 (kWh)			0	108,708	100,346	225,778	142,156	268,175

項目				10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
送電端電力量	焼却施設	1炉稼働	FIT電力 (kWh)	0	1,169	4,087	1,169	1,942	2,821	28,897
			非FIT電力 (kWh)	0	1,853	6,477	1,853	3,078	4,471	45,797
		2炉稼働	FIT電力 (kWh)	197,135	311,433	122,235	374,182	189,199	201,032	2,471,521
			非FIT電力 (kWh)	312,427	493,572	193,723	593,018	299,849	318,604	3,916,965
	計 (kWh)			509,562	808,027	326,521	970,222	494,068	526,928	6,463,180
	メタンガス化施設	FIT電力 (kWh)		1,036,083	1,009,860	1,035,132	535,086	939,236	1,043,297	11,733,266
		非FIT電力 (kWh)		11,173	13,023	10,753	5,429	10,753	12,071	133,100
計 (kWh)		1,047,255	1,022,882	1,045,886	540,515	949,989	1,055,368	11,866,366		
買電量	1炉稼働時+メタン投入時 (kWh)			0	33,449	150,519	33,449	100,346	108,708	1,078,716
	全炉停止時 (kWh)			584,470	0	0	0	0	0	777,386
	計 (kWh)			584,470	33,449	150,519	33,449	100,346	108,708	1,856,102

(2) 高度化における送電端電力増強効果

平成 35 年におけるごみ処理量に対し、高度化（「メタンガス化と焼却のコンバインド方式」）するケースと既存運用のケース及び全量焼却のケースとで、送電端電力量を比較する。

＜平成 35 年度想定と比較ケース＞

- ◆コンバインド : メタンガス化と焼却とのコンバインドを実施
- ◆既存運用ケース : 環境整備センターでは平成 27 年度処理実績と同等の焼却処理を実施し、それを超える分は外部処理委託を実施
- ◆全量焼却ケース : 平成 35 年度時点の想定ごみ量の全量を環境整備センターで処理実施 (236t/日の処理能力を有するので年間 66,100t までは処理が可能)

表Ⅲ-20 より、平成 35 年度のごみ処理量は年間 63,342 t であるため、既存運用のケースでは環境整備センター処理量は平成 27 年度実績（年間 58,660 t）とし、年間 4,682 t を委託処理する。従って、既存運用ケースでの送電端電力量は、発電効率、所内消費量及び買電量を平成 27 年度実績とすることで、表Ⅲ-19 に示すように年間 9,494MW となる。一方、表Ⅲ-21 よりコンバインドケースの送電端電力量は、メタンガス化施設 11,866MW、焼却施設 6,463MW で合計 18,329MW となり、既存運用ケースの 2 倍弱となっている。高度化による送電端電力増強効果は非常に大きいといえる。

この要因は以下に起因すると考えられ、コンバインドと単独焼却を比較する場合の最適条件とは異なることに留意されたい。

- ① 既存運用ケースでのごみ処理量を平成 27 年度実績としているため稼働率が低い。そのため、送電端電力の低い 1 炉稼働が年間の 6 割を占め、定格発電量を確保できていない。
- ② コンバインドケースでのメタンガス化施設送電端電力量は 1 年間を通して安定して発電できる（年間 350 日運転）。

表Ⅲ-19 既存運用ケースでの焼却施設送電端電力量

項目	既存運用	備考
発熱量 (kJ/kg)	8,930	
発電効率 (%)	15	H27年度実績
処理量 (t/y)	58,660	
発電量 (kWh/年)	21,826,408	
所内消費量 (kWh/年)	12,978,060	H27年度実績
買電量 (kWh/年)	645,890	H27年度実績
送電端電力量 (kWh/年)	9,494,238	

表Ⅲ-20 全量焼却ケースでの焼却施設送電端電力量

項目	全量焼却	備考
発熱量 (kJ/kg)	8,930	
発電効率 (%)	15	H27年度実績
処理量 (t/y)	63,342	
発電量 (kWh/年)	23,568,503	平成27年度原単位
所内消費量 (kWh/年)	14,013,915	平成27年度原単位
買電量 (kWh/年)	697,442	平成27年度原単位
送電端電力量 (kWh/年)	10,252,030	

表Ⅲ-21 高度化による送電端電力増強効果

項目	コンバインド		既存運用		全量焼却
	メタンガス化	焼却	委託	焼却	焼却
処理量(t/年)	38,635	59,597	4,682	58,660	63,342
低位発熱量(kJ/kg)	-	6,750	-	8,930	8,930
送電端電力量(kWh/年)	11,866,366	6,463,180	-	9,494,238	10,252,030

IV. 新たな廃棄物発電ネットワークの構築に関する検討

1. 新たな廃棄物発電ネットワーク検討の背景

(1) 発電高度化を受けた新たな需給関係の構築検討の着眼点

発電高度化の結果、従来に比べて電力および熱エネルギーは増加し、地域のエネルギー供給により貢献することが可能となる。このエネルギーを効率的に地域で利用し、経済的なメリットをもたらす方策として、新たな廃棄物発電ネットワークに基づく地域エネルギー事業の可能性について検討することが必要と考えられる。

ここで示す地域エネルギー事業とは、「エネルギーの地産地消」を目指すことを前提とする。この新たな廃棄物発電ネットワークに基づく地域エネルギーの地産地消の事業を、どのような事業スキームで成立させるかを検討するのが本章でのテーマである。

そのために、第 I 章で整理した地域でのエネルギー、特に電力の需給の状況をもとに、組合圏域外へのキャッシュアウトを最小にとどめ地産地消を進めるための地域エネルギー事業の在り方について具体的な検討を行うこととした。また、エネルギーの地産地消の観点から、FIT 電源の供給側として、すでに稼働している地元のメガソーラーなどの太陽光発電も加えることとした。

さらに事業としての地域での有用性を検証するために、経済性以外の地域貢献、住民サービスとしての視点を加えた。これらの実現には、弘前市を始めとする圏域内の自治体の役割が重要となるため、自治体の地域エネルギー事業への参加についても検討を加えた。

また、地域エネルギー会社の事業化のタイミングも重要なポイントである。現状の廃棄物発電の高度化の実現時期をひとつのタイミングとするが、早期の事業化スタートも視野に入れる。

注：なお、本検討においては、各種のデータ提供が得られた弘前市、大鰐町、藤崎町、板柳町の 1 市 3 町についてを主たる検討対象としている（以下「圏域内」）。

(2) 圏域内のエネルギー需給の現状

1) 圏域内の電力需要

圏域内の電力需要を概観するため、まず、圏域内の自治体の全体の電力消費量を把握した。

中でも、地域エネルギー会社の事業の安定化の観点から、一般に負荷率の低い圏域内自治体の関連施設の電力需要が最も重要になる。最終的には、民間の高低圧需要、一般家庭の低圧需要も対象になるが、現状の民間の小売電気事業者が自治体関連施設のみに電力供給を行っていることから、本項では、事業立ち上げ時においては、当面自治体関連施設への電力供給を行うこととして、圏域内の自治体から電力需給データの提供を受け、取りまとめた。

<圏域の電力需要>

まず、弘前市内の電力消費量は、合計およそ 9 億 3,000 万 kWh（平成 27 年度）で、そのうち 2 割強が大口の電力消費者であった。

弘前市の人口は 17 万 5 千人余りであり、圏域の他の 3 町（大鰐町、藤崎町、板柳町）の合計は 3

万4千人弱で、弘前市のおよそ2割程度となっている。このため、圏域内の電力消費量（東北電力の扱いに限られる）は、弘前市の1.2倍と推計し、11億1,600万kWh程度と想定される。

また、このうち自治体関連施設については、本調査でデータが得られたものだけで契約電力14MW、年間消費電力量は2,475万kWh程度となっている。

2) 圏域内の電力供給

圏域内の供給側の電力供給については、特に、FIT電源について整理した。

圏域内のFIT電源としては、対象である廃棄物発電（弘前環境センター）の3.6MWがある。これに加えて、弘前市および圏域内の自治体に存在する太陽光発電を中心とした再生可能エネルギー発電について、場所、発電源、発電能力等を可能な範囲で調査を行った。

① 圏域内の再生可能エネルギーによる電力供給

再生可能エネルギーの導入状況に関して、資源・エネルギー庁において公表している再生可能エネルギー固定価格買取制度（FIT制度）に係る設備の状況についての統計を参照した。

同統計によると、圏域内での再生エネ資源は限られていて、青森県全体の状況とも大きく違っている。例えば、青森県全体では風力発電が大変盛んで、FIT制度スタート後に長く全国一の導入量を誇っていたが、圏域内には海岸も無く風況があまり良くない理由から風力発電施設はほとんどない。また、水力、地熱などのFIT制度での実績も無い。太陽光については、圏域は特に雪が深いため、県内の他の地域に比べて導入量は低い。

○FIT設備の導入状況

圏域内での導入容量について、移行認定分と新規認定分に分けて次表に示す。なお、データはいずれも、平川市と西目屋村を含む平成28年6月現在のデータである。

表IV-1 FIT認定設備の市町村別導入容量（移行認定分）

市町村別導入容量(移行認定分)															(単位:kW)			
	太陽光発電設備						風力発電設備			バイオマス発電設備(バイオマス比率考慮あり)					合計 (バイオマス発電設備については、バイオマス比率を考慮したものを合計)			
	10kW未満		10kW以上				20kW未満		20kW以上	メタン発酵ガス	未利用木質		一般木質・農作物残さ	建設廃材		一般廃棄物・木質以外		
	うち50kW未満	うち50kW以上500kW未満	うち500kW以上1,000kW未満	うち1,000kW以上2,000kW未満	うち2,000kW以上	うち洋上風力	2,000kW未満	2,000kW以上										
弘前市	1,752	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,340	4,092
平川市	318	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	318
西目屋村	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
藤崎町	126	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126
大鰐町	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46
板柳町	139	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139

表IV-2 FIT 認定設備の市町村別導入容量（新規認定分）

市町村別導入容量(新規認定分)																	(単位:kW)	
	太陽光発電設備							風力発電設備			バイオマス発電設備(バイオマス比率考慮あり)					合計 (バイオマス 発電設備に ついては、バ イオマス比 率を考慮し たものを合 計)		
	10kW未満		10kW以上					20kW未満	20kW以上	メタン発 酵ガ ス	未利用木質		一般木質・ 農作物残 さ	建設廃材	一般廃棄 物・ 木質以外			
	うち自家 発電設備 併設	うち自家 発電設備 併設	うち50kW 未満	うち50kW 以上 500kW未 満	うち500kW 以上 1,000kW未 満	うち 1,000kW以 上 2,000kW未 満	うち 2,000kW以 上				うち洋上風 力	2,000kW 未満					2,000kW 以上	
弘前市	1,438	53	5,580	2,134	1,263	683	1,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,017
平川市	473	18	922	718	204	0	0	0	0	0	0	0	6,250	0	0	0	0	7,645
西目屋村	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7
藤崎町	158	0	463	213	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	621
大鵬町	86	0	235	235	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	321
板柳町	130	0	458	258	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	588

上表より、制度開始前から導入されていたのは太陽光発電とバイオマス発電の2種類だけであり、FIT 制度が始まるまでの再生エネ導入は、非常に限られていたということが分かる。太陽光発電はすべてが屋根上のパネルによるもので、合計 2.3MW 程度である。一方、バイオマス発電は、今回の調査対象である組合の運営する廃棄物発電で、FIT 制度で買い取り対象となるおよそ 2.3MW で、合計 4.6MW となっている。

一方、新規導入分では、10kW 以上の太陽光発電の伸びが顕著である。移行分ではゼロだった導入容量が 7.5MW となった。三分の一がいわゆる低圧で、500kW 以上の比較的大型な案件もある。最大は 1,500kW であるが、これは最終処分場跡地のメガソーラーである。

新規分の中で平川市での 6.25MW のバイオマス発電が目立っている。これは、木質バイオマス専焼の発電所であり、原料は地域の木質チップを使用している。平川市も加わる小売電気事業者がこの電力を売買しており、広域内で新たに立ち上げる地域エネルギー会社などが新たにこの電力を扱う可能性はほぼ無いと考えられる。

○FIT 設備の認定状況

導入前のものを含む認定分は下表のとおりである。

こちらも太陽光発電が中心で、10kW 以上が 12MW、10kW 未満が 2.5MW 程度ある。太陽光発電の認定はそのうちの程度の割合が実際に設置、稼働まで行きつくか判断が難しい。一方で、容量は非常に小さいが、小風力で2件、合計 33kW 分が認定されているのが、注目される。

表IV-3 FIT 認定設備の市町村別認定容量（新規認定分）

市町村別認定容量(新規認定分)																	(単位:kW)	
	太陽光発電設備							風力発電設備			バイオマス発電設備(バイオマス比率考慮あり)					合計 (バイオマス 発電設備に ついては、バ イオマス比 率を考慮し たものを合 計)		
	10kW未満		10kW以上					20kW未満	20kW以上	メタン発 酵ガ ス	未利用木質		一般木質・ 農作物残 さ	建設廃材	一般廃棄 物・ 木質以外			
	うち自家 発電設備 併設	うち自家 発電設備 併設	うち50kW 未満	うち50kW 以上 500kW未 満	うち500kW 以上 1,000kW未 満	うち 1,000kW以 上 2,000kW未 満	うち 2,000kW以 上				うち洋上風 力	2,000kW 未満					2,000kW 以上	
弘前市	1,688	53	10,186	4,937	2,066	683	2,500	0	33	0	0	0	0	0	0	0	0	11,907
平川市	568	27	1,859	1,155	204	500	0	0	0	0	0	0	6,250	0	0	0	0	8,676
西目屋村	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18
藤崎町	173	0	594	344	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	768
大鵬町	91	0	311	311	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	402
板柳町	199	0	513	313	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	712

3) 熱の利用状況

①圏域内の熱に関する需給

i) 圏域内の熱供給量と熱源の統計

圏域内で熱供給を行う大規模施設は南部清掃工場と環境整備センターに収束される。「弘前市の熱需要と廃棄物による熱供給ポテンシャル」(2010年)(出典:「弘前市地域エネルギービジョン」弘前市、平成25年3月)によると、南部清掃工場の排熱による熱供給ポテンシャルは0.18PJ/年、環境整備センターは0.56PJ/年、計0.74PJ/年であった。

ちなみに、両施設は弘前市中心部からそれぞれ10km、5km圏内に位置する。それ以外の熱供給先は圏域内に存在するもののいずれも小規模に留まる。

なお、同報告書は個別のデータを捉えていないが、地区ゾーン別に熱需要密度分布を把握しており、それによると最も熱需要が多いのは弘前市中心部、特に弘前市役所や中心商店街、総合病院等で、弘前市全体では10.1PJ/年であった。

表IV-4 施設別熱供給ポテンシャルと弘前市全体の熱需要

排熱による熱供給ポテンシャル	南部清掃工場	環境整備センター	弘前市全体熱需要
PJ/年	0.18	0.56	10.1

ii) 主な熱需要先の統計

前述の「弘前市の熱需要と廃棄物による熱供給ポテンシャル」(2010年)によると、圏域内で熱を多く需要している施設は市役所、学校などの公的施設、総合病院などの医療福祉関連施設、次いで製造工場等と推測される。これらは、利用者の出入り数が多く、運営時間も長期に及ぶ場合が多い。また、製造工場は、業態によっては建屋内の冷暖房以外に動力源としてエネルギーを多用している。このほかに温泉などの温浴施設も大口熱需要家である。

表IV-5 熱需要が想定される施設の種類例

教育関係施設	保育園・幼稚園
	小学校・中学校・高校
	専門学校・短大・大学
行政関係施設	市役所・地区交流センター
	保健センター
	温水プール・体育館

医療福祉施設	総合病院
	介護福祉施設
製造工場	工場が集約している工業団地
その他	温浴施設（温泉、銭湯ほか）・遊興娯楽施設

（３）地域エネルギー事業の事業主体の事例について

本項では、事業主体の在り方を検討する前提として、地域エネルギー事業の仕組みや実例を整理した。

現在、自治体が出資している地域エネルギー会社の事例を次表に示す。

中で最も古いのは東京エコサービス㈱の 2006 年の設立であるが、そのほかは 2015 年に集中しており、電力の小売り全面自由化の時期に合わせて設立されていることがわかる。東京エコサービス㈱はごみ焼却炉の廃熱を利用した発電電力の卸販売とともに域内の学校施設等に電力を供給している。ごみ処理量が莫大であることから、供給する電力量も卸販売と小売販売を合わせて 361 百万 kWh/年(H26 年度)に及んでいる。

表 IV-6 自治体が出資する新電力

自治体	地域エネルギー会社	設立	資本金（百万円） 【自治体出資割合】
山形県	㈱やまがた新電力	2015.09	70【33.4】
群馬県中之条町	㈱中之条パワー	2015.11	3【—】
東京 23 区、清掃 一部事務組合	東京エコサービス㈱	2006.10	200【59.8】
静岡県浜松市	㈱浜松新電力	2015.10	60【8.33】
大阪府泉佐野市	(一財)泉佐野電力	2015.01	3【33.3】
鳥取県鳥取市	㈱とっとり市民電力	2015.08	20【10】
鳥取県米子市	ローカルエナジー㈱	2015.12	90【10】
福岡県北九州市	㈱北九州パワー	2015.12	60【24.17】
福岡県みやま市	みやまスマートエネルギー㈱	2015.02	20【55】
鹿児島県日置市	ひおき地域エネルギー㈱	2015.11	2.4【4.2】

北九州市は、2013 年 7 月に北九州市新成長戦略（2013 年 3 月）を推進する事業の一つとして「北九州市地域エネルギー拠点化推進事業」を発表した。そして、2015

年 12 月 1 日にはその具現化として、株式会社北九州パワーが設立された。設立までに 2 年 5 か月という長期間を要し、また、株主に金融機関が多く名を連ねているのが特徴的である。

背景には、東日本大震災以降のエネルギー供給に関する問題提起から地域のインフラ整備の重要性を痛感したことなどがあり、市民への安定・安価な地域エネルギー供給を実現するため大きな目的の柱であった。

同社の HP にはその目的として次の 3 項目が挙げられている。

- ① 地域への安定・安価なエネルギー供給による地域産業の活性化
- ② 低炭素エネルギーの地産地消による、市内低炭素化
- ③ エネルギーマネジメント等による省エネ、新たな環境ビジネスの創出

現在は次図に示したように北九州市のごみ焼却施設で発電した電力を市内の公共施設や民間施設に供給している。今後、供給ベースとなる電源の拡大を 3 ステップで図ることが示されており、それぞれの計画値は次の通りである。

Step1 ; 廃棄物発電 (10 MW 程度)

Step2 ; 中小規模発電 (30 MW 程度)

Step2~3 ; 洋上風力発電等 (40 MW 程度)

Step3 ; 大規模発電

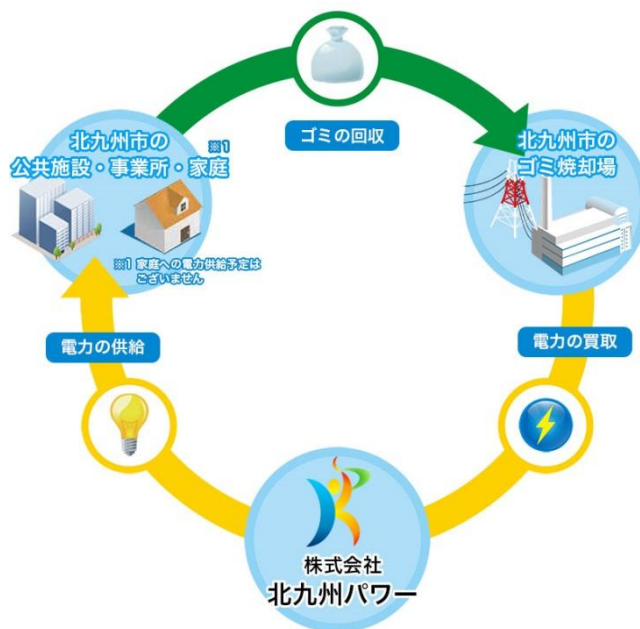


図 IV-1 北九州パワー概要

出典 : (株)北九州 HP <http://kitaqpw.com/business.php>

浜松新電力は、北九州パワーとほぼ同時期の 2015 年秋に設立された。当初から廃棄物発電と太陽光発電を組み合わせている点が特徴的である。

同社の WEB に記載されている設立の目的は

- ・再生可能エネルギーの活用
- ・電力の地産地消
- ・市内資源の有効活用
- ・地域産業の活性化
- ・市民への節電・環境意識の醸成
- ・エネルギー不安のない強靱で低炭素な社会の構築

とされている。「再生エネの活用」「エネルギーの地産地消」「省エネ」「安定供給」など、北九州市での目的とほぼ同様のものとなっている。

発電側は、浜松市南部清掃工場発電所（2.8MW）に市内 16 ヶ所の太陽光発電所（およそ 14MW）を加えて、およそ 17MW 程度となっている。この電力を市内の公共施設や市内の需要家に供給している。このスキームを下に示した。



図 IV-2 浜松新電力概要

出典：浜松新電力 HP (<http://www.hamamatsu-e.co.jp/company/>)

以上のように、地域で作られる再生エネを中心としたエネルギー（電力）を、地域で設立した地域エネルギー会社がハンドリングし、地域に直接供給する「エネルギーの地産地消」の実現へのチャレンジが各地で始まっている。中でも、浜松新電力の電源の組み合わせ（廃棄物発電と太陽光発電）は、本調査事業の弘前市とかなり類似点があり、同様に地域エネルギー事業を行う際の大きな参考になると考えられる。

前述したように、今回の調査対象である弘前市を中心とする圏域内の一部自治体の施設などでは、すでに東北電力以外の小売電気事業者によって、広域組合の廃棄物発電による電力を含んだ電力供給が行われている。

このため、需給管理を行う地域エネルギー事業主体は、①現在の民間事業者によるエネルギー供給を継続するケースと、②広域組合あるいは弘前市などの自治体に関与する新しい地域エネルギー

会社が供給を行うケースについて、そのメリットとデメリットを比較する必要がある。

そこで、次項以降において、新しい地域エネルギー会社の設立を仮定し、想定される需給データなどを収集し、事業形態や事業規模などの概要、さらに、新しい事業会社を立ち上げる際の具体的な構成を検討することとする。

2. 新たな需給関係の構築

(1) 圏域内電力供給高度化後の需給電力量

1) 圏域内からの電力供給

新たな電力供給として、現状の環境整備センターにおける廃棄物発電にメタンガス化施設の導入によるバイオガス発電を加えた電力量を想定する。また、これに加えて、弘前市および圏域内の自治体に存在する再生可能エネルギーの発電があるが、現在供給を受けていない既存のものと高度化時までの新設拡大分（想定）を見込んで想定する。

① 高度化後の廃棄物発電

現状の環境整備センターの廃棄物焼却による発電に、メタン発酵によるバイオガスの発電を加えた廃棄物発電による供給電力量について、前章の検討結果から下表に示す。

総発電出力 6MW により、年間で 34GWh 程度の送電電力量を見込む。

表IV-7 平成 35 年度想定 of 廃棄物発電による送電電力量

	焼却発電	バイオガス発電	合計
発電出力 (MW)	3.6	2.4	6.0
発電電力量 (MWh/年)	21,096	13,048	34,144
送電電力量 (MWh/年)	6,463	11,866	18,330
内 FIT 分	2,500	11,733	14,233
内 非 FIT 分	3,963	133	4,066

② 圏域内の再生可能エネルギーによる電力供給の想定

エネルギーの地産地消の観点から、廃棄物発電の増強以外に再生可能エネルギーの発電電力を加えることを検討する。実際にどの程度の量を加えるかについては、平成 35 年度時点での圏域での電力供給先増加のほか、JEPX からの調達やバックアップ電源の状況などを総合的に勘案して決定することになるが、ここでは、現状の発電施設の状況を踏まえ、一定の伸びを期待した上での発電容量を想定する。

具体的には、現時点で圏域内に存在する太陽光発電施設について、定格出力 10kW 以上の施設の合計が 7.5MW であること、このうち最大の施設は 1.5MW であることを踏まえ、この最大の施設の 2 倍となる 3MW の太陽光発電電力を見込むこととする。

なお、平成 29 年 4 月以降は、FIT 電源の買取はすべて送配電事業者が行うことになるが、発電者と小売電気事業者との契約に基づき、小売電気事業者は特定の発電施設からの電力として供給を受け、その電力を需要家へ供給する地産地消の枠組みも維持されるため、その制度を活用することが想定される。

表IV-8 平成 35 年度想定 of 太陽光発電による送電電力量

	太陽光発電
発電出力 (MW)	3.0
発電電力量 (MWh/年)	3,350

2) 圏域内の電力需要

圏域内の電力需要としては、各自治体の関連の公共的な施設の需要だけを扱うこととした。

具体的な需要先としては、現状の小売電気事業者から電力供給を行っている自治体関連施設に加えて、これまで供給していなかった自治体関連施設についても追加し（弘前市、大鰐町、藤崎町及び板柳町）、合計で 14.3MW の需要を想定した。

今回想定する自治体関連施設は合計 181 カ所となり、全体の 3 分の 1 が小中学校で最も多く、続いてスポーツ文化施設、公民館等と続いている。全体の年間電力使用量は 2,500 万 kWh 弱となる。

小売電気事業者の事業採算性に大きく関わる負荷率は、平均で 19.72% であり、一部に負荷率の高い施設はあるものの、全体として採算ラインといわれる 30% を大きく下回っている。

なお、需要側の需要電力量データについては、現状（平成 27 年度）の需要量をベースに、今後の圏域内の需要減を見込んだ上で設定するものとする。電力需要の低減は、平成 35 年時点ではおよそ 5% 程度の電力需要減を見込むこととする。

需要電力量データの想定値を下表に示す。

表IV-9 平成 35 年度想定 of 需要電力量

	自治体関連施設 (181 カ所合計)
契約電力 (MW)	14.3
需要電力量 (MWh/年)	25,000
需要減率	-5%
想定契約電力 (MW)	13.6
想定需要電力量 (MWh/年)	23,750

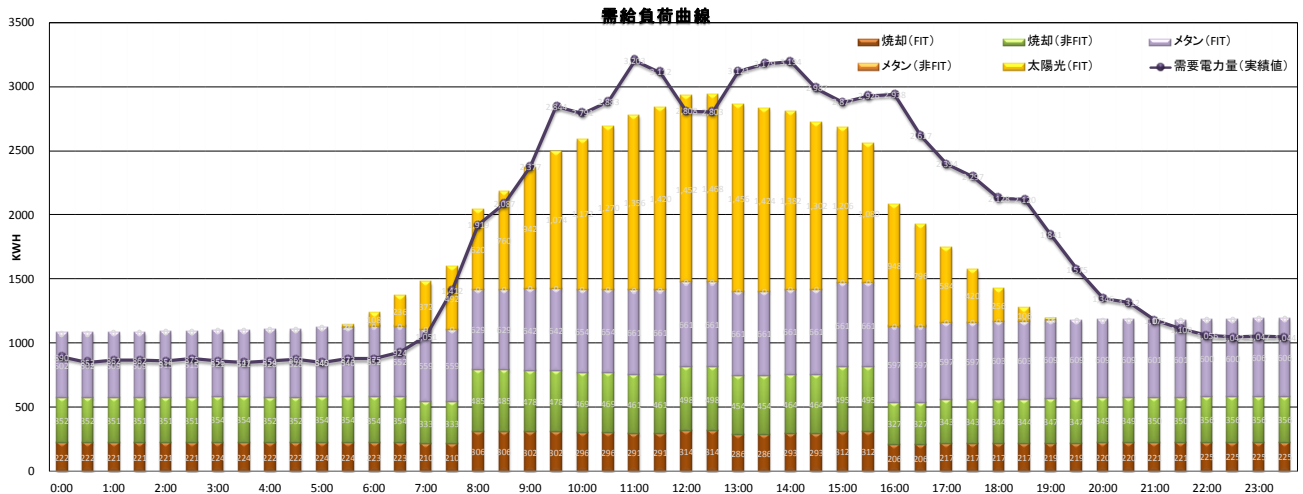
(2) 高度化後の需給バランス

小売電気事業者に義務付けられる供給力確保義務を適切に遂行するため、年間の最大需要電力量を想定し、需給バランスを検討した。

データ精査の結果、年間の最大需要電力量として検討した平成 27 年 8 月 24 日の需給バランスを次図に示す。

なお、各々のデータについては、以下によっている。

- ・ 廃棄物焼却、メタンガス化施設におけるバイオガス発電：前章における送電電力量の結果値
- ・ 太陽光発電：既存の太陽光発電データを基にした想定値
- ・ 需要電力量：自治体関連施設の需要電力量実績値（平成 27 年度）



図IV-3 供給電力量と需要電力量との需給バランス（平成27年8月24日）
(kWh/30分値)

8月24日の30分当たりの需要電力量は、深夜の0時～7時まで800kWh台が続き、このうち5時～5時30分の間が845kWhの最小需要となる。

7時頃から自治体関連施設の活動に伴う電力需要増が始まり、8時30分まで1,000kWh台である。この後11時までに2,000kWh台へと上昇し、11時から11時30分の間で最大需要の3,203kWhとなる。9時30分から17時まではおよそ2,600kWh～3,200kWhの間がキープされ、この間が日中の施設稼働に伴う電力需要レベルといえる。

その後、19時まで2,000kWh台、24時まで1,000kWh台と需要は減少する。

◆ 最大需要日の需要変動

0時～7時	800kWh台
	* 最少需要量 5時～5時30分 845kWh
7時～8時30分	1,000kWh台
8時30分～9時30分	2,000kWh台
9時30分～17時	2,600～3,200kWh
	* 最大需要量 11時～11時30分 3,203kWh
17時～19時	2,000kWh台
19時～24時	1,000kWh台

なお、この日は、廃棄物発電や太陽光発電による供給電力量が需要電力量を上回る時間帯が3つの時間帯で発生する。

0時～9時30分の早朝の時間帯と、太陽光発電電力量がピークとなる12時～13時の昼の時間帯、21時～24時の深夜の時間帯である。これらの時間帯の余剰電力量は市場等に売却されることとなり、その最大値は6時30分～7時の469kWhとなる。

(以上、電力量はいずれも30分値)

この日の電力の事業内地産率、事業内地消率について、30分ごとの電源構成で評価すると、下表のとおりいずれも9割近い値となり、需給のバランスの取れた事業モデルであることが分かる。

表IV-10 最大需要日における電力の事業内地産地消状況

電力量 (kWh/日)	①供給電力量			②需要電力量		
	82,890	内地消費電力量	地産率	86,753	内地産電力量	地産率
		76,603	92%		76,603	88%

表IV-11 参考：最大需要日における電力の事業内地産地消状況（時間別）

	0:00	0:30	1:00	1:30	2:00	2:30	3:00	3:30	4:00	4:30	5:00	5:30	6:00	6:30	7:00	7:30	8:00	8:30	9:00	9:30	10:00	10:30	11:00	11:30	(kWh)	
① 地産電源からの送電電力量	1,077	1,077	1,081	1,081	1,088	1,088	1,099	1,099	1,103	1,103	1,118	1,142	1,237	1,365	1,473	1,593	2,040	2,180	2,363	2,495	2,591	2,689	2,768	2,832		
② JEPX買	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	525	233	215	677	371	
③ JEPX売	214	251	245	245	260	240	269	277	275	261	299	296	389	469	454	224	179	156	58	0	0	0	0	0		
④ インバランス精算 (プラス:余剰、マイナス:不足)	27	26	26	26	26	27	26	25	26	27	26	27	27	28	32	43	58	63	72	86	84	87	96	94		
⑤ 地産電源から需要家への供給電力量 (①-③)	863	826	836	836	828	848	830	822	828	842	819	846	848	896	1,019	1,369	1,861	2,024	2,305	2,495	2,591	2,689	2,768	2,832		
⑥ 需要電力量	890	852	862	862	854	875	856	847	854	869	845	873	875	924	1,051	1,412	1,919	2,087	2,377	2,844	2,791	2,883	3,203	3,112		
⑦ 地産率	⑤/⑥	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	88%	93%	93%	86%	91%	
⑧ 地産率	⑤/①	80%	77%	77%	77%	76%	78%	75%	75%	75%	76%	73%	74%	69%	66%	69%	86%	91%	93%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	

	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	20:30	21:00	21:30	22:00	22:30	23:00	23:30	合計	(kWh)
① 地産電源からの送電電力量	2,925	2,941	2,857	2,825	2,800	2,720	2,674	2,548	2,078	1,926	1,741	1,577	1,421	1,271	1,193	1,175	1,178	1,178	1,172	1,172	1,181	1,181	1,187	1,187	82,890	
② JEPX買	0	0	340	516	596	354	232	578	1,541	1,223	1,162	1,302	1,284	1,570	1,184	704	254	188	0	0	0	0	0	0	15,051	
③ JEPX売	201	223	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	97	157	170	171	175	6,288	
④ インバランス精算 (プラス:余剰、マイナス:不足)	84	85	94	96	96	90	87	89	89	79	72	69	65	64	56	48	41	40	36	33	32	31	31	32	2,624	
⑤ 地産電源から需要家への供給電力量 (①-③)	2,724	2,718	2,857	2,825	2,800	2,720	2,674	2,548	2,078	1,926	1,741	1,577	1,421	1,271	1,193	1,175	1,178	1,178	1,139	1,075	1,024	1,011	1,016	1,012	76,603	
⑥ 需要電力量	2,808	2,803	3,121	3,179	3,194	2,987	2,877	2,926	2,938	2,617	2,394	2,297	2,128	2,120	1,841	1,575	1,346	1,312	1,175	1,108	1,056	1,042	1,047	1,044	86,753	
⑦ 地産率	⑤/⑥	97%	97%	92%	89%	88%	91%	93%	87%	71%	74%	73%	69%	67%	60%	65%	75%	88%	90%	97%	97%	97%	97%	97%	88%	
⑧ 地産率	⑤/①	93%	92%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	97%	92%	87%	86%	86%	92%	

注) ①地産電源からの送電電力量=上表「供給電力量」

⑤地産電源から需要家への供給電力量=上表「地消費電力量」、「地産電力量」

3. 地域エネルギー事業主体の検討

地域エネルギー事業の事業主体については、現状の民間事業者が担うケースと組合又は弘前市が関与する地域エネルギー会社が担うケースが考えられる。

今後の事業スキーム検討に向けて、どちらを選択するかを検討するためには、事業主体の違いによって、地域に対する経済的な効果や地域社会そのものに対する影響の差があるかを見る必要がある。事業主体による影響の違いについては、国が進める電力小売全面自由化や FIT 制度の改定などのエネルギー関連制度の動向にもヒントが隠されている。

ここでは、「エネルギーの地産地消」というキーワードを軸に、地域エネルギー事業の事業主体のあり方について検討を行う。検討のポイントは、「事業主体によるメリットとデメリット」と「エネルギーの地産地消による地域経済への効果」にあると考える。

また、具体的な地域エネルギー事業の構想についても、課題整理と提案を行う。

(1) エネルギーの地産地消と地域活性化

エネルギーの地産地消による地域経済への貢献について検討する。

再生可能エネルギーの拡大とともにエネルギーの分散化が進み、また電力の自由化によって、エネルギーの地産地消への仕組みが整ってきたが、エネルギーの地産地消は、エネルギー供給側、エネルギーのハンドリング（需給管理など）を行う側、エネルギーの需要側、そして、それらを支えるファイナンスがその地域内に存在することによって達成される。その結果、地域外へ流出する資金を地域内に留めて循環させることが可能となり、地域活性化につながるという点が、地域経済への貢献の最も大きな要素である。

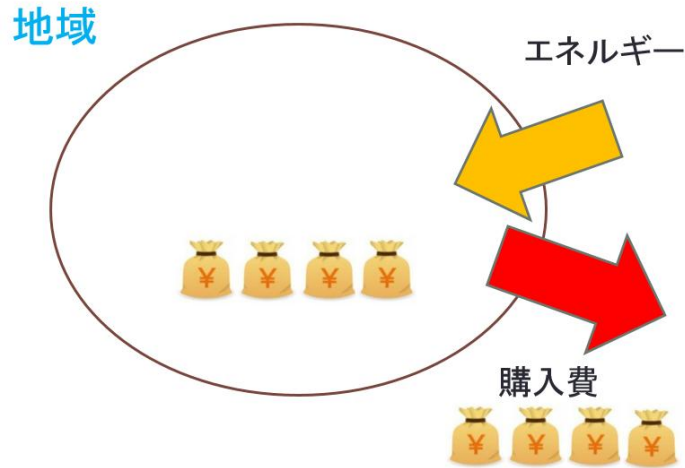
「地域から流出するエネルギー費」の削減については、環境省が進める「地域経済循環分析」の評価の観点の一つともされており、環境省が提供するデータを活用して、具体的な流出エネルギー費を算定することが可能とされている。

この手法を利用して、調査対象地域の流出エネルギー費と地域エネルギー事業の果たす流出の削減効果を算定することができれば、事業主体選定にあたっての一つの大きな要素になると考えられる。

1) エネルギーの地産地消による地域外資金流出の抑制

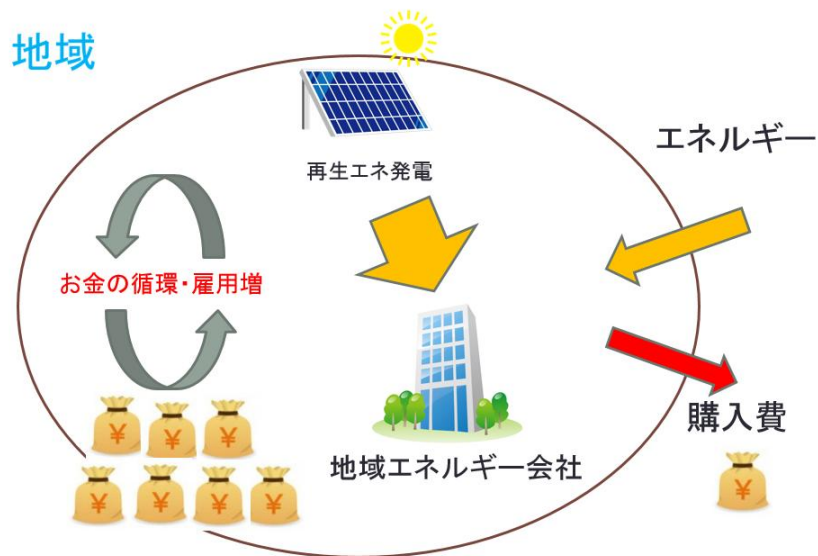
エネルギーの地産地消とその経済的側面について以下に示す。

次の図は、エネルギーの地産地消が成立していない状況を表す。中央集中型のエネルギー供給システムでは、ほとんどの場合地域に十分な発電施設がなく、エネルギーを外から購入することとなるため、その購入費は地域外へ流出する。



図IV-4 エネルギー費が流出している現状

一方、地域エネルギー会社によるエネルギーの地産地消が達成されると、下図のように地域外への資金流出は不足分の購入費のみとなり、多くのエネルギー費用は地域内で循環させることが可能となる。



図IV-5 地域エネルギー会社設立後のエネルギーの地産地消

こうしたエネルギー購入費用は地域の経済の大きな割合を占めていると言われるが、どの程度が域外流出しているのかについて一般的な数値化は難しく、地域の規模や特性によって違うと考えられる。

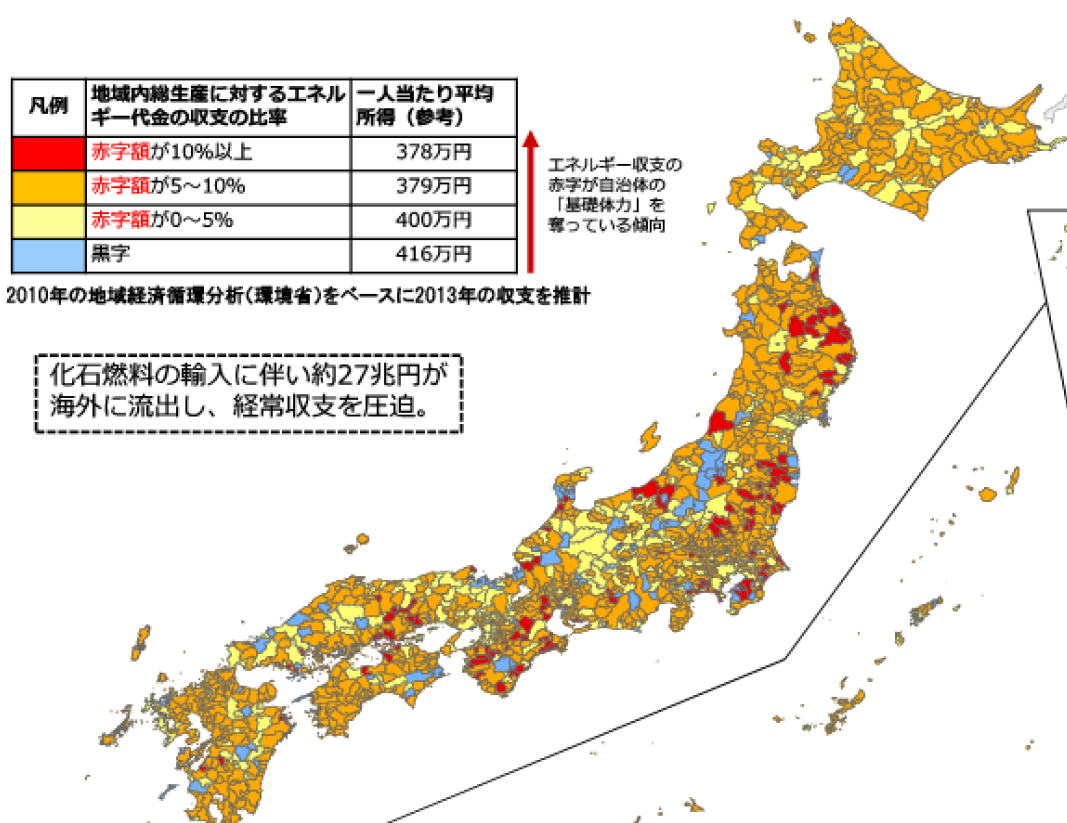
次図は、「地域内総生産に対するエネルギー代金の収支の比率」を全国の自治体ごとに計算し、日本地図に合わせて載せたものであり、環境省が、「地域経済循環分析」^{注)}の説明資料の中で示しているものである。比率の数字は、2010年の環境省の地域経済循環分析をベースに2013年の収支を推測

し計算している。

これを見ると、基本的に赤字額 5～10%のオレンジ色で塗りつぶされている。また、北関東から東北にかけてと紀伊半島、瀬戸内地方の一部に赤字額 10%以上の自治体が散在している。一方で、水色で示される黒字の自治体はごく少数となっている。

これにより、「全国の自治体のうち 9 割が、エネルギー代金（電気、ガス、ガソリン等）の収支が赤字。7 割が地域総生産の 5%相当額以上の赤字、151 自治体で 10%以上の地域外への資金流出を招く」とされており、「エネルギー収支の赤字が自治体の「基礎体力」を奪っている傾向」があるとされている。流出するエネルギー費を防ぐことが地域を再興させることにつながる可能性を示している。

注) 地域経済の全体を俯瞰して、地域の強みと課題を資金の流れを中心に把握する手法である。平成 27 年度において、地域の経済循環構造を把握するためのおよそ 1,700 自治体分のデータベース（2010 年データ）が構築され、自治体などがこの地域の産業関連表及び地域経済計算のデータを低炭素地域づくりや地方創生関連業務等に利用することで、環境政策のみならず幅広く地方創生の取組みへの活用が期待されている。



図IV-6 地域内総生産に対するエネルギー代金の収支の比率

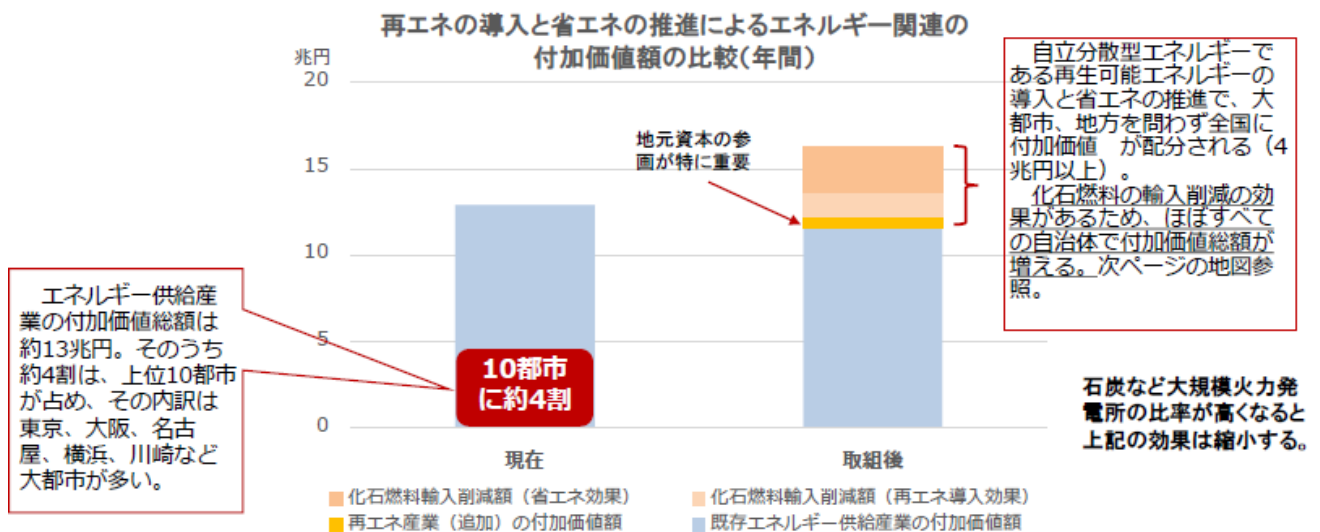
出典：環境省「気候変動長期戦略懇談会」資料

こうしたエネルギー代金の地域外流出を抑制するためには、地域内に拠点を置く地域エネルギー会社の関与が必要であり、地域エネルギー事業の事業スキームを検討する上で大きなポイントになると考えられる。

2) 再生エネの導入と省エネの推進による付加価値の増加

エネルギー費用の域外流出の抑制は、地域エネルギー会社が地産エネルギーを調達して、地域内の需要家へ供給することによる地域エネルギー事業による効果が大きいところだが、この地産エネルギーとしては太陽光やバイオマスといった再生可能エネルギーが主となる。

下図は、再生可能エネルギーの導入と省エネルギーの推進によってエネルギー関連の付加価値額が全国規模でどのように変化するかを試算したものである。いわゆる省エネの推進も含むため、地域における再生エネルギーの導入だけの効果ではないが、地産の再生可能エネルギーの導入を進めることで地域の付加価値を上げる、つまり地域経済の向上に一定の役割を果たすことが示されている。



図IV-7 再エネ導入と省エネ推進による
(環境省資料「地域経済循環分析とは」より)

[再エネ導入と省エネ推進による付加価値額の向上]

- ・現在のエネルギー供給産業の付加価値の総額はおよそ13兆円と算定されている。
- ・このうちおよそ4割は、東京、大阪、名古屋、横浜、川崎などの10の大都市が占めているが、再生エネの導入や省エネの努力が進んだと仮定すると、利既存のエネルギー供給産業の付加価値額は減少する一方で、再生エネルギーの導入効果や省エネ効果による化石燃料の輸入削減効果に加えて、再生エネ産業が拡大することで全体の付加価値額は増加する。
- ・これはつまり、既存の大都市のエネルギー供給産業の付加価値が、再生エネの導入や省エネ(エネルギーの効率化と読み替えることもできる)によって、地域に再分配されるということと同意義である。
- ・重要なのは、付加価値の増加は大都市でも地方でもあまねく配分されるということである。配分される付加価値は4兆円以上で、化石燃料の輸入削減の効果という性質上、ほぼすべての99.5%の自治体で増えることになる。
- ・この結果、全国475の自治体で地域内総生産の1%以上の付加価値の増加が見込まれるという。例えば本調査における圏域内の自治体では、弘前市が0.0%から0.3%の増加、西目屋村が1.0%

以上の増加で、他の自治体もほぼ 0.3%から 1.0%までに入っている。

- ・この付加価値額の増加について、「地元資本の参画が特に重要」とコメントされている。つまり、地域エネルギー会社に地元の資本が参加することが付加価値の再分配に有効といえる。

これらは、エネルギーの地産地消が進む場合の地域への経済効果であり、今回の調査事業が求める地域経済循環のメリットの具体的な指標の一つと考えられる。地域エネルギー事業の事業主体を検討するにあたって、これらの観点を踏まえることが重要と考えられる。

(2) 地域エネルギーの事業主体の考え方

1) 事業主体の在り方

今後の圏域における地域エネルギー事業主体について、現在の民間事業者によるエネルギー供給を継続するケースと、組合あるいは弘前市などの自治体が関与する新しい地域エネルギー会社が供給を行うケースとの比較検討を行う。

事業主体の違いによって生まれる効果は、大きく分けて事業主体自体の事業性向上に関わるものと、圏域内の地域経済に及ぼす効果と 2 つに分かれる。また直接的な経済的効果だけでなく、主にエネルギーの地産地消によって波及する社会的なポジティブな影響も考えられる。

ここでは、圏域の自治体が関与した地域資本による事業主体の場合が、従来からの民間事業者による事業継続と比較して、どのようなメリット又はデメリットがあるかを中心に整理した。

<メリット>

① 事業主体の事業性向上などの効果

i) 調達エネルギー価格の低減

: 発電事業者が電力の託送供給に伴う託送料を負担する議論があるが、この託送料は 電力供給先との距離によって一定の軽減措置等も検討されていることから、これが実現した場合、発電事業者の経済的負担は相対的に軽減され、電力買取価格も抑えることが可能になると想定される。

ii) 供給電力の価格低減

: 電力の託送供給に伴う託送料について、電力供給先との距離によって一定の軽減措置等も検討されていることから、これが実現した場合、電力の地産地消を行う小売電気事業者の経済的負担は相対的に軽減され、需要家への電力供給価格も抑えることが可能になることから、需要家の確保にメリットがあると想定される。

iii) 非化石燃料率 (44%) の達成

: エネルギー供給構造高度化法に基づく非化石燃料率の達成目標について、地産の非化石電源を主に取り扱うことによって達成見込が高まるため、需要家へのアピール要素となる。

② 地域への効果

i) 雇用増などの経済効果

: 地元資本で設立されることで、直接的又は間接的な地域での雇用増が期待される。地域エネルギー会社により、電力供給以外の地域サービス事業も手掛ける場合には、その副次的効果もさらに高まる。

ii) 税収の増加

: 地元資本であれば固定資産税の納入と併せて、参加企業からの税収増も期待される。

iii) エネルギー費用流出額削減

: 従来、地域外に支払われていた地域のエネルギー費用が、地域内の地域エネルギー会社に支払われることにより、エネルギー費用の域外流出削減となり、地域エネルギー会社への収益は地域内の還元資金となる。

iv) 社会的効果

: 地元で小売電気事業（地域エネルギー会社）を立ち上げると、いわゆる「おらが町の電力会社」という意識が生まれ、実際に新電力を立ち上げた自治体では小学校などでその設立の意味などを学習する機会を作り、地元の電力会社に対する子供たちの意識が芽生えたといわれる。

地域の中核ともなり得る新しい会社の誕生は、疲弊が続く地方社会での新たな希望の芽生えとなり得る。また高齢者の見守りや買い物代行などの地域サービス事業が、地域エネルギー会社を核として生まれる可能性もある。

<デメリット>

① 事業リスクへの対応

: 万一の事業破たんリスクは、地元資本の地域エネルギー会社の場合、従来の民間事業者が続ける場合と比較して大きい。

2) 事業主体の構築における留意点

地域エネルギー事業を担う事業体をどのように形作るかを検討するにあたって重要となるポイントを以下に示す。

① 地元企業や自治体の関与方法

i) 資本参加による関与

民間企業の関与は、直接的な地域エネルギー会社への資本参加が主となる。電力を販売する代理店などの間接的な関与もあるが、基本的には通常の経済活動の延長での関与が基本になると考えられる。

自治体による資本参加にあたっては、全株式の過半数（子会社化）とするのか、3分の1を超えるのか（拒否権の確保）などの選択肢がある。

自治体が資本参加することのメリットとしては、地域エネルギー会社の信用力を向上させ、金融機関からの借入れや融資を受けやすくなるという面がある。但し、自治体の関与が強くなりすぎると、事業性の低い事業でも排除しにくくなったり、議会同意等によって事業決定に時間を要するといったことも考えられるため、地域の特性や地域エネルギー会社の資本構成な

どによってケースバイケースであるが、資本参加だけに拘らず、各種の支援も含めた適切な関与を目指すことが重要である。

ii) 資本参加以外の関与

自治体の関与については、直接的な地域エネルギー会社への資本参加の他に、制度上の優遇措置、助成金などの措置、共同事業実施、広報支援などの「支援」的な関与もある。

自治体による制度上の優遇措置については、例えば地域エネルギー会社の保有する土地や家屋の固定資産税の減免などがある。この場合、仮に地域エネルギー会社が発電施設などを保有している場合その効果は大きい。

自治体による助成金などの措置については、地域エネルギー会社が進める高齢者の見守りや生活用品の宅配など市民サービス事業に対する財政的な支援の可能性もある。

自治体による共同事業実施については、住民や事業所のエネルギー費削減、CO2削減などにあたって、省エネ診断を共同で実施したり、キャンペーンを行ったりすることの効果がある。市役所に省エネ診断の窓口を置き、地域エネルギー会社から診断する人材を送るというケースも考えられる。

自治体による広報支援についても、市の広報紙等を使った地域エネルギー会社の広報によって、住民や地元企業の信頼度を高めることにつながる。

iii) 協定の締結

地域エネルギー事業を地域で一体となって進め、地域に良い影響をもたらすためには、地域エネルギー会社と自治体との間で何らかのエネルギー協定を結ぶことが望ましいと考えられる。

このエネルギー協定では、例えば、エネルギーの地産地消や地域での経済循環を通じて地域活性化を図るといった目的の下、地域に資するエネルギー供給や効率化、再生可能エネルギーの電源開発などを地域エネルギー会社と自治体が協力して行うことを取り結ぶことが考えられる。協定の基本的なコンセプトは、義務を伴わない、いわゆる協力協定として、更に広く市民サービスまで言及することも有効である。

圏域での地域エネルギー会社が設立された場合は、複数の自治体を含むエネルギー協定の締結も考えられる。

②地域エネルギー会社の資本構成

地域エネルギー会社は、大規模な発電所を保有する従来の電力会社等と異なり、ある程度身軽な事業運営が可能である。

発電施設を保有するにはかなり高額な資本金を積む必要があるが、高額な資本金を地元だけで集めるのは簡単ではなく、自治体などの参加のハードルともなり得る一方で、小売電気事業だけであれば、1,000万円程度の資本金から会社を立ち上げることが可能である。

圏域の規模から考えると、資本金1,500~2,000万円程度とすることが考えられる。

資本金の3分の2は地元資本とし、地元以外の資本を3分の1以下に抑えることで、経営の実態を確かなものにする事ができる。

地元金融機関の資本参加を得ることで、運転資金の借り入れや新事業への融資への理解を得ることも有効である。小売電気事業では、JEPX への支払や料金回収の時期による運転資金の問題がファイナンス上の課題であり、こうした点を踏まえて、地元金融機関との関係づくりが重要である。

なお、地域内に一定規模の資本や人的リソースを提供できる企業が確保できない場合は、地域外からの資本協力を得ることも一つの選択肢である。地域外の手資本からの資本協力は、地域エネルギー会社の与信を高めることも可能であり、自治体の資本参加や運転資金等のファイナンスを受けやすい等の他、地域外資本のノウハウを利用できるというメリットもある。地域エネルギー事業を通じた地域貢献を踏まえ、地域に資する効果的な協力関係を築くことができること、少数株主としての参加に留まること等の条件をクリアした上での地域外資本参加を検討することが重要と考えられる。

③地域エネルギー会社の選定方法

自治体が地域エネルギー会社に関わる目的は、単に電気代の削減に留まらず、地域貢献効果等も念頭に置くことから、地域エネルギー会社の選定にあたっては、相応の工夫を行うことが重要である。単に価格だけの入札を行うのではなく、地域でのエネルギーの地産地消や経済循環などの効果も含めて入札条件等を検討することが重要である。

入札にあたっては、次の2つのポイントが挙げられる。

一つは、電力を供給する新電力に地元資本が一定割合入っていることを資格要件とすることである。

もう一つは、供給する電力価格の他に、地元資本の割合や地域への経済効果などを総合評価としてポイント化することである。点数の割合などの細部は、自治体の考え方に応じて検討する。

V. 地域エネルギー事業に関する検討

1. 地域エネルギー事業の事業性評価

(1) 事業性評価の条件

圏域での平成 35 年度を想定した地域エネルギー事業における事業性評価について、以下の条件の下で事業性評価を行った。

①電力量データ

i) 需要電力量 : 2,351 万 kWh/年 (月別の供給量では、最も少ないのが 6 月の 186 万 kWh で、最も多いのが 1 月の 232 万 kWh である。当然であるが、負荷率の高低とリンクしている。)

需要側の契約電力 : 13.6MW (想定施設合計 14.3MW から 5%の需要減を見込む)

需要側の負荷率 : 平均 19.7% (負荷率の高い施設も含めるが、最も負荷率が低いのが 6 月で、最も高いのが 1 月となっている。高い方では、次いで 2 月と冬中心で四番目に 8 月が来る。)

ii) 供給電力量 : 2,488 万 kWh/年 (需要電力量に送電時のロス率を考慮。5%にあたるおよそ 140 万 kWh が対象施設への供給量にプラスされている。)

供給側の定格出力 : 廃棄物発電 6.0MW、太陽光発電 3.0MW

その他の電源 : JEPX からの調達

なお、調達コストを最大で見るため、インバランスは全時間帯で 3%発生するものとした。

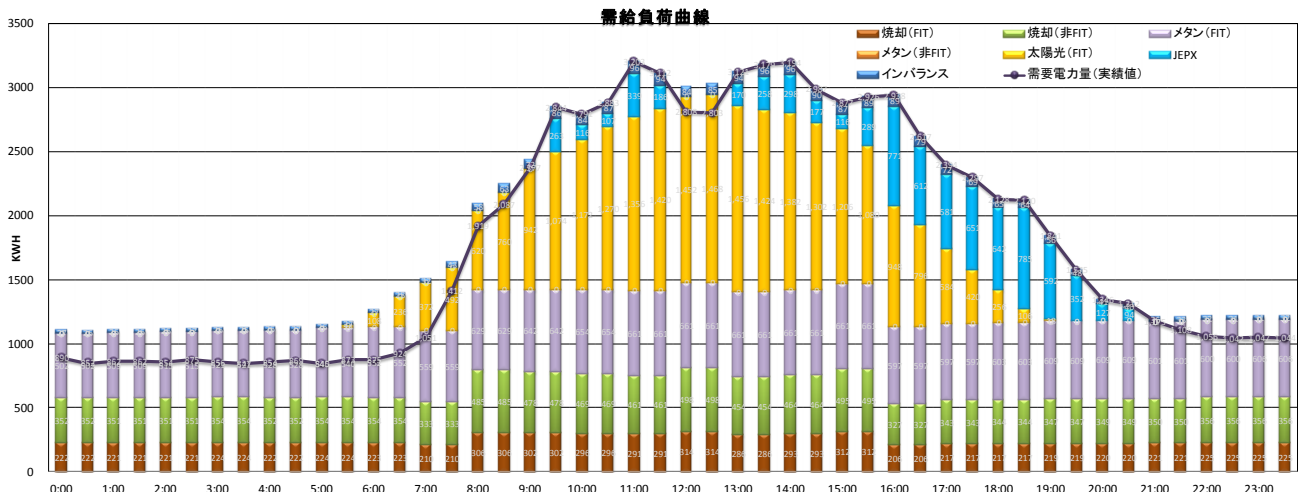
また、東北電力による常時バックアップについては、以下の理由により除外した。

- ・現在のエネ庁による常時バックアップ電源に関する位置づけは次のようになっている。

「(常時バックアップ電源は) 2000 年の部分自由化にあわせて導入され、新規参入者の主要な電源調達手段となっているものの、卸電力市場が未発達な状況における過渡的措置と位置づけられており、将来、卸電力取引が機能した場合には廃止することが望ましいとされている。」

- ・2019 年を目途にベースロード電源市場の検討も進んでいる状況を鑑みると、遅くとも 2020 年の発送電分離時にはなんらかの見直しがなされているものと推察される。
- ・このため、高度化達成時には常時バックアップ電源は使用しないこととした。

以上の考え方にに基づき、最大需要量となる 8 月 24 日における、JEPX からの調達、インバランス精算を含む需給バランスをシミュレーションした結果を、次図に示す。



図V-1 JEPXからの調達、インバランス精算を含む需給バランス (H28. 8. 24 の例)

需要側とのバランスを考えると、まず9時30分以降に廃棄物発電と太陽光発電では供給電力が足りなくなる。この不足分をJEPXからの電力でカバーしていくことになる。

その後、12時から13時までの1時間は廃棄物発電と太陽光発電だけで需要に対応できるためJEPXからの買電はいったん無くなる。これはその時間帯で太陽光発電がピークとなるためである。

その後、13時以降はJEPXからの買電は21時まで続くことになる。JEPXからの一日の最大買電量を記録する時間帯は、19時から19時30分の30分間の758kWhとなる。太陽光発電の発電量がほぼゼロになる一方で、電力需要が減り始め、JEPXからの調達も21時に終了する。

売電については、この日は廃棄物発電や太陽光発電による供給が需要を上回る、いわゆる需給の逆転が時間帯によって発生する。

0時から9時30分まで、12時から13時、21時から24時の3つの時間帯である。早朝と夜間の需要が少ない時間帯と、太陽光発電がピークとなる時間帯ということになる。これらの電力は売電されるが、最大の余剰電力量は6時30分から7時の469kWhとなっている。

以上の考え方により、年間でのシミュレーションを行った結果、年間の電源構成は、次図のとおりとなった。

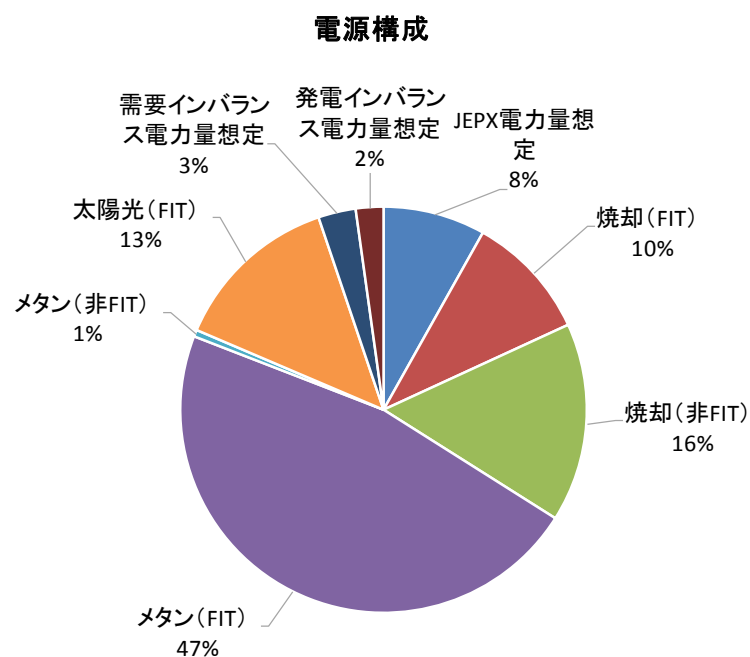


図 V-2 年間での電源構成割合

②費用単価の設定

i) 電力調達価格：FIT 分、非 FIT 分ともに、市場価格と同等

ii) 市場調達： JEPX 平成 28 年実績
(平成 28 年 12 月～平成 29 年 3 月は、H28.1～11 の平均単価を適用)

iii) 燃料調整費：東北電力の燃料調整費額に連動

iv) 託送料金：東北電力の設定料金

v) 販売管理費：人件費、業務委託費、その他経費

- ・人件費 20 万円/月の従業員 6 名雇用と想定
- ・業務委託費 100 円/月/kW (需給管理、料金徴収等のアウトソーシング)
- ・その他経費 人件費の 3 割 (事務所費、通信費等)

③売上単価の設定

i) 販売単価：平均 24.52 円/kWh (東北電力と同等)

ii) 市場売却： JEPX 平成 28 年実績
(平成 28 年 12 月～平成 29 年 3 月は、H28.1～11 の平均単価を適用)

販売単価については、現状の東北電力と同じ料金プランに基づく電気料金を使っている。つまり、

東北電力との料金の差は無い。まず、この料金体系でどの程度の経常利益を生むことができるかを求めることになる。その後で、計算された経常利益のうち、どの程度の額を料金の値下げに回すかを検討する。

(2) 事業性評価の結果

事業収支シミュレーションの結果を表V-1及び以下に示す。なお、売上原価における調達費用に関しては、現状とシミュレーションとで以下のとおり前提条件が異なっているので留意されたい。現在、廃棄物発電の電力（FIT分）を購入している民間の新電力は、2016年4月以前に契約を行っている。このため、回避可能原価の設定について、いわゆる激変緩和措置が適用され、それを前提に組合に対し電力買取りの単価設定をしている可能性が高い。簡単に言うと、廃棄物発電側に一定のプレミアムを設定している可能性がある。一方、改正FIT法により、平成29年4月からFIT電力の買取義務者は送配電事業者となり、送配電事業者はFIT電力を電力取引市場に供給する。

よって、電力仕入れ価格は、原則として電力取引市場価格とした。廃棄物発電側にとっては、FIT分は固定価格そのものとなるが、小売電気事業（地域エネルギー会社）にとっては、すべて同じ市場価格である。また、非FIT分についても、特定の価格設定をせずに、同様に市場価格とする単純な設定にした。高度化後のシステムを考えると十分説得力があると考えられる。

表V-1 事業収支シミュレーション結果

		金額(円)		対売上げ比(%)	
○売上					
高圧		534,152,951		92.68	
特別高圧		42,174,566		7.32	
	売上合計		576,327,517		100.00
○売上原価					
調達費用(廃棄物、太陽光、JEPX)		289,852,390		50.29	
託送料金		151,008,408		26.20	
	売上原価合計		440,860,798		76.49
○売上粗利			135,466,719		23.51
○販売管理費					
人件費		14,400,000		2.50	
業務委託費		16,320,000		2.83	
その他経費		4,320,000		0.75	
	販売費合計		35,040,000		6.08
○営業外費用					
FIT納付金		35,507,252		6.16	
	営業外費用合計		35,507,252		6.16
○経常利益					
	営業利益合計		64,979,467		11.27

売上げは、およそ5億7,633万円で、売上原価が、調達費用(2億8,985万円)と託送料(1億5,101万円)を合わせて4億4,086万円である。原価は売上げに対しておよそ76.5%となっている。よって、粗利益は1億3,547万円で、粗利益率はおよそ23.5%となる。

売上原価の主たる部分は、調達費用となる。つまり、廃棄物発電電力、太陽光発電電力及び JEPX 購入電力である。

調達費用は、合わせておよそ 2 億 8,985 万円である。これは売上げ全体に対しておよそ 50.3%となる。そのうち JEPX への年間の支払いは 2,493 万円で売電との差し引きを合わせた数字で売上げに対して占める割合は 4.3%となる。また、インバランスの単価も JEPX にほぼ連動するためにこの仕入れ額に含めており、額は 1,498 万円、割合は 2.6%となる。託送料金は販売電力（高圧、特別高圧）に対して、それぞれ基本料金と従量料金がある。託送料金の合計は 1 億 5,101 万円で、売上げに対する比率は 26.2%である。

販売管理費は年間 3,500 万円であり、売上げ比でおよそ 6%となる。人件費は年間 1,440 万円となる。業務委託費は、需給と料金徴収などの基本的な管理を外部委託するとした。委託費用は、地域エネルギー会社の契約電力 kW あたり、1 か月およそ平均 100 円として、13.6MW で年間 1,632 万円とした。その他の経費としては、事務所や通信費などの費用として、人件費の 3 割と見積り、年額で 432 万円とした。

営業外費用として FIT 納付金があり、年間 3,551 万円で、売上げ比は 6.2%である。

最終的な経常利益は約 6,500 万円で、売上げ比で 11.3%である。この中から、電力需要者（自治体関連施設）に対する電力料金の値引き分をねん出することになる。

<まとめ>

本調査における事業収支シミュレーションは、東北電力と同じ料金体系で計算したものである。よって、需要者（自治体の関連施設など）の料金削減分もこの中に含まれている。最終のこの経常利益からどのくらいを需要家に戻すかは別の検討課題となる。

しかし、原資は年間およそ 6,500 万円あり、需要家、地域エネルギー会社ともにある程度のメリットを出すことが可能である。仮に需要家の電気料金削減分と地域エネルギー会社の利益とで折半した場合、数%の電気料金削減と 3,000 万円以上の税引き前利益となる。

大事ななのは、その数字より地域雇用が 6 名生まれていることなど地域貢献度の高さである。

（3）地域への経済効果

新しい地域エネルギー会社による地産率地消率は、下記のとおり、年間の地産率で 9 割を超え、地消率は 8 割を大きく超える。これは、他にも誇れる良い数字であると考えられる。

また、FIT 電源の割合でも大きな変化が起きる。現状の FIT 電源率は、ごみ発電の FIT 分の 33%でしかないが、高度化後は 70.7%と倍増することになる。

<地産率>

ここでは、高度化後の地域エネルギー会社としての電力の地産率（年間トータルでの電源構成に基づく地産率）を計算した。地産とカウントできる発電の構成要素は、焼却発電と乾式メタン発電の廃棄物発電全体と太陽光発電がそれにあたる。

乾式メタン発電 (FIT 発電)	1,173 万 kWh (47.2%)
焼却発電 (非 FIT 発電)	396 万 kWh (15.9%)
太陽光発電 (FIT 発電)	335 万 kWh (13.5%)
焼却発電 (FIT 発電)	250 万 kWh (10.1%)
乾式メタン発電 (非 FIT 発電)	13 万 kWh (0.5%)
合計	2,167 万 kWh (87.1%)

これは、全体の発電源から JEPX とインバランスを除いたものである。
地産率は、上記のように 87.1%、9 割近い高率となる。

<地消率>

高度化後の需給シミュレーションでは、一部余剰電力が発生し売電に回すことになっている。よって、廃棄物発電の総発電分を母数として、売電分を除いた電力量を分子において計算した地消率は、84%となった。

<FIT 電源の割合>

FIT 電源に関しては、日本では再生エネ電力やグリーン電力などと呼ぶことはできない。しかし、環境に優しい CO2 フリーの電源から作られた電力というとらえ方を消費者側が持つことができ、一定の価値を持っている。もちろん、地元の FIT 発電であれば前記のようにエネルギーの地産地消としてカウントできる。

高度化後は、廃棄物発電の焼却発電や乾式メタン発電においてその原料の区分けによって、FIT 分の発電量が換算される。また、既存の太陽光発電と追加を想定した他の太陽光発電による電力も FIT 発電である。

ここでは圏域外からの FIT 電源はないため、地産率の計算から廃棄物発電の非 FIT 分を除いた数字となる。

乾式メタン発電 (FIT 発電)	1,173 万 kWh (47.2%)
太陽光発電 (FIT 発電)	335 万 kWh (13.5%)
焼却発電 (FIT 発電)	250 万 kWh (10.1%)
合計	1,758 万 kWh (70.7%)

上記のように FIT 電源の割合は 70.7%と 7 割を超える高率である。

この高い地産率・地消率のエネルギーを地元資本中心の地域エネルギー会社で回せば、高い数字をそのまま地域での経済循環に結び付けることができる。また、別の見方をすれば前述した「エネルギー費の流出」を減少させることになる。

単純に言えば、新しい地域エネルギー会社の売上げであるおよそ 5 億 7,600 万円のうち、地産地

消分のおよそ 85%分について地域外への流出が削減されることになる。

今回調査対象となった圏域でのエネルギー流出費は、合計 435 億円で、そのうち「電気・ガス」部分の流出が 164 億円である。これを電気部分に限るとおよそ 110 億円となる。

今回想定される削減分は、そのうちの 5%程度ではあるが一定の数字であり、それが地元の金融機関によって地域循環すればさらに数倍の経済効果が見込める。

今回は、ほぼ確実な地域内電源と自治体関連の供給先に限っているが、他の地域電源や一般家庭も含んだ供給先にも広がれば効果は拡大する。

例えば母数となる 110 億を上限と考えれば、地域エネルギー会社を地元資本で作れば、最大 93 億 5,000 万円という額が毎年地域外への流出の免れ、地元に着くことになる。これは、想定される圏域の域内総生産の 2%弱となり、この分だけ経済を押し上げる効果があるとしてよい。

さらに、この額を地元の金融機関などを通じて再投資などに結び付けることができれば、その数倍の経済効果も夢でなく、域内総生産額へのプラス効果は 10%にもなる可能性がある。

これだけの効果が生まれるのは、新しい地域エネルギー会社が地元を中心に作られるということが条件となる。

よって、エネルギー費の流出削減による経済効果の点だけを見ても、「現在の県外資本の新電力を続ける場合」と「新しい地域エネルギー会社を地元で作って高度化後の電力需給を担う場合」とのうちどちらが地域にメリットがあるかは明確であるといえる。

これまで述べてきたように地域エネルギー会社による電力供給のメリットを、電気料金削減効果にばかり求めることは、地域エネルギー事業の付加価値を矮小化することにつながる可能性がある。

例えば、今回計算した高度化後の地域エネルギー会社の年間余剰金は 6,500 万円となった。これは電気料金削減の原資にもなるが、ここでより多くを電気料金削減に回すという議論になりがちであり、確かに地域以外のエネルギー企業（新電力）であればその議論もあり得るが、地域資本のエネルギー会社の場合、別の考え方が可能である。

地域での経済循環から考えると、最も大きな経済効果が期待できるのは、その余剰金が地元で再投資されることである。地域エネルギー会社であればそれができる。一時的に、自治体の電気料金が下がることだけをメリットと考えるのではなく、地域のエネルギー会社が再投資できる原資を持つことの利益であることに留意する必要がある。これは、自治体施設へ電力供給する会社をどう決めるかという決め方にも結び付く。電気料金の安さだけで決めてしまうと、本来の大きな目的である地域活性化と反する結果をもたらす可能性があることに注意する必要がある。

2. 今後の地域エネルギー事業を取り巻く状況

(1) FIT 法改正法と制度改革

2017 年 4 月から、新しい FIT 法が施行される。FIT 電源の買い取りに関しては、これまでのような発電者から小売電気事業者への直接の買い取りが出来なくなり、すべて送配電事業者が買い取る仕組みに大きく変わる。

しかし、エネルギーの地産地消を進める立場から、制度には特例が用意された。つまり、2016 年 5

月 25 日に成立したいわゆる「FIT 法改正法」の第 17 条第 2 項に基づく「送配電買取における小売電気事業者への引渡し法」を利用することで、電力の地産地消を継続することが可能となる。

例えば、最終処分場のメガソーラー（FIT 発電事業者）と新しい小売電気事業者が「個別の契約」を結ぶことでそれが成立する。

この他、発送電の分離を 2020 年に控え、送配電網に関する費用をだれが負担すべきかの議論も行われている。中でも、発電事業者が託送料を負担することがほぼ確実視されており、その際にエネルギーの地産地消を行っている場合とそうでない場合に負担の濃淡をつけるという可能性も出てきている。

いずれの場合でも、エネルギーの地産地消を推進するという姿勢は変わっていないと考える。

（２）同時同量など制度の変遷と将来の市場

平成 28 年 4 月の小売完全自由化への移行に伴って、電力の需給に関する制度も変化している。特にその根幹のひとつである同時同量制度も大きく変わっている。

① 平成 28 年 4 月以前の制度

小売の完全自由化が始まるまでの制度は、いわゆる実同時同量制度であった。これは実需要電力量（kWh）と実供給電力量（kWh）を一致させるというものであり、不一致分はインバランスと呼ばれる。

不足インバランス料金単価は 40 円/kWh～50 円/kWh と高額であると同時に、余剰インバランス電力は送配電事業者（電力会社）が対価なく引き取る制度で、このインバランスが小売電気事業者の事業性を大きく左右していたと言える。

② 2016 年 4 月の小売電気事業の完全自由化後の制度

前述の実同時同量制度が、平成 28 年の 4 月以降は、計画値同時同量制度へと移行した。これは、発電契約者および契約者が実需要電力量（kWh）と計画値電力量（kWh）を一致させることを求めたものである。

★計画値同時同量制度の仕組み

・不足インバランス電力量の算出式

$$\text{実需要電力量 (kWh)} - \text{計画値電力量 (kWh)} > 0$$

の場合に、不足インバランス電力量が発生する。

不足インバラス電力量に対しては、下記の料金単価を適用することになった。

インバランス単価：以下の計算式で設定される

$$(\text{JEPX の SPOT および JEPX 時間前市場の加重平均単価}) \times \alpha + \beta$$

α ：全送配電事業者がインバランス調整に要する費用を係数化 1 を基準に増減

β ：各送配電事業者がインバランス調整に要する費用を定数化

これは、インバランス単価が JEPX 市場の加重平均単価連動となり、これまでの 40 円/kWh～50 円/kWh のような固定的な高い単価ではなく、相対的な市場に合わせた単価に設定されたというこ

とである。

・余剰インバランス電力量の算出式

$$\text{実需要電力量 (kWh)} - \text{計画値電力量 (kWh)} < 0$$

の場合に、余剰インバランス電力量が発生する。

この余剰インバランス電力量は、これまでと違って、全量を送配電事業者が購入することになる。さらに買い取りの価格は、新しい JEPX 連動のインバランス単価となった。

このように計画値同時同量制度の変更によって、市場価格の動向によるものの、現時点では実質的に小売電気事業者にとってのインバランスの負担が軽減される状況となっている。また、計画値同時同量制度となって、FIT 電源に係る特例制度の活用により、電源の種類によっては計画値は送配電事業者に委ねることができるようになった。こちらも小売電気事業者の負担を軽くする方向に働いている。

全体として、地域エネルギー事業に追い風となっており、小規模な事業者が多いと想定される地域エネルギー会社にとってはプラスの流れと考えられる。

(3) 平成 35 年度時における状況の想定

平成 35 年度の事業実施想定年度に向けた想定を幾つか検討する。

風力発電・太陽光発電など FIT 電源に関しては、送配電事業者が周波数調整を担うことになり、このため今後は、発電予測の即時性が重要だと考えられている。その調整にかかるコストは、インバランス料金に含まれる形で、今後は新電力や発電事業者が負担をする制度設計に進むと考えられている。

また、政府の電力需給に関する基本的な政策は、インバランス単価や FIT の回避可能費用の JEPX 市場単価連動などから見て取れるように、電力卸売市場への電源集中化で一致しており、電源の市場集中がより進むと考えられる。

日本の電力卸売市場はまだ未成熟であり、取り扱われている電力量はわずか 1%程度でしかないものの、原子力などの政府の示すベースロード電源や非化石価値市場の創設も検討されており、電源の市場集中への流れはさらに加速されると考えられる。

市場への集中が進んだ場合、まず電力の市場取引の流動性や取引単位など柔軟性が増大することになる。そして、小売電気事業者が調整電源として市場を十分活用することが出来るようになって事業の安定化が進み、エネルギーの地産地消に向けての再生可能エネルギー電源の開発や調達に事業の資源を集中することが可能となると考えられている。

市場への電力の集中が進むことによって、今後は、正確な需要予測や発電予測の重要性に比較して、需要データおよび発電データ取得の即時性がより重要度を増すと考えられる。これは市場が拡大してより調整能力を増すだけでなく、蓄電池などの調整効果が期待できると考えられるからである。

つまり、需要および発電のデータを即時に取得することによって、JEPX の現物市場や電力先物市

場と連携したり、設置した蓄電池を効率的に利用したりすることができ、ピークシフトへの対応や市場単価によるヘッジ、電力融通など電力の効率的な運用への道が開けるからである。

平成 35 年度時点の地域得エネルギー事業を考えるにあたっては、こうした電力取引市場活用の大きな動向を踏まえていく必要がある。

3. 今後の電力需給管理の高度化について

(1) 組合圏域内の電力需給の組み合わせの最適化

廃棄物発電と再生エネルギーによる発電（特に太陽光発電）との組み合わせは需給調整への貢献が期待される。

浜松新電力では、16 カ所の太陽光発電所と 1 カ所の市内清掃工場での廃棄物発電から電力を調達している。廃棄物発電を基本的なベースの電源として、日中の需要増に対しては太陽光発電を当てるという考え方を取っている。廃棄物発電の規模は弘前市と大きくかけ離れてはいないため、本調査における圏域としても廃棄物発電がベースとなる電源としての機能を当面は十分果たせる可能性は大きい。

しかし、太陽光発電を筆頭とする再生エネ発電については、日本有数の太陽光発電適地である浜松市と雪深い弘前を中心とする津軽地方では条件が大きく異なる。学校などの自治体施設の屋根上にはいくらかの太陽光パネルは載っているが、メガソーラーに関しては、1.5MW のソーラー程度しか存在しない。もちろん、それでも昼のピークに対応できる電力として貢献は可能と考える。いずれにせよ、今後、エネルギーの地産地消を積極的に進めるためには、地域での再生エネ電源の開発と確保のためのさらなる努力が必要であることは間違いない。

一方、需要側の考え方も浜松新電力のケースが参考になる。浜松新電力では、現状の供給先として、市内のオフィスビルを中心としたおよそ 50 の高圧需要家に限っている。夜間の電力需要はあまりなく、負荷率がおおよそ 20%程度と低いこれらの需要家から取り込んで事業性を上げることを優先したのである。そのため、一般の家庭にはまだ電力の供給を行っていない。始めに需給の安定性を確保するとともに地産エネルギー100%を達成しようという戦略である。

弘前市など圏域内で、小売電気事業など地域エネルギー会社を始める場合、スタート時にどのような需要家をターゲットにするか、そして、その後の拡大戦略をどうするか、また需要に合わせたどのような電源を組み合わせ、確保し、また増加させるのか、詳細に検討が必要である。

(2) VPP による電力融通

電力需給の安定化の方策の一つとして、蓄電システムの利用がある。特に、屋根置き太陽光発電システムを持つ家庭を中心に蓄電池の導入が進んでいる。需要側に蓄電池を設置すると、まず家庭内の需給が安定し、さらに数が増えていけば地域のグリッド内での需給バランスを安定させることができる。

一方、複数の蓄電池をネットワーク化して、全体での電力バランスを図るというプロジェクトがドイツなどで進んでいる。複数の電力供給施設（蓄電池を含む）をあたかもひとつの発電所として

運用する VPP（バーチャル発電所）である。

本項では、蓄電池の充放電を遠隔でコントロールするバーチャル発電所の可能性を検討した。最近の蓄電池にはエコライトネットという通信規格がほぼ搭載されており、実証も行われるなど遠隔操作は実現目前の段階である。バーチャル発電所を導入することによる地域エネルギー事業への効果にも触れている。

① 蓄電池利用の VPP（バーチャル発電所）とは何か

VPP（バーチャル発電所）については、ドイツなどですでにビジネス化されている。ただし、ビジネスモデルによって内容が違い、定義が様々である。

一方、日本でも昨年度から資源エネルギー庁が「バーチャルパワー プラント構築実証事業」を行っており、すでに7つのプロジェクトが始まっている。平成 29 年度にも「需要家側エネルギーリソースを活用したバーチャルパワー プラント構築実証事業費補助金」として、60 億円の概算要求がある。

その中では、VPP は以下のように定義されている。

『高度なエネルギーマネジメント技術により、需要家側に設置される蓄電池や再生可能エネルギー発電設備など、分散して存在するエネルギーリソースを遠隔・統合制御し、あたかも一つの発電所（仮想発電所：バーチャルパワープラント）のように機能させることで、需給調整に活用すること』となっている。

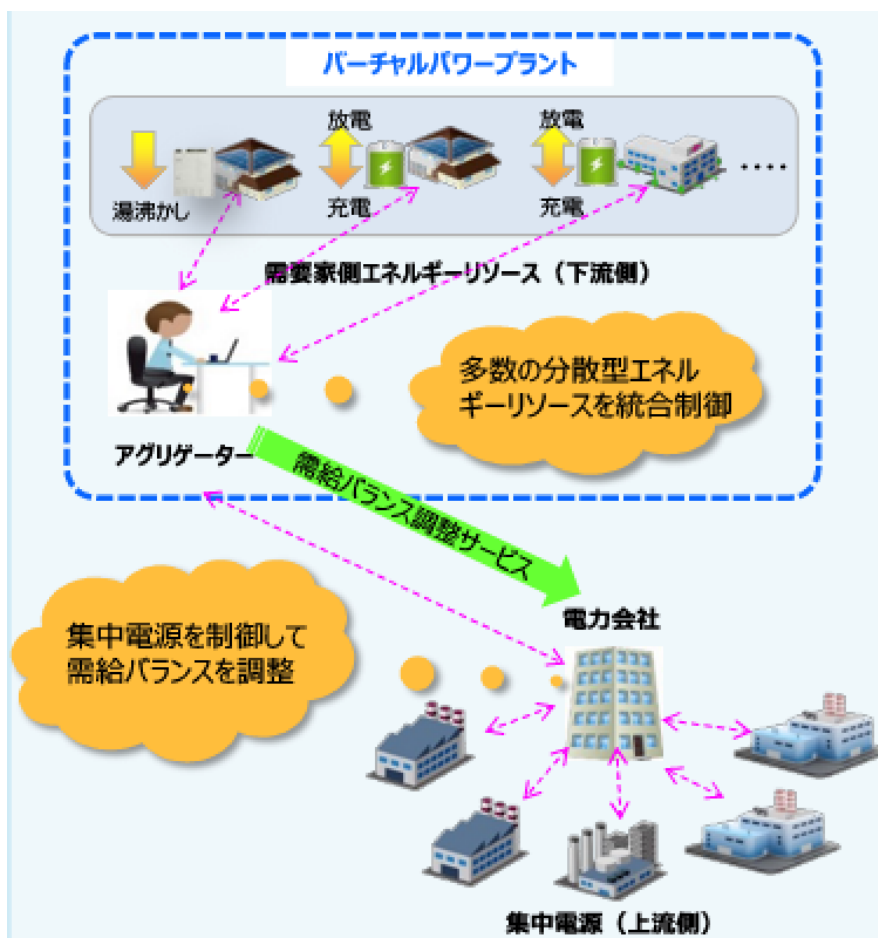


図 V-3 VPP の概念図（出典：資源エネルギー庁の概算要求資料より）

前図のように、VPP では複数の分散型エネルギーのリソースをアグリゲータと呼ばれる事業者が需給コントロールを行うことになる。この結果、電力のピークシフトによる電力需要側の電気料金削減だけでなく、新電力などの小売電気事業者側も、調達コストの削減やインバランスリスクの低減などの効果が期待できるとされている。

② VPP の実証例

VPP の開発についてもすでに、実証の取り組みが始まっている。電力の需要地点（同社の営業所）に蓄電池を設置し、この蓄電池を遠隔操作で夜間に充電し、需要のピーク時には逆に放電をしている。

実証の目的は、蓄電池の性能や遠隔操作によるプログラム機能を検証する技術的なものと、ピークシフトによる経済効果や蓄電池導入の経済性などコスト削減効果を見るものである。実施中の実証で目指す電力のピークシフトのイメージは以下のようにになっている。

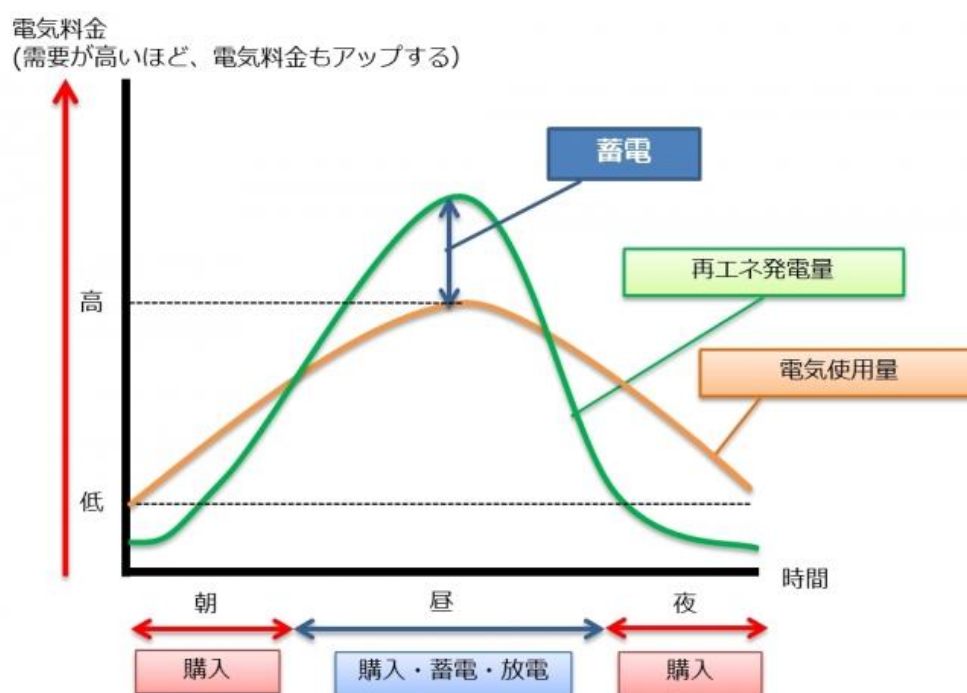


図 V-4 VPP によるピークシフトのイメージ
（出典：実証企業のプレスリリースより）

VPP を使った需要の最適化による電力の需要家や小売電気事業者のメリットをまとめると次の図となる。

需要の最適化

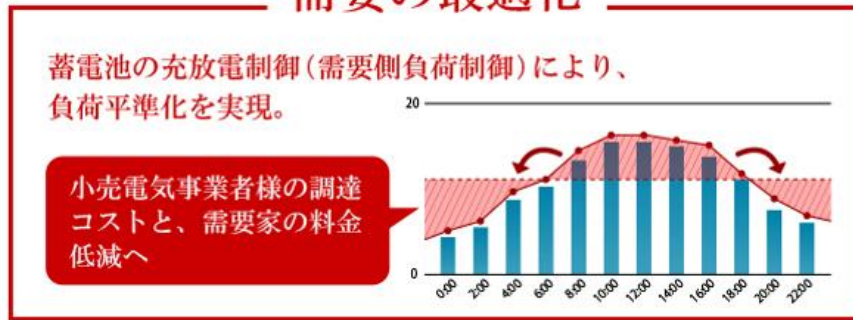


図 V-5 VPP による需要の最適化のイメージ

今後は実際に電気の供給先に蓄電池の設置を拡大し、供給先の間での電力融通などに取り組むことができれば、再生エネルギーの効率的な供給および消費を促すとともに、既存の送配電システムでも欧米のような再生エネ比率を高められると考えている。

③ 弘前市などにおける VPP 実証の可能性

今回の FS 調査では、VPP の基本的な仕組みや導入目的を簡単にまとめた。これを元に、今後弘前市および圏域内においても実証を検討することが有効と考えられる。

実証内容は、すでに他で行っている蓄電池の遠隔操作による充電・放電を複数で実施することなどが想定され、以下 A~E にまとめられる。

- A. 複数の蓄電池の充電・放電を同時に遠隔操作すること
- B. 異なるメーカーの蓄電池の遠隔操作と性能の比較
- C. 異なる小売電気事業者の管内でのピークシフトの実施
- D. VPP による BCP の検討
- E. 蓄電池などのシステム導入と効果の経済性検討

これらの検証を通じて、蓄電池を使った VPP 導入による経済的な効果を中心に地域社会へのメリットの検証を多面的に考えていくことが重要である。

④ VPP 導入の効果

今回の実証で検討する弘前市を含む圏域での小売電気事業が成立し、VPP を導入した時に想定される様々なメリットは下記のとおりである。

- ・需要家のメリット : ピークシフトによる電気料金の削減
- ・小売電気事業者のメリット : 夜間電力を昼間に放電して使うことによる調達コストの低減
柔軟な電力調達によるインバランス低減効果
他の小売電気事業者管内の蓄電池を利用活用できること
- ・自治体のメリット : 蓄電池システムの災害時での BCP 利用

このように、VPP の導入は、地域に対し経済的だけでなく社会的なメリットをもたらす可能性が高い。

また、リソースアグリゲータが地域の小売電気事業者にこのような VPP によるサービスを提供して需給管理も行おうとすれば、小売電気事業者は次のような強みを持ち、他の事業者との差別化が可能となる。

- ・ 需要家への料金メニュー以外での電気料金の削減効果サービス
- ・ 調達コストの削減による事業安定化と需要家への低料金提案
- ・ インバランス低減による事業安定性と競争力の強化
- ・ VPP システムの BCP 利用による自治体への提案力の向上

つまり、今回の実証事業の目的のひとつである地域エネルギー会社の立ち上げの中で、VPP 導入はそのエネルギー会社の事業性を高めると共に、地域への貢献度もアップさせることのできるツールとして大いに期待されることになる。

4. 地域エネルギー事業における熱供給管理の検討

熱に関しては、その性質上限られた地域内での地産地消が主となる。廃棄物発電ネットワークの高度化後の熱利用について検討する。

(1) 廃棄物発電ネットワークの高度化による利用可能熱量

廃棄物発電ネットワークの高度化（コンバインド）においては、ごみ焼却施設は従来どおり発電することとし、別途抽気蒸気を利用することは想定しない。従って、メタンガス化施設のガスコジェネレーションから得られる熱（蒸気、温水）を対象とする。メタンガス化施設の利用可能熱量は、表V-2（再掲）示すとおりである。蒸気については発生量のほとんどをメタン発酵槽加温熱量として消費するため、利用可能量は 83kg/h（174℃、0.78MPa）、75MJ/h 程度しかない。一方温水については、77,780kg/h（88℃、戻り 78℃）、約 3,240MJ/h が利用可能である。

このことから、高度化後の熱利用に関しては、環境整備センターに配置するメタンガス化施設の温水（88℃）利用を目的とする。

（再掲）表V-2 利用可能熱量

項目	発生量 (kg/h)	メタン発酵槽 加温必要量 (kg/h)	利用可能量 (kg/h)	利用可能熱量 (MJ/h)	備考
蒸気	863	780	83	75	174℃、0.78MPa
温水	77,780	—	77,780	3,240	88℃、78℃（戻り）

(2) 将来的な熱需要

廃棄物エネルギー利用実態アンケート調査（平成 27 年度廃棄物発電の高度化支援事業委託業務報告書（平成 27 年 3 月））では、廃棄物処理施設からの外部熱供給に関して以下のとおり結果を整理している。

- ・外部熱供給量の約 5 割を、運動施設（プール等）、温浴施設、福祉施設、コミュニティ施設等の住民還元型施設が占める。
- ・まちづくりや産業育成に資する熱供給は、地域熱供給事業が 2 割あるほかは大きなものはなく、農業、工業等の産業利用は、全体の数%程度である。
- ・外部熱供給の範囲は、敷地内・隣接地が 7 割強を占め、周囲 1km 以上離れた熱供給は数%となっている。
- ・外部熱供給の方法は、温水で供給を受けている箇所が約 4 割、蒸気で熱供給を受けている箇所が約 3 割、残りの約 2 割は高温水で供給を受けている。

このことから、供給先との距離に関しては限られた範囲であることがわかるが、環境整備センター一周辺は民家が散在する程度である。一方、事例が非常に数少ない 1km 以上としては、北和徳工業団地があり、電子機器製造等の誘致企業が集積している。電子部品製造等においては製品洗浄に関連して熱を利用するが、1km 強離れていることから熱利用可能性としては非常に低いと考えられる。

組合圏域周辺は田畑が広がる農村地帯でもあり、津軽地区は全国でも有数なリンゴ生産地として高い知名度を有する。また、最近はコメ以外にぶどう、トマト、サクランボ、花卉など栽培品目も多様化の傾向である。冬期間積雪に閉じ込められる地区では、通年で収入を期待できる温室型農業が有効な対策でもある。

特に、冬期間の加温のために利用する化石燃料の代替えとして安価な熱（温水）を利用できれば、温室型農業が拡大する可能性がある。

以上から、温室型農業施設を環境整備センター（メタンガス化施設）隣接地に誘致すると仮定して、熱利用の実現可能性について検討する。

（3）温室型農業施設への熱利用可能性

温室型農業の実現に関しては、付加価値の高い製品であることに加え、需要地までの運送コストや栽培する品種に大きく影響されるが、ここでは、高糖度ミニトマトの温室栽培を実施する際の熱利用可能性について検討する。

高糖度ミニトマト栽培の温室は、間口 23m×奥行 102m で、内部配置、ハウス平面図、断面図は図 V-6、図 V-7、図 V-8 に示すとおりである。また、温室の仕様及び暖房機の条件は表 V-3 に示すとおりである。

結果は表 V-4 に示すとおり、メタンガス化施設温水利用可能熱量（77,780kg/h、3,240MJ/h、88℃→78℃）により、上記温室 4 棟分の加温熱量を確保できた。温室暖房機の使用時期を 12 月～3 月の 4 か月間とすると、年間で重油換算 185kL の削減になり、CO₂削減量は 500 t と試算される。

なお、定期点検時は発電機稼働台数が減ることにより利用可能熱量が下がり、温室の維持が出来ないため、定期点検の時期を暖房が不要な時期（4 月～11 月中）に行う必要がある。

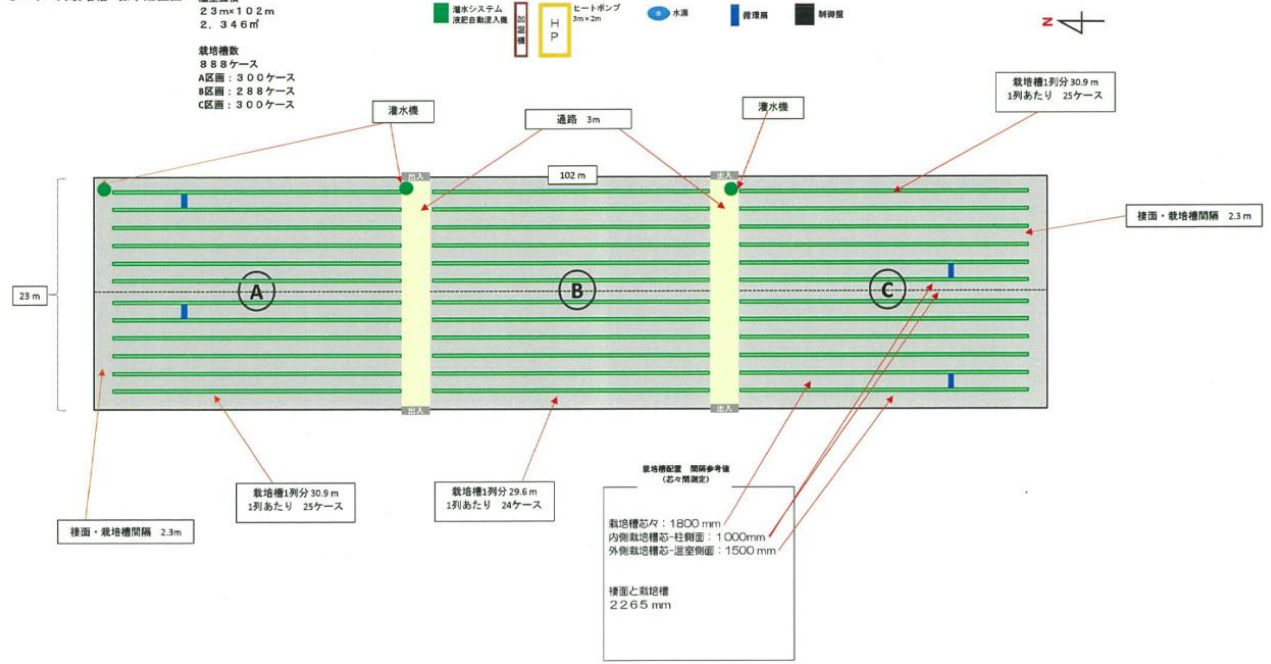
表 V-3 温室仕様及び暖房機条件

温室	仕様		条件	
	間口	23m	必要温度	20℃
全長	102m	最低外気温	-12℃	
軒高	4m	温度差	32℃	
面積	2,346m ²	—	—	
連棟数	1	—	—	
スパン	3m	—	—	
スパン数	34	—	—	

表 V-4 温室暖房機必要量

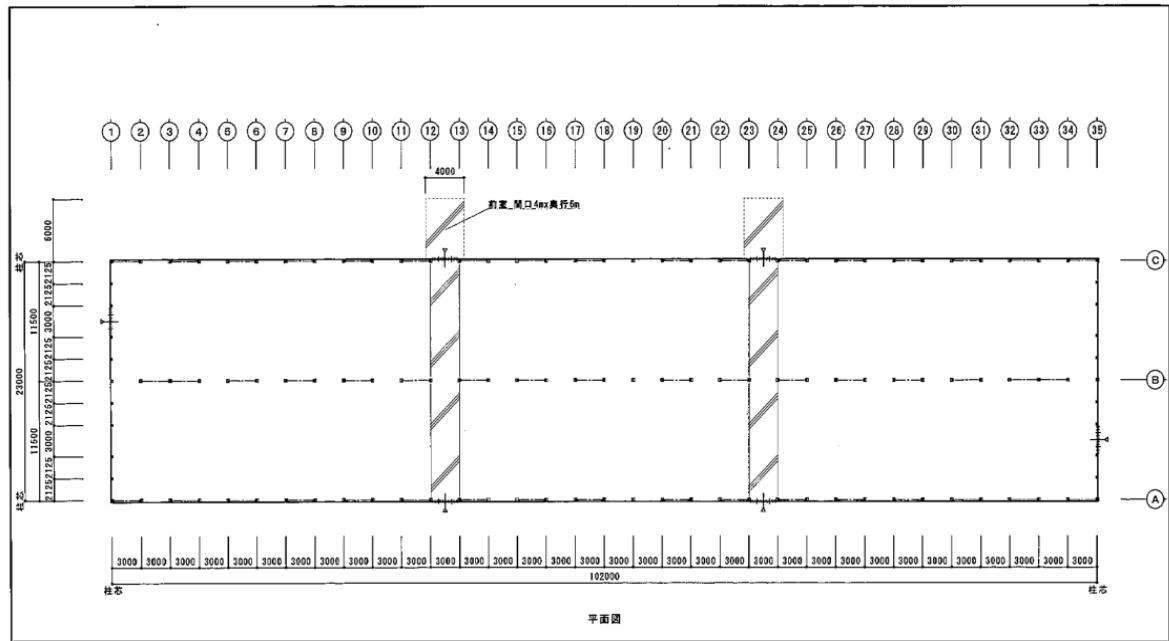
項目	1 棟	4 棟
必要水量 (kg/h)	16,500	66,000
必要熱量 (MJ/h)	618	2,472

●ハウス内栽培槽 標準配置図



栽培計画			
栽培種目	トマト	ハウス面積	2346㎡ (23m×102m)
栽培レーン数	12列	1列栽培槽数	74個 (91.4m)
栽培槽(総数)	888ケース	栽培槽(全長)	1,097m
定植数(1ケース)	5本	総定植数	4,440本(2又仕立て)

図V-6 内部配置図



図V-7 ハウス平面図

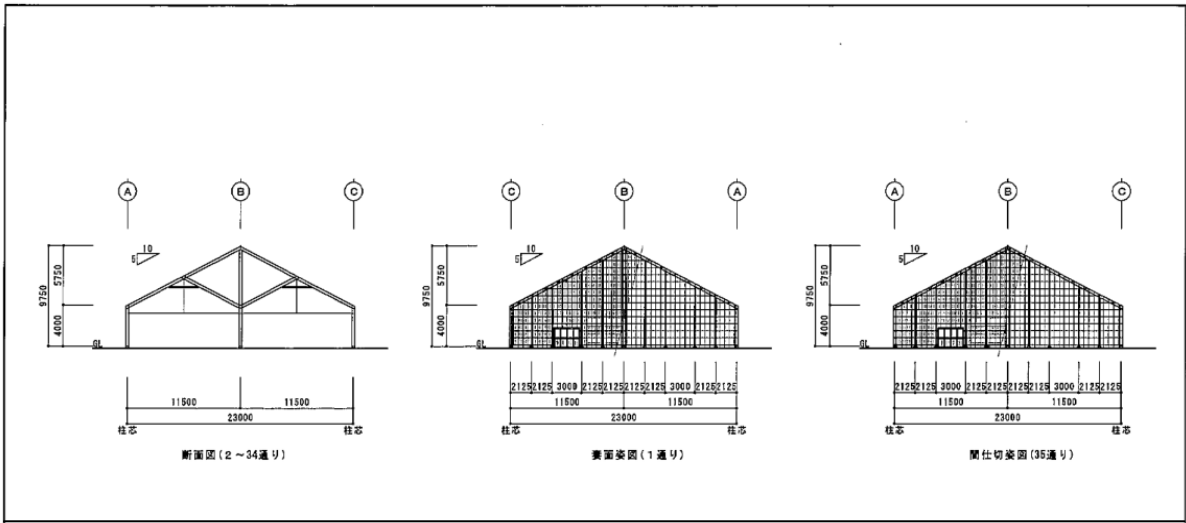


图 V-8 断面图

VI. 事業実現可能性の評価

1. メタンガス化コンバインドの事業実現可能性

メタンガス化コンバインドを実現するにあたっては、新たに設置するメタンガス化施設の設置場所や、施設整備費及び維持管理費の追加に係る投資回収効果について検討する必要がある。

ここでは、メタン化コンバインドの整備・運営事業スキームに影響の大きい設置場所について複数の選択肢を検討するとともに、現状どおりの焼却処理の継続との比較や、メタンガス化施設の投資回収効果について検討を行った。

(1) メタンガス化施設設置場所の検討

メタンガス化と焼却とのコンバインドシステムにおいては、可燃ごみ全量から新設する選別装置により生ごみ、紙ごみを選別し、メタン発酵設備で処理する。選別された廃プラスチック等のその他の可燃ごみ（選別残渣）は環境整備センターにおいて焼却処理し、メタン発酵残渣も同様に焼却処理する。従って、メタンガス化施設の設置場所により既存設備利用の可能性、設置面積、施設整備費、輸送量の大小等について検討、評価する必要がある。

総合的に判断すると、メタンガス化施設を環境整備センターに設置することが適当と判断された。

(ア) 検討条件

- ① 可燃ごみ処理量：63,342 t/年、181t/日(350 日稼働)
- ② 各処理量は、表Ⅲ-3 メタンガス化施設の物質収支概要のとおり。
- ③ 検討ケースは、環境整備センターに設置（ケース 1）、南部清掃工場に設置（ケース 2）、新規用地に設置（ケース 3）である。

(イ) 検討結果

検討結果は表Ⅵ-1 及び以下のとおりである。また、各ケースの処理フローシート及び配置案は図Ⅵ-1～Ⅵ-4 に示すとおりである。

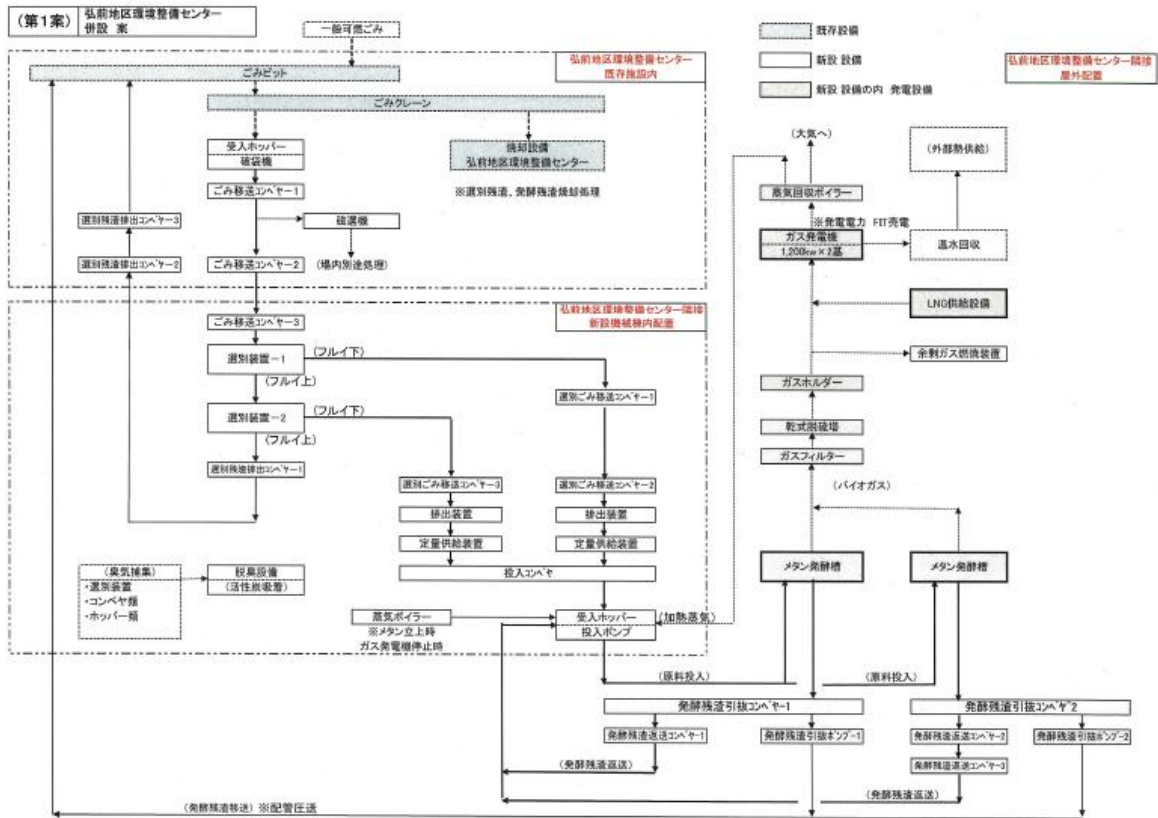
- ① ケース 3（新用地に設置）ではごみ受入ピット等も新たに整備する必要があることから、施設整備費は他のケースと比較して 18 億円以上高く、さらに用地費が必要となる。選別残渣（年間 25,000 t）及びメタン発酵残渣（年間 35,000 t）を新用地から環境整備センターに輸送する必要がある。なお、地盤状況は特定できない為、造成・打杭等の費用は除外した。
- ② ケース 2（南部清掃工場に設置）では、既設の南部清掃工場（処理能力 140 t）のごみピットでは 181t/日のごみを受入れる容量が足りないことから、環境整備センターでごみを受入、選別処理を行った後、メタン発酵対象ごみを南部清掃工場に運搬することになる（年間 39,000 t）。さらにメタン発酵残渣（年間 35,000 t）を再度環境整備センターに輸送することになる。環境整備センター、南部清掃工場の 2 カ所に設備が分散されるため、運転人員はケース 1 に比べ 7 人増となる。

③ ケース1（環境整備センターに設置）は、同一敷地内に2つの施設が隣接することから、必要面積、施設整備費、必要人員共に最も少ない。また、選別残渣、メタン発酵残渣ともにコンベヤにおける搬送が可能となり、他ケースの様な運搬は必要ない。ただし、温水プール石川への熱供給について別途検討する必要がある。

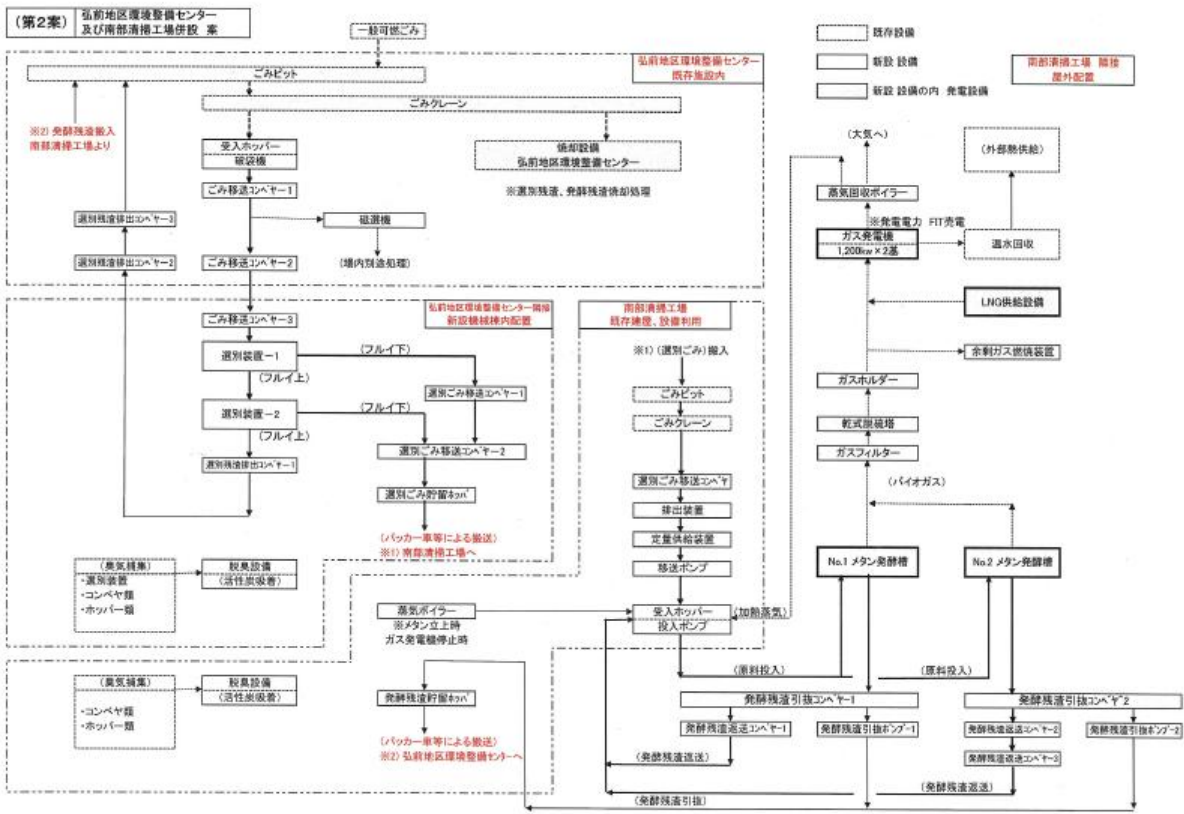
なお、全てのケースに該当するが、南部清掃工場区域で収集する年間21,000tのごみを環境整備センターまで輸送することが必要となることに留意する必要がある。

表VI-1 メタン発酵施設設置場所の検討結果

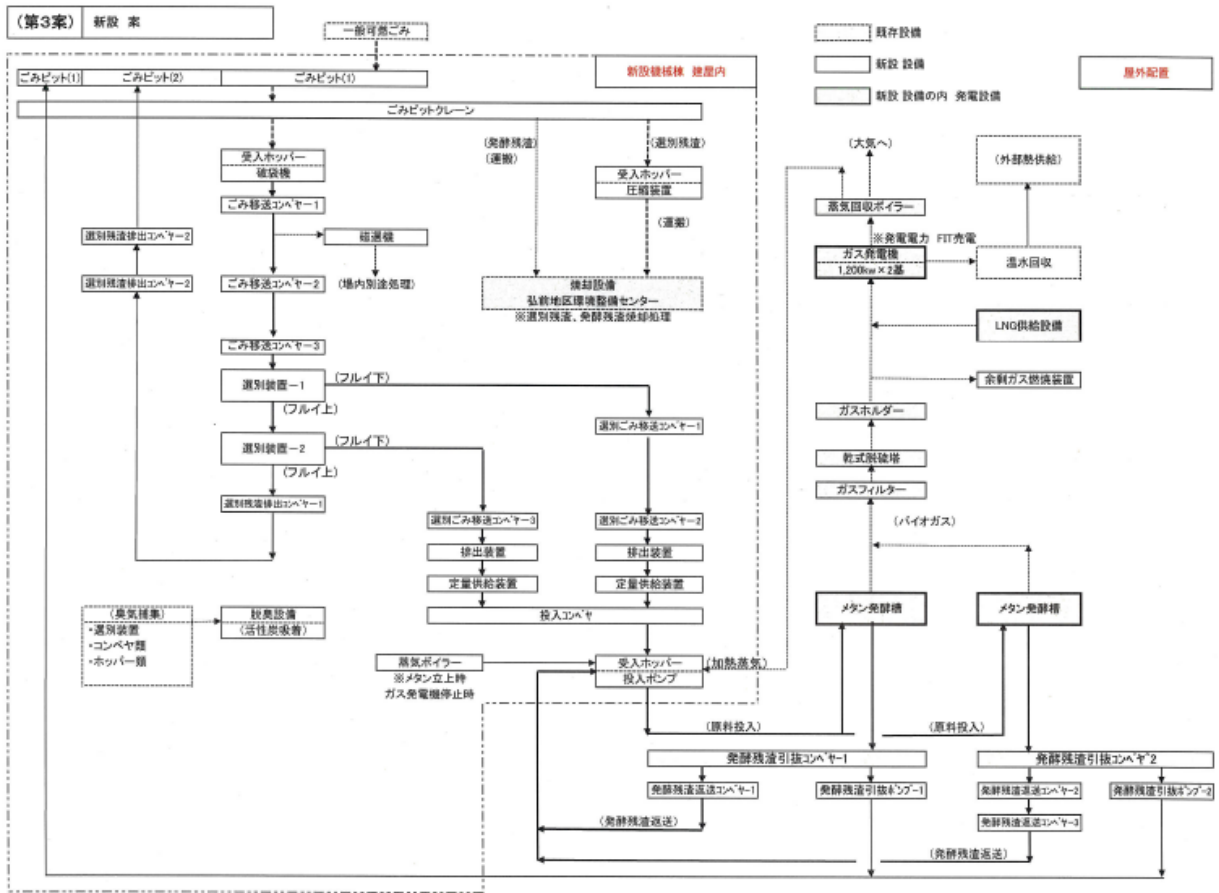
検討ケース	ケース1	ケース2	ケース3
メタンガス化施設建設場所	環境整備センター	南部清掃工場	新規
主要整備設備	-	-	・ピット&クレーン
	-	-	・メタン発酵対象ごみ用ピット
	・選別設備	・選別設備	・選別設備
	・搬送設備	・搬送設備	・搬送設備
	・メタン発酵設備	・メタン発酵設備	・メタン発酵設備
	・ガス脱硫・貯留設備	・ガス脱硫・貯留設備	・ガス脱硫・貯留設備
	・ガス発電・熱供給設備	・ガス発電・熱供給設備	・ガス発電・熱供給設備
	-	・脱臭設備	・脱臭設備
	-	-	・車両洗浄、駐車スペース
必要面積(m ²)	72m*40m(≒2880m ²)	環 40m*20m(≒800m ²) 南 51m*55m(≒2800m ²)	130m*88m(≒11440m ²)
用地取得費	既存の敷地内に設置	既存の敷地内に設置	
施設整備費(税抜き)	機械設備 3,000百万円 発電設備 690百万円 土木建築 620百万円 合計 4,310百万円	機械設備 3,020百万円 発電設備 690百万円 土木建築 630百万円 合計 4,340百万円	機械設備 3,500百万円 発電設備 690百万円 土木建築 2,000百万円 合計 6,190百万円
ごみ搬入計画変更	南部清掃工場区域で収集する年間21,000tを環境整備センターまで輸送	同左	一旦全量新設受入れる。距離は未定(場所に依る)
選別(メタン化対象)ごみ輸送	敷地内コンベヤ輸送	年間39,000tの選別ごみを南部清掃工場へ輸送	
選別残渣輸送	敷地内コンベヤ輸送	同左。	年間25,000tの選別残渣を環境整備センターまで輸送
メタン発酵残渣輸送	敷地内コンベヤ輸送	年間35,000tの発酵残渣を環境整備センターまで輸送	年間35,000tの発酵残渣を環境整備センターまで輸送
人件費	環境整備センターに運転スタッフ増員。但しクレーン作業員は既人員で実施可能とした。(9人)	同左環境整備センター増員+南部の運転スタッフが必要。(16人)	既設立地に比べ、クレーン捜査員が増える。(13人)
コジェネ熱利用	温水プール石川用に別途必要 ・新たな熱需要に対応可能	温水プール石川に利用可能か検討	温水プール石川用に別途必要 ・新たな熱需要に対応可能
総合評価	◎	△	×



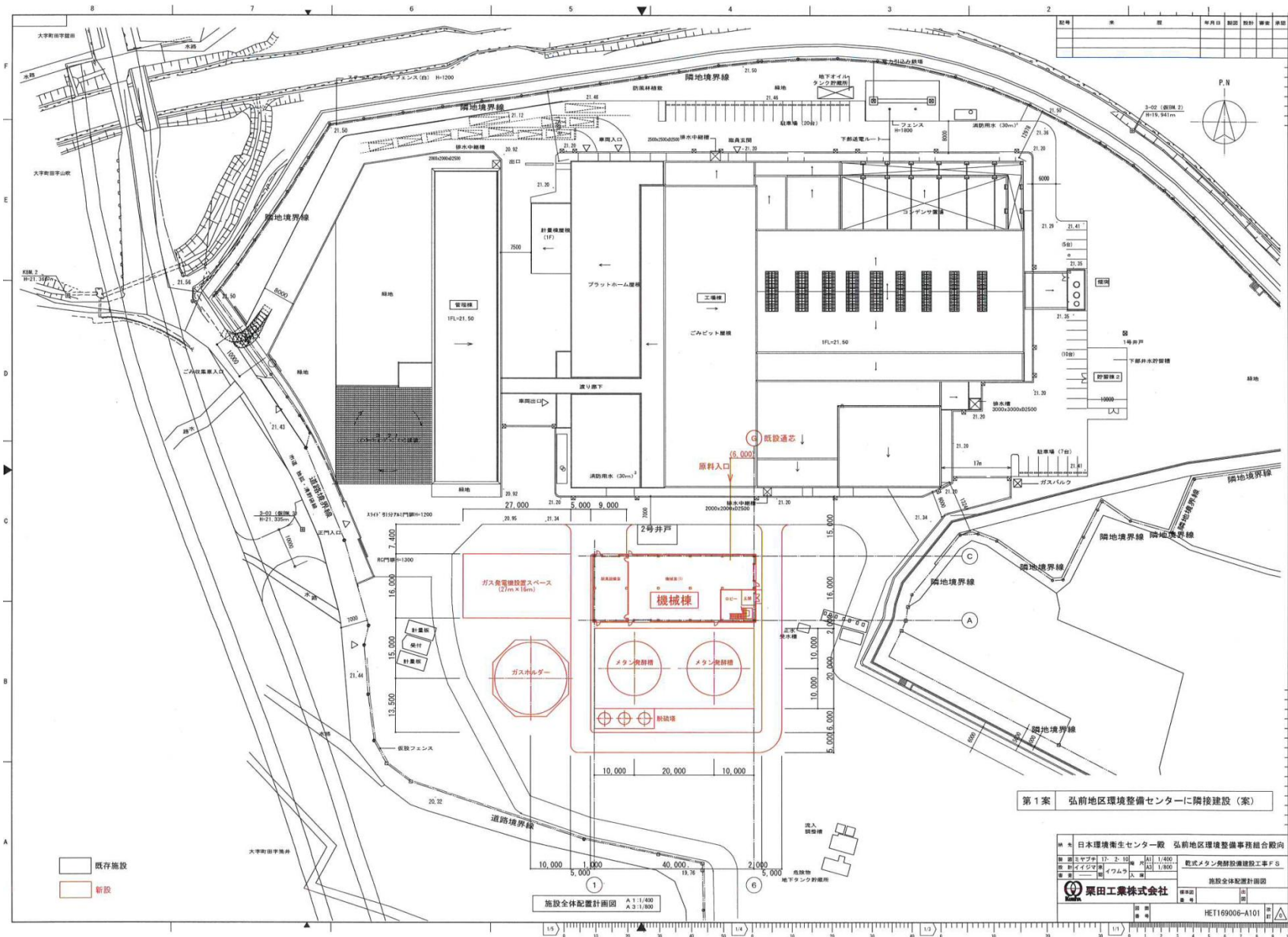
図VI-1 処理フローシート及び配置案（ケース1）



図VI-2 処理フローシート及び配置案（ケース2）



図VI-3 処理フローシート及び配置案（ケース3）



図VI-4 施設全体配置計画図

(2) 高度化による投資回収可能性

高度化（「メタンガス化と焼却のコンバインド方式」）するケースと既存運用のケース及び全量焼却のケースとで、経済性を表VI-2 に比較した。高度化ケースは既存運用ケースに比べ年間 218 百万円有利となり、発電側の高度化効果は高いことが検証された。ここで、高度化による投資回収年及び経済的負担増減額を見ると、表VI-2 に示すように、既存運用と比較すると投資回収年数は 6.6 年、経済的負担増減額は年間 218 百万円となり、全量焼却と比較すると投資回収年数は 10.3 年、経済的負担増減額は年間 101 百万円となる。

表VI-2 高度化による経済性評価

経済性	既存運用との比較	全量焼却との比較
施設整備費の比較(a) (円/年)	107,750,000	107,750,000
維持管理費の比較(b) (円/年)	77,413,167	183,435,972
収入の比較(c) (円/年)	403,486,131	392,266,645
投資回収年数 (a)*20/(c)-(b) (年)	6.6	10.3
経済的負担増減額(年間) (円)	218,322,964	101,080,673

表VI-3 高度化による費用比較

項目	コンバインド		既存運用		全量焼却	
	メタンガス化	焼却	委託	焼却	焼却	
処理量等	処理量(t/年)	38,635	59,597	4,682	58,660	63,342
	低位発熱量(kJ/kg)	-	6,750	-	8,930	8,930
	送電端電力量(kWh/年)	11,866,366	6,463,180	-	9,494,238	10,252,030
収入	売電収入(円/年)*1)	459,025,532	85,027,542		140,566,943	151,786,429
	施設整備費(円/年)(20年)*2)	107,750,000	-	-	-	
支出	電力料金支出(円/年)*4)	0	54,767,332		34,137,199	34,620,531
	維持管理費(円/年)*3)	165,250,000	789,785,711	-	777,362,320	839,408,184
	薬品等費用(円/年)	(上記に含む)				
	人件費(円/年)*6)	45,000,000				
	ガス料金(円/年)*5)	2,661,643	-	-	-	
	処理委託費(円/年)*7)	-	-	168,552,000	-	
	委託先までの輸送費	-	-		-	
年間経費	621,161,613		839,484,577		722,242,286	

*1) 売電収入

- ・ 売電収入は表VI-4 によった。
- ・ 各施設の送電端電力量（FIT 分、非 FIT 分）は表VI-4 のとおり。
- ・ FIT 制度は平成 35 年度も継続するとして、FIT 買取価格は平成 28 年度実績（平成 29 年度～平成 31 年度）を用いた。
- ・ 非 FIT 分の単価は、平成 28 年度 JEPX における 4 月～11 月における昼間（8：00～22：00）のスポット約定平均単価の平均値を用いた。

表VI-4 送電端電力量及び売電単価

売電量、売電単価	FIT	非FIT	備考
メタンガス化送電端電力量(kWh)	11,733,266	133,100	
売電単価(円/kWh)(税抜き)	39	10.73	
コンバインド焼却送電端電力量	2,500,418	3,962,762	バイオ比39%
売電単価(円/kWh)(税抜き)	17	10.73	
処理委託時送電端電力量(kWh)	6,171,255	3,322,983	バイオ比65%
売電単価(円/kWh)(税抜き)	17	10.73	
全量焼却時送電端電力量(kWh)	6,663,819	3,588,210	バイオ比65%
売電単価(円/kWh)(税抜き)	17	10.73	

*2) 施設整備費

- 施設整備費は想定価格を 4,310 百万円（単価 39 百万円/投入ごみ t）とした。メタンガス化施設に対する循環交付金交付率を 1/2 として、20 年で除して年間あたりとした。

*3) 維持管理費

- 維持管理費には、ガスコジェネレーションの点検整備費を含む。
- 焼却施設の維持管理費は、現行の長期包括運営委託費上限額（募集要項より）を基に、処理量の変化を考慮した仮定値として計上した。

*4) 電力料金支出

- 電力料金支出は表VI-5 によった。
- メタンガス化施設の契約電力は最大出力 1,800kW から 2,100kW とするが、ガスコジェネレーション 1 台で所内消費を賄えることから買電はないとした。
- 高度化（コンバインド）ケースの焼却施設及び既存運用ケースの焼却施設における買電量は表VI-5 にしめたとおり。
- 各ケースの料金設定は、東北電力特別高圧電力 B の基本料金の 3%割引とした。燃料調整費単価は平成 28 年度各月の燃料調整費単価の平均値（-2.30 円/kWh）を用いた。結果として、全平均買電単価はコンバインド焼却施設で約 30 円/kWh、既存運用焼却施設で約 53 円/kWh となっている。

表VI-5 買電量及び買電単価

項目	買電量、買電単価	備考
メタンガス化		
契約電力(kW)	2,100	GE1台運転で所内消費は十分賄える
コンバインド焼却		
契約電力(kW)	2,800	
受電量(kWh/年)(夏季)	636,110	メタン負担分含む
受電量(kWh/年)(その他)	1,219,992	メタン負担分含む
電力料金(円/年)	54,767,332	
処理委託時焼却		
契約電力(kW)	2,100	
受電量(kWh/年)(夏季)	254,770	
受電量(kWh/年)(その他)	391,120	
電力料金(円/年)	34,137,199	
全量焼却		
契約電力(kW)	2,100	
受電量(kWh/年)(夏季)	275,105	
受電量(kWh/年)(その他)	422,338	
電力料金(円/年)	34,620,531	

*5) ガス料金

・LNG 単価を 75.9 円/Nm³ (税抜) と設定し、使用量 35,068Nm³/年から求めた。

*6) 人件費

・メタンガス化施設のための人員増を 9 名とし、人件費単価を 5,000 千円/人とした。

*7) 処理委託費

・処理委託費は、平成 26 年度実態調査結果より 36,000 円/t と設定した。

表 VI-6 処理経費の試算

全国のごみ処理量(直接焼却+直接最終処分+焼却以外の中間処理+直接資源化)(t/年)	41,840,839
全国の処理費及び維持管理費(人件費+処理費+車両購入費+委託費+調査研究費)合計	
市町村(千円)	1,188,236,350
組合(千円)	324,208,627
計(千円)	1,512,444,977
委託費単価(千円/t)	36

(3) 高度化にあたっての留意点

前項(1)及び(2)における検討の結果、メタンガス化コンバインドの導入について、設置場所、投資回収可能性ともに実現可能性があるものと確認された。

一方、この検討結果は、現状制度下での試算結果であり、今後の制度変化等の動向によっては変化が生じる可能性があることに留意が必要である。

①FIT 制度の動向

平成 29 年 4 月の FIT 法改正により、事業者の努力やイノベーションによるコスト低減を促すため、電源毎に中期的な価格目標を設定することとされている。

メタン発酵ガスを利用したバイオガス発電についても、今後の状況によっては買取価格の変更も想定されることから、事業性に与える影響について留意が必要である。

②系統接続の制約

太陽光発電等を始めとする分散型の再生可能エネルギーの普及促進等により、地域によっては、系統接続可能量の上限に達し、新たな電源の接続が困難となっているケースも出てきている。

系統接続量の増強にあたっては、発電者も相応の負担を求められる可能性もあり、系統接続可能性、費用負担による事業性への影響について確認していく必要がある。

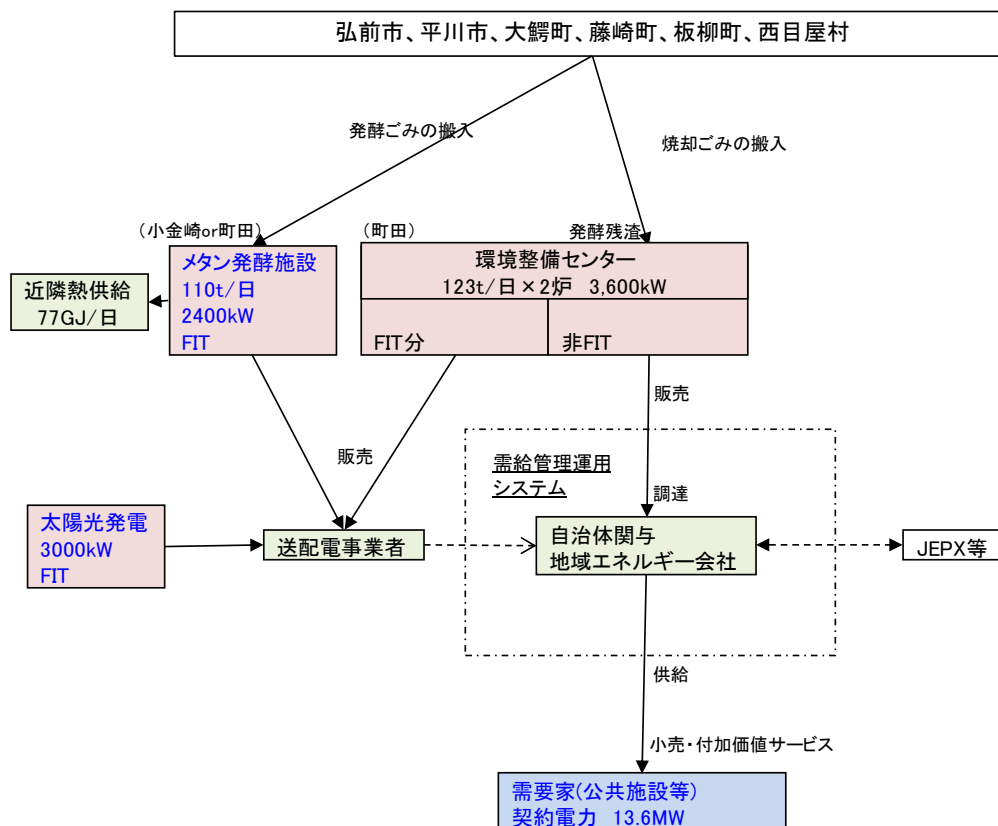
③施設整備に係る支援制度

メタンガス化施設の整備にあたっては、現行の循環型社会形成推進交付金による交付率を用いた。今後の支援制度の動向によっては投資回収可能性にも影響があることから、留意が必要である。

2. 地域エネルギー事業の実現可能性

第V章において、メタンガス化コンバインドによる発電側の増強と、需要側において自治体関連施設の需要拡大を見越した地域エネルギー事業の事業性について、一定の利益率による事業性確保が可能であるとの試算を得た。

実際の事業運営にあたっては、市場価格の変動に伴う市場調達リスクやインバランスリスクの変動、非化石市場の創設等の制度変更など、様々な事業環境の変化が予想されることから、事業実施のタイミングに応じて十分に検討し、地域エネルギー会社の形成や需給の契約確保等を検討する必要がある。



図VI-5 高度化後の事業スキーム

VII. CO₂削減効果の検証

1. メタンガス化コンバインドによる発電増強に伴う CO₂削減効果

メタンガス化コンバインドの導入により、廃棄物発電ネットワーク全体で取り扱う電力量が大きく増強され、その分、地域の需要家への廃棄物発電電力の供給可能量が増加する。

本項では、この廃棄物発電電力の供給可能量増加に伴う CO₂排出量の削減効果について評価した。

<CO₂削減効果の考え方>

- ① 全量焼却時の送電電力量よりも、メタンガス化コンバインド時の供給電力量が増加することにより、系統に供給される廃棄物発電電力が増加する。
- ② 増加した廃棄物発電電力がいずれかの需要家に供給され、需要家における供給電力量の増加分のエネルギー起源 CO₂の削減が進む。

表VII-1 メタンガス化コンバインドによる発電増強に伴う CO₂削減効果

		全量焼却	メタンガス化コンバインド
廃棄物発電供給電力量	MWh/年	10,252	18,330
CO ₂ 削減量原単位 ^{注)}	t-CO ₂ /MWh	0.556	0.556
CO ₂ 削減量	t-CO ₂ /年	5,700	10,191
CO ₂ 削減量(全量焼却との比較)	t-CO ₂ /年		4,491

注) 東北電力の電気事業者別排出係数(平成27年度実績)より

2. 地域エネルギー事業としての CO₂削減効果

地域エネルギー会社が地域の電源から電力を調達し、地域の需要家へ電力を供給することによる CO₂削減効果について評価した。

評価にあたっては、事業開始前は需要電力量の全量を地域外の小売電気事業者(代替地相当)から調達していたものを、地域内の地域エネルギー会社に変更することによる電源構成の変化による影響を考慮した。

評価の結果、メタンガス化コンバインドの導入によって、実排出量は - 11,000 t-CO₂/年 程度の削減と試算された。(但し FIT 分の割合が大きいため、FIT 電気の CO₂削減価値を除く調整後の排出量の考え方による評価では、事業開始前とほとんど同等との評価となった。)

表Ⅶ-2 地域エネルギー事業としてのCO₂削減効果

		事業開始前	メタンガス化コンバインド		
需要側	廃棄物発電電力購入量【非FIT分】 ^{注1)}	MWh/年	-	3,962	
	廃棄物発電に係るCO ₂ 排出量原単位【非FIT分】	t-CO ₂ /MWh	-	注2)	
	廃棄物発電電力購入量【FIT分】 ^{注3)}	MWh/年	-	14,234	
	太陽光発電電力量【FIT分】	MWh/年	-	3,351	
	FIT電源に係るCO ₂ 排出量原単位【FIT分】 ^{注4)}	t-CO ₂ /MWh	-	0.552	
	地域外購入電力量	MWh/年	21,547	2,034	
	地域外電力に係るCO ₂ 排出量原単位 ^{注5)}	t-CO ₂ /MWh	0.587	0.502	
全体	需要側のエネルギー起源CO ₂ 排出量 ^{注6)}	t-CO ₂ /年	12,648	1,021	11,741
	CO ₂ 排出量原単位 ^{注6)}	t-CO ₂ /MWh	0.587	0.043	0.498
地域エネルギー事業に係る費用 ^{注7)}		千円	0	0	
CO ₂ 削減量当たりのコスト		千円/t-CO ₂	0	0	

注1) 廃棄物発電における非バイオマス分 (※他に非FIT電気としてバイオガス発電におけるLNG使用分が若干あるが、ここでは省略した)

注2) 発電の用に供された燃料使用に伴うCO₂排出量を、廃棄物発電用途のために廃棄物の焼却処理に追加的な活動(例えば発電を目的とした燃料消費量の増加等)が生じた場合のCO₂排出量とし、ここでは実質ゼロ相当とする。

注3) 廃棄物発電におけるバイオマス分、バイオガス発電におけるバイオガス分

注4) 地域内の購入電力量のうちFIT分に、以下のCO₂排出係数を乗じて算出
・固定価格買取調整用全国平均係数を適用 0.552t-CO₂/MWh(H28.6.10公表)

注5) 地域外の購入電力量に以下のCO₂排出係数を乗じて算出
・事業開始前＝ 地域外の小売電気事業者の電気事業者別排出係数 (ここでは代替値0.587-t-CO₂/MWhとした)
・事業開始後＝ 市場調達分 0.502 t-CO₂/MWh ※JEPX(H27年度)

注6) メタンガス化コンバインドにおいて、左:実排出量(原単位)、右:調整後排出量(原単位)に相当

注7) 地域エネルギー事業の収支差額を計上。経常利益が出る場合はゼロとした。

