

## 2.3 事業スキーム等の検討

### 2.3.1 事業スキームの検討

#### 2.3.1.1 事業採算性の再評価

##### (1) 再評価における算定条件の設定

経済産業省調達価格等算定委員会から示された H29 調達価格・調達期間や設定コスト単価、及び環境省「平成 26～28 年度廃棄物埋立処分場等への太陽光発電導入実現可能性調査委託業務」の設定コストを参考に事業採算性の算定条件を設定した結果を表 2.3.1-1 に示す。

表 2.3.1-1 再評価における算定条件

条件項目	H27 の算定条件	H28 の算定条件 (案)	備考
売電単価	27 円/kWh	ケース①：21.0 円/kWh ケース②：20.0 円/kWh ケース③：19.0 円/kWh	H29 の調達価格は 21 円/kWh である。
建設コスト	28 万円/kW	25.6 万円/kW	H29 システム費用 (24.4 万円) に対して、処分場太陽光特有の付加コストを乗じることで設定した (24.4×260/248)。環境省「平成 27 年度廃棄物埋立処分場等への太陽光発電導入実現可能性調査委託業務」報告書 頁 84 を参照。
系統連系工事負担金	1.22 万円/kW	1.32 万円/kW	表 2.3.1-2 を参照
その他開発コスト	建設コストの 5% (=1.40 万円/kW)	1.09 万円/kW	〃
パワーコンディショナ	2.00 万円/kW/年 (前半 10 年のみ)	—	建設コストに含まれる。
施設撤去費用	建設コストの 5% (=1.40 万円/kW)	1.07 万円/kW	表 2.3.1-2 を参照
運転管理費	建設コストの 1%/年	(民間主導、公共主導) : 建設コストの (0.84%、1.25%)	〃
賃料	120 円/m <sup>2</sup> /年	民間主導：100 円/m <sup>2</sup> /年 公共主導：0 円/m <sup>2</sup> /年	〃
保険料	建設コストの 0.25%/年 (=700 円/kW/年)	500 円/kW/年	〃
借入金利	年利 2.60%	民間主導：2.00% (15 年) 公共主導：0.30% (17 年)	〃

表 2.3.1-2 H27 廃棄物埋立処分場等への太陽光発電導入可能性調査事業におけるコスト設定

コスト項目	H26FS					H27FS					H28FS						設定単価	備考
	神明台 FS	鹿児島 FS	三芳 FS	三石 FS	いずもさき FS	南魚沼 FS	松戸 FS	豊岡 FS	長野 FS	津 FS	ワ-環境 FS	岡山 FS	銚子 FS	三浦 FS	栃木 FS	四日市 FS		
系統連系工事負担金(万円/kW)	1.35	1.35	1.35	1.35	0.83	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.32 万円/kW	3 年分の平均を採用
その他開発コスト(万円/kW)	1.50	1.39	1.65	1.38	1.33	1.58	1.37	1.32	1.35	1.15	1.00	1.25	1.00	1.38	0.95	0.95	1.09 万円/kW	コスト下落傾向を踏まえ H28 データを採用
撤去費(万円/kW)	1.50	1.39	1.65	1.38	1.33	1.57	1.38	1.32	1.35	1.15	1.00	1.25	1.00	1.25	0.95	0.95	1.07 万円/kW	〃
土地賃借料 (円/m <sup>2</sup> )	150	0	0	150	60	100	0	150	100	135	125	125	125	125	125	125	民間主導:100 円/m <sup>2</sup> 公共主導:0 円/m <sup>2</sup>	既存事例では0~100 円/m <sup>2</sup> の事例が多い
保険料(万円)	0.08	0.07	0.08	0.07	0.07	0.08	0.07	0.07	0.07	0.06	0.05	0.06	0.05	0.06	0.05	0.05	0.05 万円/kW	コスト下落傾向を踏まえ H28 データを採用。
運転管理費	(民間主導、公共主導):建設コストの(1.00%、1.25%)										民間主導のみ実施:建設コストの0.84%						民間主導:0.84% 公共主導:1.25%	〃(公共主導は H27 データ採用)
借入金利	2.6	—	2.6	2.6	2.6	民間主導:2.30%(15年) 公共主導:0.30%(17年)					民間主導のみ実施:2.00%(15年)						民間主導:2.00% 公共主導:0.30%	〃(公共主導は H27 データ採用)

※コスト設定の考え方については、環境省「平成 27 年度廃棄物埋立処分場等への太陽光発電導入実現可能性調査委託業務」報告書を参照。

## (2) 事業採算性の再評価

平成 27 年度業務で調査対象とした 6 つの事業スキーム (表 2.3.1-3) について事業採算性を再評価しガイドラインに反映する。

表 2.3.1-3 検討対象とする事業スキーム

事業スキーム No	基本となる事業スキーム	付加することが適当と考えられるオプション	事業スキームの名称
SC1	民間主導型	売電収益の一部を地域に還元	売電収益地域還元スキーム
SC2		市民ファンド	市民ファンドスキーム
SC3		災害時対応のため、災害用対策機器の設置	災害時対応スキーム
SC4	公民連携型 (発電事業主体は民間)	上下分離スキーム (処分場管理と発電事業のリスクを分離)	上下分離スキーム
SC5	公共主導型	電力の一部を処分場及び関連施設で使用	処分場施設内電力利用スキーム
SC6		電力を地域の公共施設や地域家庭へ供給	電力地域供給スキーム

※民間主導型としている SC1～3 については、公共主導型で実施するケースについても後段でシミュレーションを実施している。

### 1) 事業収支シミュレーションの前提条件の設定

各スキームの事業収支シミュレーションの前提条件及び関連情報を表 2.3.1-4～11 に示す。なお、SC6：電力地域供給スキームについては、詳細検討を行った「2.3.2 CEMS の検討」をご参照頂きたい。

表 2.3.1-4 事業収支シミュレーションの前提条件の設定

#### SC1：売電収益地域還元スキーム

大項目	小項目		内容	備考
主要事業 緒元	設置容量		1,000kW	既存事例では1,000kW以上が多い。(表 2.3.1-11 を参照)
	設置面積		14,000m <sup>2</sup>	14m <sup>2</sup> /kW, H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書より
	年間発電電力量		1,306kWh/ (kW/年)	H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書及び調達価格等算定委員会 H29 太陽光発電効率を参考に設定
初期投資	建設コスト		25.6 万円/kW	表 2.3.1-1 を参照
	系統連系工事負担金		1.32 万円/kW	〃
	その他開発コスト		1.09 万円/kW	〃
施設撤去費用			1.07 万円/kW	〃
収入計画	売電単 価	ケース①	21.0 円/kWh	〃
		ケース②	20.0 円/kWh	〃
		ケース③	19.0 円/kWh	〃
支出計画	運転管理費		(民間主導、公共主導)：建設コストの (0.84%、1.25%)	〃
	賃料		民間主導：100 円/m <sup>2</sup> /年 公共主導：0 円/m <sup>2</sup> /年	〃
	保険料		500 円/kW/年	〃
	地域還元金		X 円/年	・事業成立条件に基づき逆算される。 ・公益性が高い寄付と判断されることから全額損金 算入扱いとする。
資金計画	自己資本比率		25%	
	借入金比率		75%	民間主導：2.00%(15年)、公共主導：0.30%(17年)
減価償却 計画	建設コスト		17 年	パネル・架台・基礎等が含まれる。
	系統連系工事負担金		22 年	
	その他開発コスト		15 年	調査設計、フェンス設置、造成等が含まれる。 ※調査設計とフェンス設置の償却期間は15年以下だが計算の都合上造成の償却期間に合わせた。
その他の 条件	固定資産税率		1.4%	減価償却による評価額の低減を考慮する。
	法人税率		30%	
	法人住民税		17.3%	都道府県 5%、市町村 12.3%
	事業税		1.267%	収入課税

表 2.3.1-5 事業収支シミュレーションの前提条件の設定

SC2：市民ファンドスキーム

大項目	小項目	内容	備考	
主要事業 緒元	設置容量	1,000kW	既存事例では1,000kW以上が多い。(表2.3.1-11を参照)	
	設置面積	14,000m <sup>2</sup>	14m <sup>2</sup> /kW, H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書より	
	年間発電電力量	1,306kWh/(kW/年)	H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書及び調達価格等算定委員会 H29 太陽光発電効率を参考に設定	
初期投資	建設コスト	25.6 万円/kW	表 2.3.1-1 を参照	
	系統連系工事負担金	1.32 万円/kW	〃	
	その他開発コスト	1.09 万円/kW	〃	
	市民ファンド立ち上げ費用	500 万円	専門機関に外部委託を想定。(表 2.3.1-6 を参照)	
施設撤去費用		1.07 万円/kW	表 2.3.1-1 を参照	
収入計画	売電単 価	ケース①	21.0 円/kWh	〃
		ケース②	20.0 円/kWh	〃
		ケース③	19.0 円/kWh	〃
支出計画	運転管理費	(民間主導、公共主導)：建設コストの(0.84%、1.25%)	〃	
	賃料	0 円/m <sup>2</sup> /年	公益性を考慮し無償賃借を想定した。	
	保険料	500 円/kW/年	〃	
資金計画	出資金(市民ファンド)	20%	出資金ではあるが計算上融資として扱い、固定金利20年、元利均等返済とする。金利xは事業成立条件に基づき逆算される。表2.3.1-7を参照	
	出資金(自己資本)	20%	配当率は余剰金の多寡により変動。	
	借入金比率	60%	固定金利15年、元利均等返済。金利2.00%。	
減価償却 計画	建設コスト	17 年	パネル・架台・基礎等が含まれる。	
	系統連系工事負担金	22 年		
	その他開発コスト	15 年	調査設計、フェンス設置、造成等が含まれる。 ※調査設計とフェンス設置の本来の償却期間は15年以下だが計算の都合上造成の償却期間に合わせた。	
その他の 条件	固定資産税率	1.4%	減価償却による評価額の通減を考慮する。	
	法人税率	30%		
	法人住民税	17.3%	都道府県5%、市町村12.3%	
	事業税	1.267%	収入課税	

表 2.3.1-6 市民ファンドの運営費用の設定

項目	費用	備考
市民ファンド立ち上げ費用	500 万円	ファンドの設立、資金調達計画や出資者への説明資料等の作成など
市民ファンド運転費用	120 万円/年	市民ファンドの管理

表 2.3.1-7 市民ファンドの出資に対する必要リターンの設定

費用項目	金額	備考
市民ファンドの運営費用	120 万円	表 2.3.1-6 参照
出資者への利息	初期投資 28,510 万円× 市民ファンド出資割合 20%×金利(x)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・出資金ではあるが計算上融資とみなす。</li> <li>・金利は事業成立条件に基づき逆算される。</li> </ul>
市民ファンドの出資に対する必要リターン	$(120+5,702 \times x) / 5,702 \times 100$	(市民ファンドの運営費用+出資者への利息) / (発電事業者に対する投資額)

表 2.3.1-8 事業収支シミュレーションの前提条件の設定

SC3：災害時対応スキームスキーム

大項目	小項目	内容	備考	
主要事業 緒元	設置容量	1,000kW	既存事例では1,000kW以上が多い。(表2.3.1-11を参照)	
	設置面積	14,000m <sup>2</sup>	14m <sup>2</sup> /kW, H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書より	
	年間発電電力量	1,306kWh/(kW/年)	H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書及び調達価格等算定委員会 H29 太陽光発電効率を参考に設定	
初期投資	建設コスト	25.6 万円/kW	表 2.3.1-1 を参照	
	系統連系工事負担金	1.32 万円/kW	〃	
	その他開発コスト	1.09 万円/kW	〃	
	災害対策機器	x	事業成立条件に基づき逆算される。	
施設撤去費用		1.07 万円/kW	表 2.3.1-1 を参照	
収入計画	売電単 価	ケース①	21.0 円/kWh	〃
		ケース②	20.0 円/kWh	〃
		ケース③	19.0 円/kWh	〃
支出計画	運転管理費	(民間主導、公共主導)：建設コストの (0.84%、1.25%)	〃	
	賃料	民間主導：100 円/m <sup>2</sup> /年 公共主導：0 円/m <sup>2</sup> /年	〃	
	保険料	500 円/kW/年	〃	
資金計画	自己資本比率	25%		
	借入金比率	75%	民間主導：2.00%(15年)、公共主導：0.30%(17年)	
減価償却 計画	建設コスト	17 年	パネル・架台・基礎等が含まれる。	
	系統連系工事負担金	22 年		
	その他開発コスト	15 年	調査設計、フェンス設置、造成等が含まれる。 ※調査設計とフェンス設置の本来の償却期間は15年以下だが計算の都合上造成の償却期間に合わせた。	
	災害対策機器	15 年		
その他の 条件	固定資産税率	1.4%	減価償却による評価額の通減を考慮する。	
	法人税率	30%		
	法人住民税	17.3%	都道府県 5%、市町村 12.3%	
	事業税	1.267%	収入課税	

表 2.3.1-9 事業収支シミュレーションの前提条件の設定

SC4：上下分離スキーム（上部利用民間事業者）

大項目	小項目	内容	備考	
主要事業 緒元	設置容量	1,000kW	既存事例では1,000kW以上が多い。(表2.3.1-11を参照)	
	設置面積	14,000m <sup>2</sup>	14m <sup>2</sup> /kW, H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書より	
	年間発電電力量	1,306kWh/ (kW/年)	H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書及び調達価格等算定委員会 H29 太陽光発電効率を参考に設定	
初期投資	パネル	18.0 万円/kW	建設コスト (25.6 万円) を H26 報告書におけるパネル (16.9 万円/kW) とモジュール架台 (7.2 万円/kW) の比率で按分した。	
	系統連系工事負担金	1.32 万円/kW	表 2.3.1-1 を参照	
	その他開発コスト	1.09 万円/kW	〃	
施設撤去費用		1.07 万円/kW	〃	
収入計画	売電単 価	ケース①	21.0 円/kWh	〃
		ケース②	20.0 円/kWh	〃
		ケース③	19.0 円/kWh	〃
支出計画	運転管理費	(民間主導、公共主導)：建設コストの (0.84%、1.25%)	〃	
	賃料	—	使用料に含まれる	
	使用料	(モジュール架台 費用÷20年間+賃 料) × (1+x)	モジュール架台費用：7.6 万円/kW x：リスクプレミア	
	保険料	500 円/kW/年	表 2.3.1-1 を参照	
資金計画	自己資本比率	25%		
	借入金比率	75%	民間主導:2.00%(15年)、公共主導：0.30%(17年)	
減価償却 計画	パネル	17 年		
	系統連系工事負担金	22 年		
	その他開発コスト	15 年	調査設計、フェンス設置、造成等が含まれる。 ※調査設計とフェンス設置の本来の償却期間は15年以下だが計算の都合上造成の償却期間に合わせた。	
その他の 条件	固定資産税率	1.4%	減価償却による評価額の通減を考慮する。	
	法人税率	30%		
	法人住民税	17.3%	都道府県 5%、市町村 12.3%	
	事業税	1.267%	収入課税	



表 2.3.1-10 事業収支シミュレーションの前提条件の設定

SC5 : 処分場施設内電力利用スキーム

大項目	小項目	内容	備考	
主要事業 緒元	設置容量	1,000kW	既存事例では1,000kW以上が多い。(表2.3.1-11を参照)	
	設置面積	14,000m <sup>2</sup>	14m <sup>2</sup> /kW, H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書より	
	年間発電電力量	1,306kWh/ (kW/年)	H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書及び調達価格等算定委員会 H29 太陽光発電効率を参考に設定	
初期投資	建設コスト	25.6 万円/kW	表 2.3.1-1 を参照	
	系統連系工事負担金	1.32 万円/kW	〃	
	その他開発コスト	1.09 万円/kW	〃	
	施設内利用のための電力供給設備	xkW×33.6 万円/kW	発電設備の単価は調達価格等算定委員会 H29 の10kW未満の設定単価33.6万円/kWを使用する。維持管理費は計上しない。	
施設撤去費用		1.07 万円/kW	表 2.3.1-1 を参照	
収入計画	売電単 価	ケース①	21.0 円/kWh	〃
		ケース②	20.0 円/kWh	〃
		ケース③	19.0 円/kWh	〃
支出計画	運転管理費	(民間主導、公共主導) : 建設コストの(0.84%、1.25%)	〃	
	賃料	民間主導 : 100 円/m <sup>2</sup> /年 公共主導 : 0 円/m <sup>2</sup> /年	〃	
	保険料	500 円/kW/年	〃	
資金計画	自己資本比率	25%		
	借入金比率	75%	民間主導:2.00%(15年)、公共主導 : 0.30%(17年)	
減価償却 計画	建設コスト	17 年	パネル・架台・基礎等が含まれる。	
	系統連系工事負担金	22 年		
	その他開発コスト	15 年	調査設計、フェンス設置、造成等が含まれる。 ※調査設計とフェンス設置の本来の償却期間は15年以下だが計算の都合上造成の償却期間に合わせた。	
その他の 条件	固定資産税率	0%		
	法人税率	0%		
	法人住民税	0%		
	事業税	0%		

表 2.3.1-11 処分場太陽光発電の規模

規模	10kW 以上 50kW 未満	50kW 以上 500kW 未満	500kW 以上 1,000kW 未満	1,000kW 以上 2,000kW 未満	2,000kW 以上	合計
合計	1	4	7	21	15	48
(規模別構成比)	(2.08%)	(8.33%)	(14.58%)	(43.75%)	(31.25%)	(100.0%)

※H26 業務報告書より。

## 2) 事業収支シミュレーションの実施

処分場等太陽光事業は付加的なコストを必要とすることから一般的な太陽光発電事業と比べて事業採算性が若干低いことが多い。そのため本事業収支シミュレーションでは経済産業省調達価格等算定委員会が調達価格を設定する際の目安としている税引前PIRR $\geq$ 5%よりも1%低い税引前PIRR $\geq$ 4%、かつDSCR=1.0以上（通常は1.2~1.3以上が目安とされる）を事業成立条件として事業収支シミュレーションを実施した。なお、SC2の市民ファンドスキームは出資者に対する金利がキーファクターとなっているためPIRRでは評価できないことから、EIRR=6%を事業成立条件とした。その結果を表2.3.1-12~16に示す。

シミュレーションの結果、売電単価が21円/kWhのケース①の場合、各スキームのキーファクターはそれぞれ地域還元金549千円/年（SC1）、配当率3.36%（SC2）、災害対策機器費6,800千円/年（SC3）、リスクプレミアムは63%（SC4）、電力供給設備は9kW（SC5）となった。ケース②、③はSC4以外では成立しなかった。

表 2.3.1-12 シミュレーション結果（SC1:売電収益地域還元スキーム）

項目	売電単価		
	ケース①21.0円	ケース②20.0円	ケース③19.0円
キーファクター ( $\chi$ ):地域還元金	549千円/年	—（成立しない）	—（成立しない）
PIRR	4.00%	〃	〃
EIRR	4.74%	〃	〃
DSCR	1.149	〃	〃
年間収入	27,426千円	〃	〃
年間支出（※）	22,769千円	〃	〃
固定資産税（※）	1,584千円	〃	〃
都道府県民税（※）	70千円	〃	〃
市町村民税（※）	172千円	〃	〃
事業税（※）	347千円	〃	〃

※20年間の平均値

表 2.3.1-13 シミュレーション結果 (SC2:市民ファンドスキーム)

項目	売電単価		
	ケース①21.0円	ケース②20.0円	ケース③19.0円
キーファクター ( $\chi$ ):配当率	3.36%	-(成立しない)	-(成立しない)
PIRR	4.80%	〃	〃
EIRR	6.00%	〃	〃
DSCR	1.144	〃	〃
年間収入	27,426千円	〃	〃
年間支出(※)	22,612千円	〃	〃
固定資産税(※)	1,629千円	〃	〃
都道府県民税(※)	72千円	〃	〃
市町村民税(※)	178千円	〃	〃
事業税(※)	347千円	〃	〃

※20年間の平均値

表 2.3.1-14 シミュレーション結果 (SC3:災害時対応スキーム)

項目	売電単価		
	ケース①21.0円	ケース②20.0円	ケース③19.0円
キーファクター ( $\chi$ ):災害対策機器費	6,800千円	-(成立しない)	-(成立しない)
PIRR	4.00%	〃	〃
EIRR	4.76%	〃	〃
DSCR	1.149	〃	〃
年間収入	27,426千円	〃	〃
年間支出(※)	22,636千円	〃	〃
固定資産税(※)	1,617千円	〃	〃
都道府県民税(※)	72千円	〃	〃
市町村民税(※)	177千円	〃	〃
事業税(※)	347千円	〃	〃

※20年間の平均値

表 2.3.1-15 シミュレーション結果 (SC4: 上下分離スキーム (上部利用民間事業者))

項目	売電単価		
	ケース①21.0円	ケース②20.0円	ケース③19.0円
キーファクター ( $\chi$ ): リスクプレミアム	63%	39%	14%
PIRR	4.00%	4.00%	4.00%
EIRR	4.60%	4.62%	4.65%
DSCR	1.149	1.151	1.153
年間収入	27,426千円	26,120千円	24,814千円
年間支出 (※)	24,162千円	22,840千円	21,513千円
固定資産税 (※)	1,158千円	1,158千円	1,158千円
都道府県民税 (※)	49千円	49千円	50千円
市町村民税 (※)	120千円	121千円	122千円
事業税 (※)	347千円	331千円	314千円

※20年間の平均値

表 2.3.1-16 シミュレーション結果 (SC5: 処分場施設内電力利用スキーム)

項目	売電単価		
	ケース①21.0円	ケース②20.0円	ケース③19.0円
キーファクター ( $\chi$ ): 施設内利用のための電力供給設備	20kW	-(成立しない)	-(成立しない)
PIRR	4.00%	〃	〃
EIRR	4.76%	〃	〃
DSCR	1.150	〃	〃
年間収入	27,426千円	〃	〃
年間支出 (※)	22,635千円	〃	〃
固定資産税 (※)	1,621千円	〃	〃
都道府県民税 (※)	72千円	〃	〃
市町村民税 (※)	177千円	〃	〃
事業税 (※)	347千円	〃	〃

※20年間の平均値

近年、処分場等太陽光発電事業を自治体が事業者となって実施するケースが増加していることを踏まえ、全スキームについて公共主導型を想定した事業収支シミュレーション（売電単価：21円/kWh）を実施した。その結果を表2.3.1-17に示す。なお、SC4上下分離スキームは民間事業主体を想定しているためシミュレーション対象から除外している。

シミュレーションの結果、SC1ではキーファクターである地域還元金が約136万円、SC2では配当率12.72%、SC3では災害対策機器費が約1,840万円、SC5では55kWであった。公共主導では土地賃料負担がなくなったことが大きく影響していると推察される。

表 2.3.1-17 シミュレーション結果（公共主導型）

項目	シミュレーション結果			
	SC1: 売電収益地域還元スキーム $\chi$ : 地域還元金	SC2: 市民ファンドスキーム $\chi$ : 配当率	SC3: 災害時対応スキーム $\chi$ : 災害対策機器費	SC5: 処分場施設内電力利用スキーム $\chi$ : 施設内利用のための電力供給設備
キーファクター( $\chi$ )	1,360千円/年	12.72%	18,400千円	55kW
PIRR	4.00%	5.27%	4.00%	4.00%
EIRR	10.96%	6.00%	10.95%	10.94%
DSCR	1.652	1.226	1.650	1.649
年間収入	27,426千円	27,426千円	27,426千円	27,426千円
年間支出(※)	21,226千円	24,750千円	20,805千円	20,809千円
固定資産税(※)	0千円	0千円	0千円	0千円
都道府県民税(※)	0千円	0千円	0千円	0千円
市町村民税(※)	0千円	0千円	0千円	0千円
事業税(※)	0千円	0千円	0千円	0千円

※20年間の平均値

### 2.3.1.2 事業採算性を向上させる事業スキームの検討

悪条件下でも事業化にポジティブな自治体・事業者の掘り起こしにつなげることを目的に、事業採算性を向上させる事業スキームを検討する。まず、処分場等太陽光事業で想定される悪条件を検討する（図 2.3.1-1）。主な悪条件としては“事業リスクに係る悪条件”、“事業採算性に係る悪条件”の2つが想定され、これらのうち“事業リスクに係る悪条件”は物理的な対策を中心に対応可能である。一方で後者の“事業採算性に係る悪条件”については様々な対応策があるが事業スキームの側面から対応が可能であることから、本調査では“事業採算性に係る悪条件”に対応可能な事業スキームを検討する。

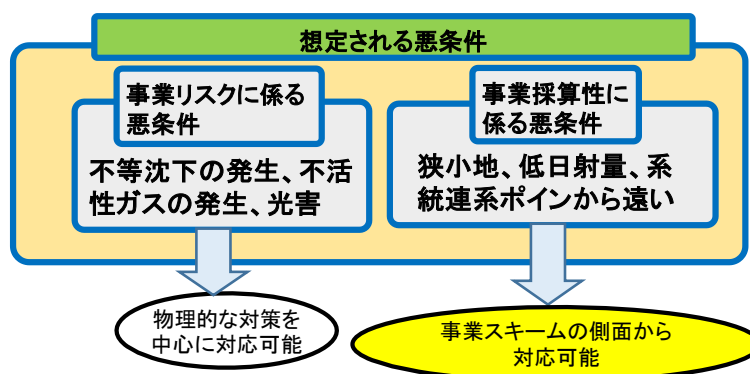


図 2.3.1-1 想定される悪条件

#### (1) 想定される悪条件に対応可能な事業スキーム（案）の検討

対応可能な事業スキームを検討した結果を表 2.3.1-18 に示す。悪条件としては、狭小地、低日射量、系統連系ポイントから遠い、ことが挙げられる。これらに対応する事業スキームとして、複数の場所で事業を実施する複数箇所実施スキーム（SC7）、地方公共団体が事業主体となる公共主導型事業スキーム（SC8）、民間事業者が整備した発電設備を公共事業者に寄付し、その発電設備を整備した民間事業者へ無償貸与する方式である負担付寄付方式スキーム（SC9）がある。

表 2.3.1-18 悪条件に対応可能な事業スキーム（案）

悪条件の区分	対応可能な事業スキーム（案）	事業スキーム名
狭小地	・処分場以外の土地も活用した複数箇所による事業構築	・複数箇所実施スキーム（SC7）
低日射量、系統連系ポイントから遠い	・公共主導による事業運営	・公共主導型事業スキーム（SC8）
	・負担付寄付方式に民間主導による事業運営	・負担付寄付方式スキーム（SC9）（※）

※発電設備が公共事業者の所有物となるため固定資産税がかからない。

## (2) 悪条件に対応可能な事業スキームの効果の確認

悪条件に対応可能な事業スキームについて効果を確認する。

### 1) 事業収支シミュレーションの前提条件の設定

事業収支シミュレーションの前提条件及び関連情報を表 2.3.1-19~21 に示す。

表 2.3.1-19 事業収支シミュレーションの前提条件の設定

#### SC7：複数箇所実施スキーム

大項目	小項目	内容	備考	
主要事業 緒元	設置容量	1,000kW	・処分場：300kW ・その他用地：700kW（処分場に近接する処分場以外の土地を想定）	
	設置面積	14,000m <sup>2</sup>	14m <sup>2</sup> /kW, H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書より	
	年間発電電力量	1,306kWh/（kW/年）	H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書及び調達価格等算定委員会 H29 太陽光発電効率を参考に設定	
初期投資	建設コスト(処分場)	25.6 万円/kW	表 2.3.1-1 を参照	
	建設コスト(その他用地)	24.4 万円/kW	その他用地への設置コストは調達価格等算定委員会の H29 コストを引用	
	系統連系工事負担金	1.32 万円/kW	表 2.3.1-1 を参照	
	その他開発コスト	1.09 万円/kW	〃	
施設撤去費用		1.07 万円/kW	〃	
収入計画	売電単 価	ケース①	21.0 円/kWh	〃
		ケース②	20.0 円/kWh	〃
		ケース③	19.0 円/kWh	〃
支出計画	運転管理費	0.84%	〃	
	賃料	100 円/m <sup>2</sup> /年	〃	
	保険料	500 円/kW/年	〃	
資金計画	自己資本比率	25%		
	借入金比率	75%	2.00%(15年)	
減価償却 計画	建設コスト	17 年	パネル・架台・基礎等が含まれる。	
	系統連系工事負担金	22 年		
	その他開発コスト	15 年	調査設計、フェンス設置、造成等が含まれる。 ※調査設計とフェンス設置の償却期間は15年以下だが計算の都合上造成の償却期間に合わせた。	
その他の 条件	固定資産税率	1.4%	減価償却による評価額の低減を考慮する。	
	法人税率	30%		
	法人住民税	17.3%	都道府県 5%、市町村 12.3%	
	事業税	1.267%	収入課税	

表 2.3.1-20 事業収支シミュレーションの前提条件の設定

SC8：公共主導型事業スキーム

大項目	小項目	内容	備考	
主要事業 緒元	設置容量	1,000kW	既存事例では1,000kW以上が多い。(表2.3.1-11参照)	
	設置面積	14,000m <sup>2</sup>	14m <sup>2</sup> /kW, H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書より	
	年間発電電力量	1,306kWh/(kW/年)	H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書及び調達価格等算定委員会 H29 太陽光発電効率を参考に設定	
初期投資	建設コスト	25.6万円/kW	表2.3.1-1を参照	
	系統連系工事負担金	1.32万円/kW	〃	
	その他開発コスト	1.09万円/kW	〃	
施設撤去費用		1.07万円/kW	〃	
収入計画	売電単 価	ケース①	21.0円/kWh	〃
		ケース②	20.0円/kWh	〃
		ケース③	19.0円/kWh	〃
支出計画	運転管理費	1.25%	〃	
	賃料	0円/m <sup>2</sup> /年	〃	
	保険料	500円/kW/年	〃	
資金計画	自己資本比率	25%		
	借入金比率	75%	0.30%(17年)	
減価償却 計画	建設コスト	17年	パネル・架台・基礎等が含まれる。	
	系統連系工事負担金	22年		
	その他開発コスト	15年	調査設計、フェンス設置、造成等が含まれる。 ※調査設計とフェンス設置の償却期間は15年以下だが計算の都合上造成の償却期間に合わせた。	
その他の 条件	固定資産税率	0%		
	法人税率	0%		
	法人住民税	0%		
	事業税	0%		



表 2.3.1-21 事業収支シミュレーションの前提条件の設定

SC9：負担寄付方式スキーム

大項目	小項目	内容	備考	
主要事業 緒元	設置容量	1,000kW	既存事例では1,000kW以上が多い。(表2.3.1-11を参照)	
	設置面積	14,000m <sup>2</sup>	14m <sup>2</sup> /kW, H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書より	
	年間発電電力量	1,306kWh/(kW/年)	H26 環境省「処分場等太陽光導入促進方策等検討委託業務」報告書及び調達価格等算定委員会 H29 太陽光発電効率を参考に設定	
初期投資	建設コスト	25.6 万円/kW	表 2.3.1-1 を参照	
	系統連系工事負担金	1.32 万円/kW	〃	
	その他開発コスト	1.09 万円/kW	〃	
施設撤去費用		1.07 万円/kW	〃	
収入計画	売電単 価	ケース①	21.0 円/kWh	〃
		ケース②	20.0 円/kWh	〃
		ケース③	19.0 円/kWh	〃
支出計画	運転管理費	0.84%	〃	
	賃料	100 円/m <sup>2</sup> /年	〃	
	保険料	500 円/kW/年	〃	
資金計画	自己資本比率	25%		
	借入金比率	75%	2.00%(15年)	
減価償却 計画	建設コスト	17 年	パネル・架台・基礎等が含まれる。	
	系統連系工事負担金	22 年		
	その他開発コスト	15 年	調査設計、フェンス設置、造成等が含まれる。 ※調査設計とフェンス設置の償却期間は15年以下だが計算の都合上造成の償却期間に合わせた。	
その他の 条件	固定資産税率	0%		
	法人税率	30%		
	法人住民税	17.3%	都道府県 5%、市町村 12.3%	
	事業税	1.267%	収入課税	

## 2) 事業収支シミュレーションの実施

### ①複数箇所実施スキーム (SC7)

狭小地に対応する複数箇所実施スキームの事業収支シミュレーション結果を表 2.3.1-22 に示す。狭小地の処分場における規模 300kW の事業では PIRR が 3.84%だが、処分場近接地の処分場以外の用地も利用して実施する複数箇所実施スキームでは、規模 1,000kW において PIRR が 4.42%まで採算性が向上する。狭小地の処分場においては複数の土地を活用して事業を実施することにより事業化の可能性があることがわかる。ただし、各々の事業地が遠く離れている場合には、系統連系コストや建設資材コストの低下にはつながらないこともあるので留意する必要がある。

表 2.3.1-22 複数箇所実施スキームシミュレーション結果

項目	規模 300kW (※2) (狭小地想定)	複数箇所実施スキーム (SC7)
PIRR	3.84%	4.42%
EIRR	4.92%	3.70%
DSCR	1.183	1.142
年間収入	8,228 千円	27,426 千円
年間支出 (※1)	7,040 千円	19,380 千円
固定資産税 (※1)	475 千円	2134 千円
都道府県民税 (※1)	21 千円	121 千円
市町村民税 (※1)	51 千円	297 千円
事業税 (※1)	104 千円	347 千円

※1 20年間の平均値

※2 SC.1の算定条件を用いている。地域還元金は考慮していない。

### ②公共主導型事業スキーム (SC8)

低日射量と系統連系コスト増加に対応する公共主導型スキームの事業収支シミュレーション結果を表 2.3.1-23 に示す。民間主導型事業スキームと比較して公共主導型事業スキームの PIRR が約 1.6%と大幅に高い。これは公共主導型にすることにより賃料が発生しないことが大きく影響している。EIRR が大幅に高くなっているのは金利負担が軽減されたことによるものである。

表 2.3.1-23 公共主導型事業スキームシミュレーション結果

項目	民間主導型事業スキーム (※2)		公共主導型事業スキーム (SC8)	
	低日射量 5%Down	連系コスト増加 5%Up	低日射量 5%Down	連系コスト大 5%Up
PIRR	3.55%	4.26%	3.99%	4.72%
EIRR	3.89%	5.25%	10.94%	13.02%
DSCR	1.100	1.179	1.651	1.755
年間収入	26,055 千円	27,426 千円	26,055 千円	27,426 千円
年間支出 (※1)	22,202 千円	22,259 千円	19,866 千円	19,897 千円
固定資産税 (※1)	1,584 千円	1,588 千円	0 千円	0 千円
都道府県民税 (※1)	58 千円	78 千円	0 千円	0 千円
市町村民税 (※1)	142 千円	191 千円	0 千円	0 千円
事業税 (※1)	330 千円	347 千円	0 千円	0 千円

※1 20年間の平均値

※2 SC.1の算定条件を用いている。地域還元金は考慮していない。

### ③負担付寄付方式スキーム (SC9)

低日射量と連系コスト増加に対応する負担付寄付方式スキームの事業収支シミュレーション結果を表 2.3.1-24 に示す。民間主導型事業スキームと比較して負担付寄付方式スキームの PIRR が約 1%高い。これは負担付寄付方式にすることにより固定資産税が発生しないことが大きく影響している。

表 2.3.1-24 負担付寄付方式スキームシミュレーション結果

項目	民間主導型事業スキーム (※2)		負担付寄付方式スキーム (SC9)	
	低日射量 5%Down	連系コスト増加 5%Up	低日射量 5%Down	連系コスト大 5%Up
PIRR	3.55%	4.26%	4.40%	5.28%
EIRR	3.89%	5.25%	5.62%	7.29%
DSCR	1.100	1.179	1.207	1.270
年間収入	26,055 千円	27,426 千円	26,055 千円	27,426 千円
年間支出 (※1)	22,202 千円	22,259 千円	20,298 千円	20,670 千円
固定資産税 (※1)	1,584 千円	1,588 千円	0 千円	0 千円
都道府県民税 (※1)	58 千円	78 千円	77 千円	101 千円
市町村民税 (※1)	142 千円	191 千円	189 千円	249 千円
事業税 (※1)	330 千円	347 千円	330 千円	347 千円

※1 20年間の平均値

※2 SC.1の算定条件を用いている。地域還元金は考慮していない。

## 2.3.2 CEMS の検討

### 2.3.2.1 検討対象地区の選定等

選定にあたっては、過年度の地域エネルギー供給調査結果から得られた以下の知見を活用した。

- ①地域エネルギー供給の実現に興味がある自治体を選定する。
- ②地域内におけるエネルギー供給能力が5,000kW以上である。

その結果、今年度の実現可能性評価対象として、東北地方のA市を候補とした。

### 2.3.2.2 電力供給候補先の選定・需要調査

#### (1) 電力供給候補の選定

地域の公共施設等や地域家庭へ電力を供給する事業スキームを構築するにあたり、電力供給候補先を選定する。

公共施設名と建物床面積のリストから、延床面積が広く、且つ常時利用が想定される施設を優先し電力供給候補先として抽出した。供給候補先の選定結果を表2.3.2-1に示す。一方、一般家庭については、供給地域の統計資料等を参考として住宅のタイプと棟数を整理し、供給候補先の棟数を推定した。なお、一般家庭への供給は事業基盤が安定した後の実施を想定している。本調査では一般家庭の需要量を参考までに整理した。

その他候補にあった施設として、野球場、陸上競技場、市営プール、道の駅、林業センター、児童センター、スキー場、青果市場、牧場、駐輪場等が挙げられるが、これら施設は需要が安定していないことから供給対象外とした。

表 2.3.2-1 電力候補供給先候補

大区分	小区分	施設名	延床面積(m <sup>2</sup> )	備考	
公共施設	庁舎等	市庁舎	11,694.51		
	保健施設	保健施設	6,623.00		
	集会施設	文化センター	文化センター	6490.30	
		公民館A	公民館A	1,540.67	
		公民館B	公民館B	1,141.06	
	教育施設	小学校(16校分)	小学校(16校分)	-	
		中学校(8校)	中学校(8校)	-	
	文化施設	文化会館	文化会館	2,459.84	
	博物館	博物館	博物館	4,725.94	
	スポーツ・レクリエーション系施設	市営体育館	市営体育館	5,981.94	
		屋内運動場	屋内運動場	2,082.36	
		観光センター	観光センター	1,314.65	
多目的施設	多目的施設	多目的施設	2,070.99		
下水処理場	浄水場	浄水場	27,724.85		
一般家庭	-	-	-	将来の供給先として別途検討	

### (2) 需要量の調査（電力供給候補先の需要特性の整理）

上述で選定した電力供給候補先の電力データをA市から受領し、対象施設のエネルギーの最大電力、年間電力量を表 2.3.2-2 の通り整理した。なお、電力データは平成 27 年度の実績データである。

表 2.3.2-2 電力供給候補先の需要特性

大区分	小区分	施設名	最大電力	年間電力量	契約形態等
公共施設	庁舎等	市庁舎	650 kW	1,016,840 kWh	高圧
	保健施設	保健施設	254 kW	577,149 kWh	高圧
	集会施設	文化センター	210 kW	410,879 kWh	高圧
		公民館A	81 kW	98,202 kWh	高圧
		公民館B	56 kW	68,660 kWh	高圧
	教育施設	小学校（16校分）	79 kW (平均)	144,206 kWh (平均)	高圧 平均を記載 3か所に10kW太陽光 発電設置
		中学校（8校）	119 kW (平均)	175,057 kWh (平均)	高圧 平均を記載 4か所に10kW太陽光 発電設置
	文化施設	文化会館	205 kW	169,926 kWh	高圧
	博物館	博物館	540 kW	1,173,660 kWh	高圧
	スポーツ・レクリエーション系施設	市営体育館	124 kW	218,691 kWh	高圧
		屋内運動場	45 kW	93,618 kWh	低圧
		観光センター	165 kW	132,184 kWh	高圧
	多目的施設	多目的施設	82 kW	181,840 kWh	高圧
下水処理場	浄水場	610 kW	3,280,670 kWh	高圧	
一般家庭	—	1.2 kW/軒	3,600 kWh/軒	低圧	

### (3) 電力供給候補先全体における電力の月別消費量の変化

各電力供給候補先を合計した月別電力使用量を図 2.3.2-1 に示す。グラフでは 12～3 月までが 4～11 月までと比較し使用電力量が多くなっている。これはA市が寒冷地に位置するため、冬場の暖房需要が特に多いものと考えられる。また、小中学校の一部の施設に太陽光発電が設置されているが、本調査の対象とした全施設の需要からすると需要量への影響は微小なものであるため検討対象外とする。

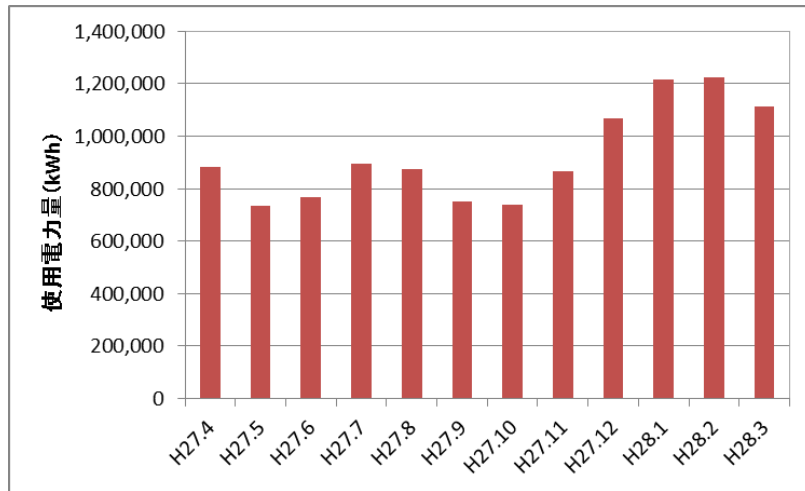


図 2.3.2-1 電力供給候補先の合計電力需要 (月別発電量)

(4) 電力供給候補先における電力の月別消費量の変化

季節別高需要日 (夏季 (8月)・冬季 (2月)・中間季 (5月)) における時刻別消費量の変化を推定した。結果を図 2.3.2-2 に示す。寒冷地であるため電気を使用した暖房需要も大きいと推測され、冬季需要が他の季節に比較し突出している。

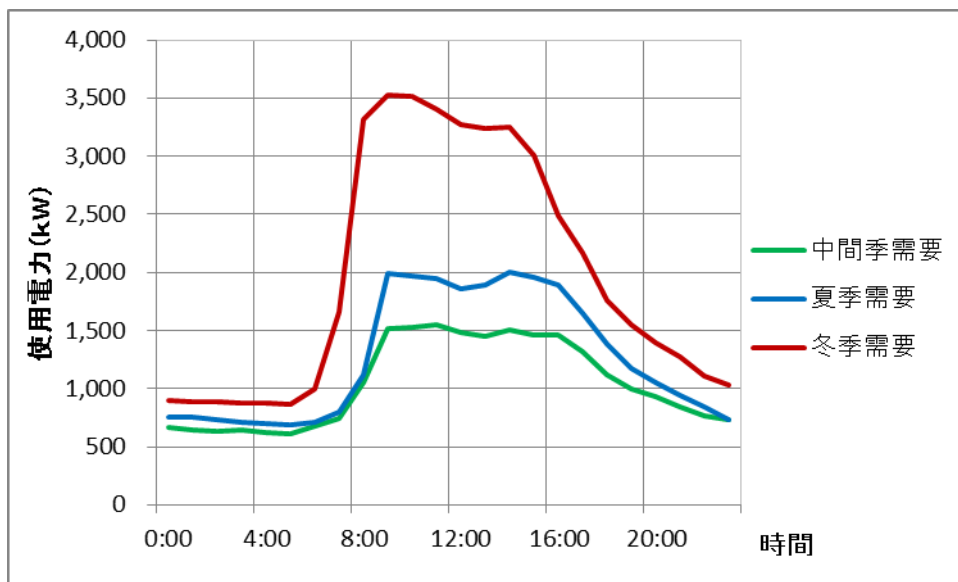


図 2.3.2-2 電力供給候補先の合成推定電力需要 (高需要日を抜粋)

### 2.3.2.3 地域内供給可能能力調査

#### (1) 当該地区内におけるエネルギー供給設備情報の整理

設置する太陽光発電設備及び本事業で利用可能な発電所等の情報をA市の協力のもと情報を入手可能なエネルギー供給施設について表 2.3.2-3 に整理した。

表 2.3.2-3 エネルギー供給設備情報

電源種別		設置場所	発電出力
大区分	小区分		
再エネ	太陽光	A市最終処分場	1,999kW
	バイオマス	A市内バイオマス 発電設備	5,350kW
合計			7,349kW

表 2.3.2-4 A市 処分場太陽光発電設備（想定）の概要

#### 【処分場施設概要】

所在地 A市内  
 面積 約 40,300 m<sup>2</sup>  
 埋立終了 平成 23 年度  
 埋立方法 サンドイッチ方式  
 浸出水処理施設 調整槽+生物処理+凝集沈殿+砂ろ過+滅菌

#### 【太陽光発電設備検討内容】

パネル容量 2,453.76kW  
 PCS容量 1,999kW  
 架台 4段 傾斜角 30度  
 年間発電量 2,574 千 kWh（積雪考慮済）※  
 ※NEDO日射量データベース（METPV-11）による評価

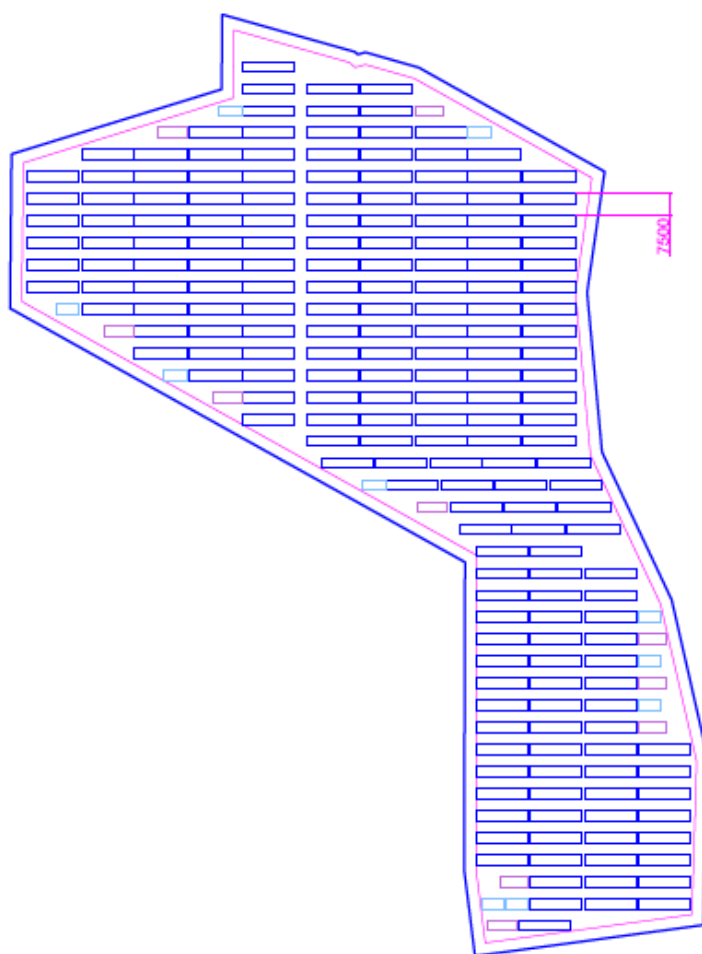


図 2.3.2-3 A市最終処分場にて想定した太陽光発電レイアウト

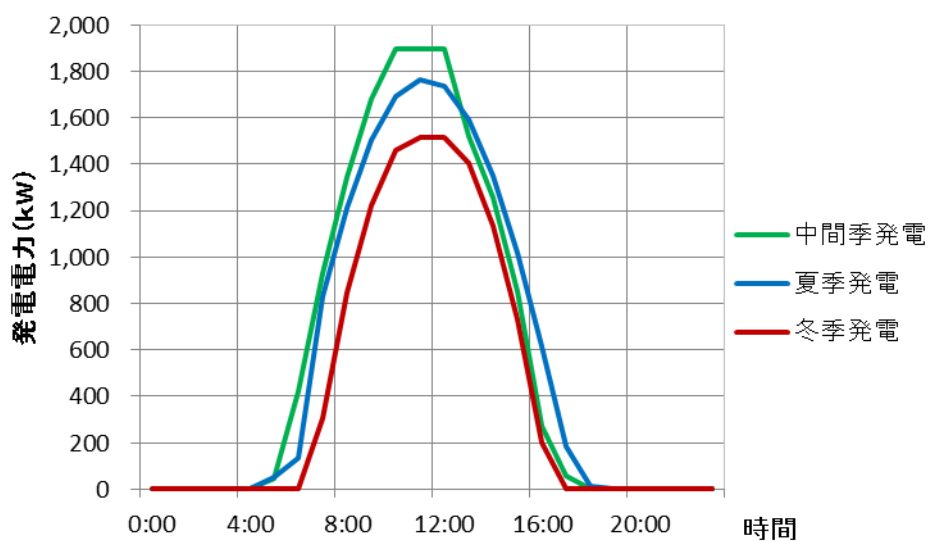


図 2.3.2-4 A市最終処分場における推定発電電力（季節別代表日）



表 2.3.2-5 A市バイオマス発電設備の概要

【バイオマス発電設備概要】

種類	汽力発電
燃料	木質バイオマス専焼
出力	約 5,300 kW (送電端)
年間稼働日数	333 日 (24 時間連続運転)
年間総電量	約 42,700 千 kWh
FIT 認定取得日	平成 27 年度取得
使用燃料	未利用木質、一般木質、パーム椰子殻 (PKS)

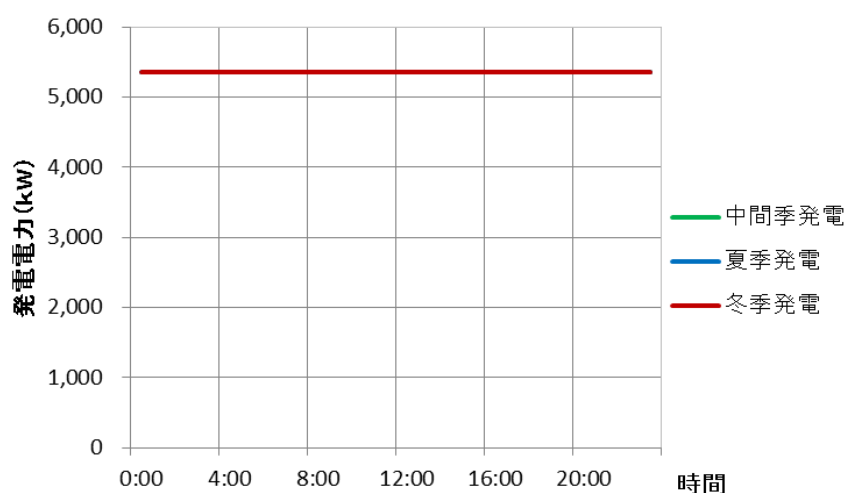


図 2.3.2-5 A市内バイオマス発電所における推定発電電力  
(出力が年間一定であるため、線が重なっている)

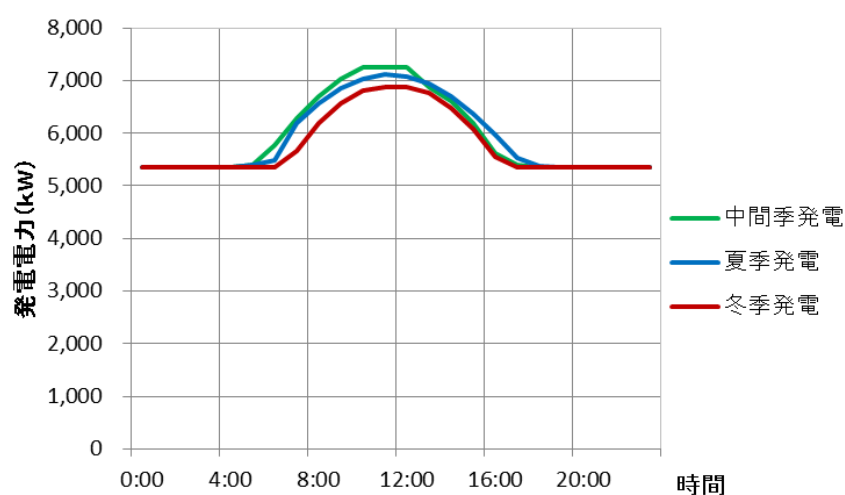


図 2.3.2-6 対象発電設備の合成供給可能電力

## 2.3.2.4 基本構想及び事業構造の設計と想定投資額の試算

### 2.3.2.4.1 事業スキームの検討

今回評価を行う地域エネルギー供給の事業スキームを以下の通り整理する。

- ・自治体が一部出資して事業会社を設立し、地域エネルギー供給を行う。事業会社は民間資本（民間企業出資・地元銀行・民間ファンド等）の活用を想定
- ・処分場太陽光発電やバイオマス発電を行う発電事業者から電力調達を行う。固定価格買取制度を使用している発電所の場合、発電事業者は固定価格買取制度で決められた価格で電力販売するが、地域エネルギー事業会社は、市場価格と同額で調達する。（差額は国から補填される）
- ・過不足分の電力は、既存電力会社からの常時バックアップやバランシンググループ、市場売買等を活用して調達する。
- ・設立された地域エネルギー事業会社は、市内公共施設・防災拠点を中心に既存電力会社よりも安価な電力を販売する。
- ・独自の事業立ち上げは困難である事から、ノウハウを持つ民間のエネルギー事業者への外部委託を活用し ICT 投資・教育・運用コストの低減を図る。

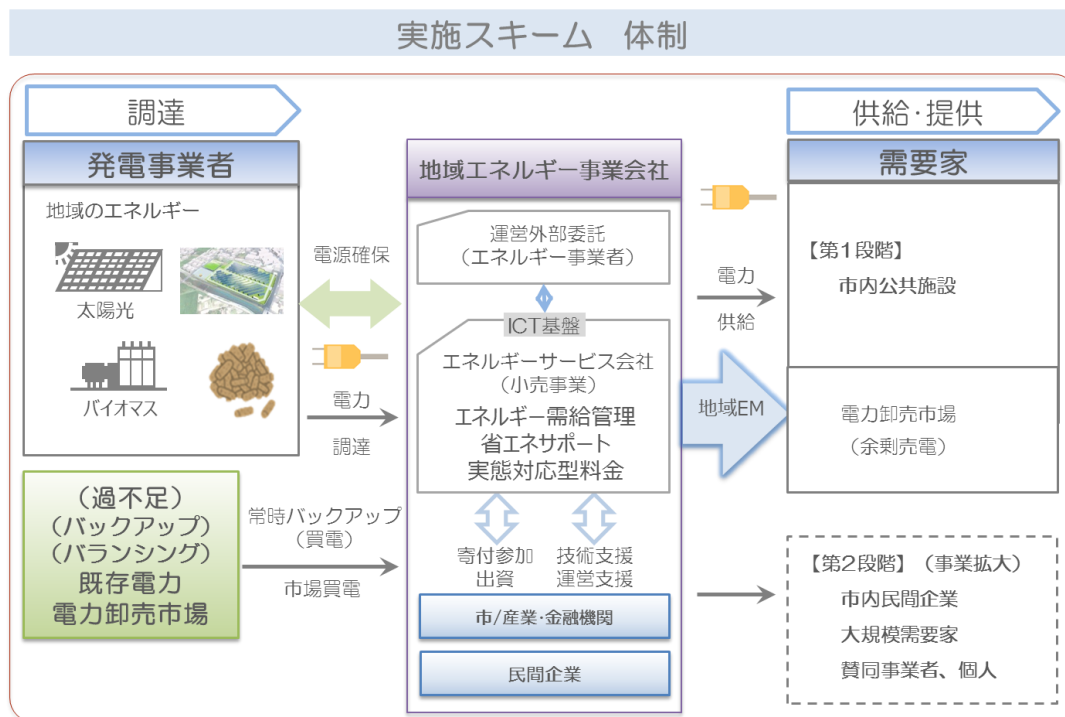


図 2.3.2-7 事業スキーム

上記事業スキームを基に本調査では将来的な展開を念頭に、現状ケースと将来ケース、発展ケースの3つのケースを検討することとした。

#### ケース①：現状ケース（供給候補先に供給）

上述「3. 電力供給候補先の選定・需要調査」で挙げた供給候補先に電気を供給するケースである。本ケースの場合、需要に対して供給能力がオーバーしてしまう（下図 2.3.2-8 参照）ため、バイオマス発電設備の供給力を最適化する。

また、需要家への電気料金割引として0%（東北電力と同等）、1%、5%場合を検討する。

#### ケース②：将来ケース（供給候補先を拡大して供給）

供給候補先を拡大し、市内供給能力を最大限に活かすケースである。

需要家への電気料金割引はケース①と同様とする。

#### ケース③：発展ケース（将来ケース+夜間追加需要対応）

将来ケースにおける需要に、さらに夜間需要が追加するケースである。夜間需要を確保することにより、電力卸売市場へ安い単価（約7円/kWh）で売電したものを、多少高い単価（約11円/kWh）で需要家に売電できるため、採算性の向上が期待される。

需要家への電気料金割引はケース①と同様とする。

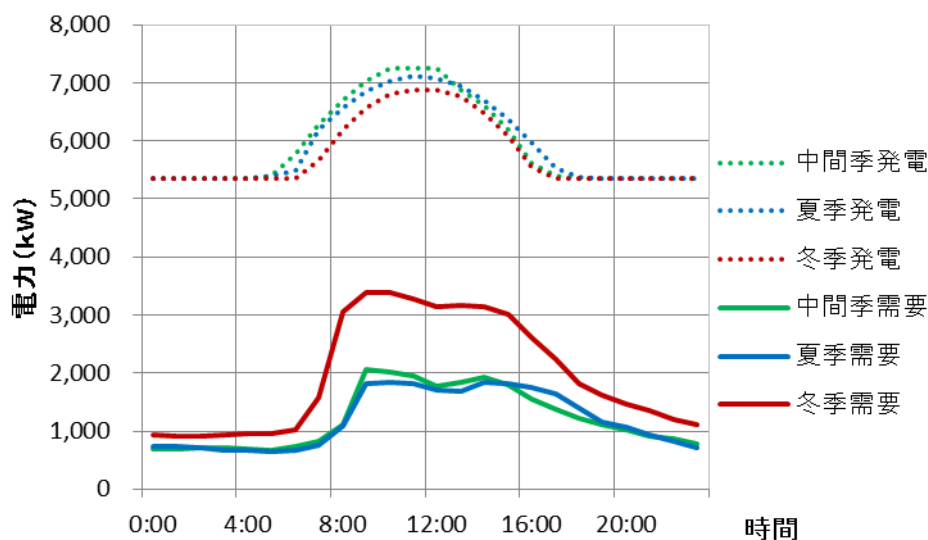


図 2.3.2-8 季節別需給バランスの検討

### ケース① 現状ケース（供給候補先に供給）

◇需要家の契約電力：5,320kW

◇電源調達・販売先構成の想定

- (1) 地域内再生可能エネルギー（FIT）：A市最終処分場の太陽光発電設備及びA市内バイオマス発電設備
- (2) 常時バックアップ電源：一般電力事業者から調達
- (3) 過不足電力調達：バランスンググループ、インバランスなど
- (4) バイオマス発電設備が稼働停止する場合は、電力卸売市場から電力の購入を想定
- (5) 余剰電力は、電力卸売市場に売電

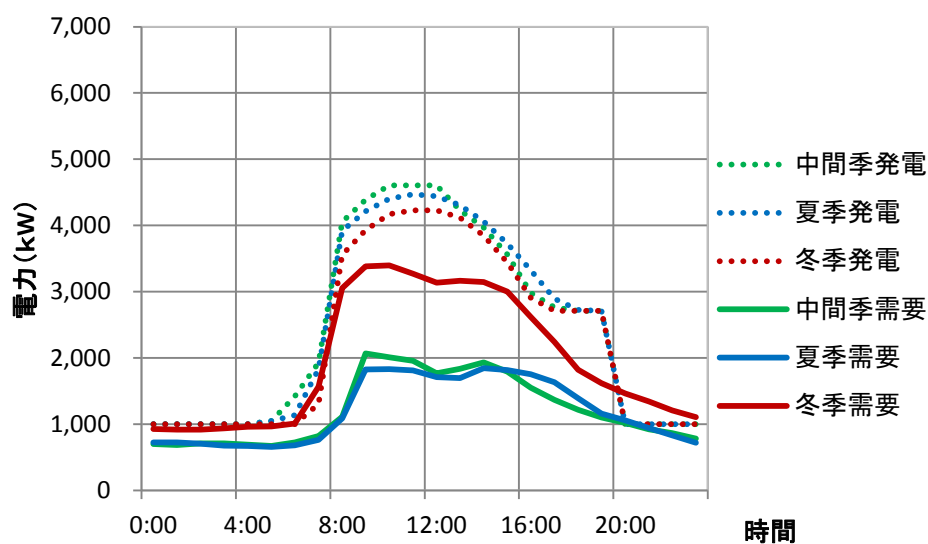


図 2.3.2-9 ケース①の需給バランス

## ケース② 将来ケース（供給候補先を拡大して供給）

◇需要家の契約電力：7,350kW

◇電源調達・販売先構成の想定

- (1) 地域内再生可能エネルギー（FIT）：A市最終処分場の太陽光発電設備及びA市内バイオマス発電設備（発電能力の全量を活用）
- (2) 常時バックアップ電源：一般電力事業者から調達
- (3) 過不足電力調達：バランスンググループ、インバランスなど
- (4) バイオマス発電設備が稼働停止する場合は、電力卸売市場から電力の購入を想定
- (5) 余剰電力は、電力卸売市場に売電

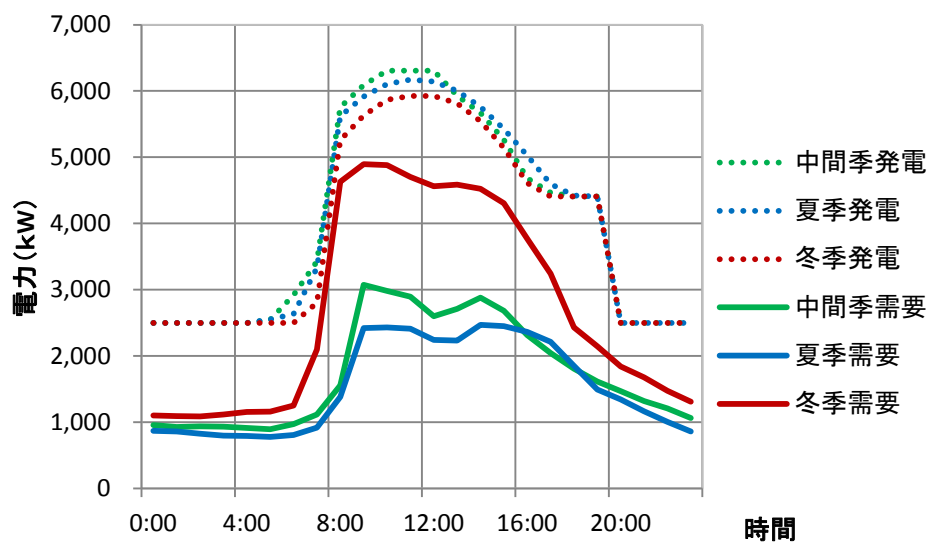


図 2.3.2-10 ケース②の需給バランス

### ケース③ 発展ケース（将来ケース+夜間追加需要対応）

◇需要家の契約電力：8,350kW（昼間7,350kW+夜間追加需要1,000kWを想定）

◇電源調達・販売先構成の想定

- （1）地域内再生可能エネルギー（FIT）：A市最終処分場の太陽光発電設備及びA市内バイオマス発電設備（発電能力の全量を活用）
- （2）常時バックアップ電源：一般電力事業者から調達
- （3）過不足電力調達：バランスンググループ、インバランスなど
- （4）バイオマス発電設備が稼働停止する場合は、電力卸売市場から電力の購入を想定
- （5）余剰電力は電力卸売市場に売電

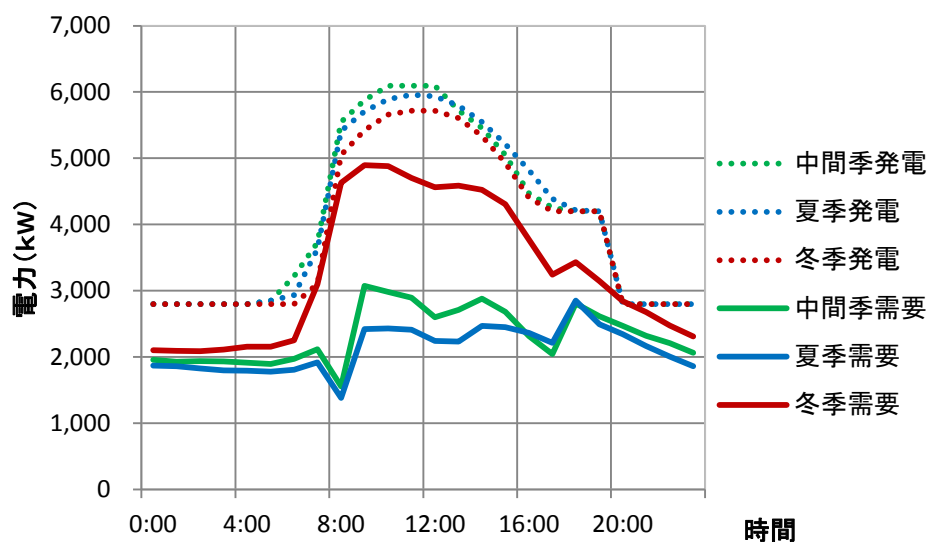


図 2.3.2-11 ケース③の需給バランス

## 2.3.2.4.2 地域エネルギー供給の事業性の検討

### (1) シミュレーション方法

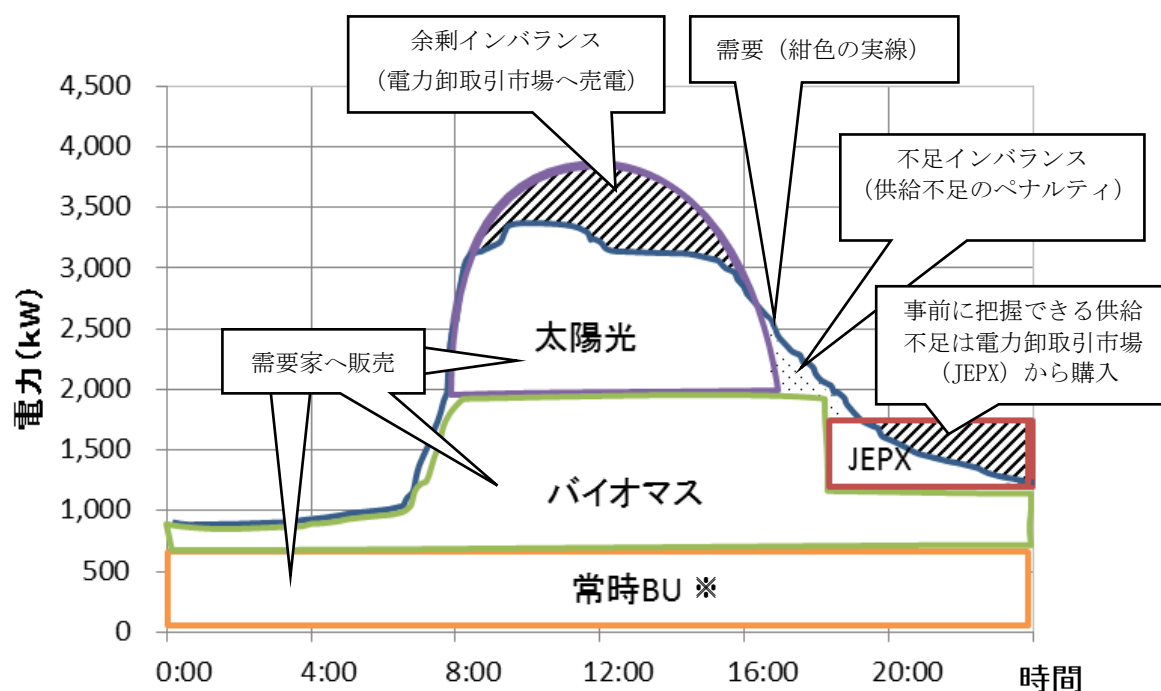
前述した3つのケースで想定する調達電源を供給した場合について、20年間での事業性を検討した。

地域エネルギー供給の事業性は、電力販売価格、電力調達価格、事業運営費のバランスで左右される。

時間毎の地域の電力需要と販売価格から収入を算出すると共に、調達電源の種類と量・価格から調達価格を算出する。最後に事業規模に応じた毎月の運営費を勘案して年間の支出を算出する。

シミュレーションは30分単位で24時間365日分を実施した。1日のシミュレーションのイメージ図を図2.3.2-12に示す。

地域の電力需要に対し、既存電気事業者からの常時バックアップ・バイオマス・処分場の太陽光発電・電力卸取引市場（JEPX）からの電力調達を組み合わせる。実践と乖離する部分は計画外の余剰・不足電力（インバランス）として既存電事業者から調達・販売する。現状の不足インバランス時の調達価格は、割高な料金設定であるが、経済産業省の議論を踏まえ、余剰電力売電単価と同額として料金設定を行った。



※常時BU：常時バックアップ

図 2.3.2-12 1日のシミュレーションイメージ

## (2) 評価条件の設定

電力調達価格及び販売価格、事業運営費、その他（燃料調整費等）の設定を行う。また、シミュレーション条件詳細については、以下の表 2.3.2-6 にまとめた条件を設定する。

表 2.3.2-6 事業性評価のシミュレーション条件詳細一覧

項目		設定値（基本）	設定条件
収入	小売電収入	【業務用電力：東北電力同等】 基本料金：1,630.8 円/（kW・月） 昼間：16.51 円/kWh 夜間：15.34 円/kWh	・条件 1 東北電力と同等価格 ・条件 2 上記から年間料金 1%割引 ・条件 3 上記から年間料金 5%割引 ※ FIT 制度で需要家が消費量に応じて支払う賦課金は、全額費用負担調整機関へ渡るため、本検討では考慮しない。
	JEPX 売電収入 ※	夏季ピーク：11.82 円/kWh 夏季昼間：10.1 円/kWh 他季昼間：8.96 円/kWh 夏季休日・夜間：5.12 円/kWh 他季休日・夜間：7.09 円/kWh	・JEPX 市場に、500kW 単位で売電 ・直近過去 1 年分の時間毎 JEPX 市場価格から各時間帯の年間平均値を採用
	燃料調整費収入	高圧で-2.04 円/kWh 低圧で-2.09 円/kWh	・燃料価格の上下に伴う費用 ・直近 1 年間の平均価格を適用 ・小売電収入に包括して計上
収入/ 支出	余剰インバランス、不足インバランス	上記、 余剰電力売電単価と同じ	・需給計画から外れる場合に適用される料金。 余剰の場合は収入、不足の場合は支出となる。 ・経済産業省の議論を踏まえ、余剰及び不足インバランスは JEPX 市場単価に連動するものとする。
支出	託送料金	基本料金 675 円/（kW・月） 従量に応じて 2.12 円/kWh	・東北電力管内の託送料金を使用 ・近接性評価割引を適用し、0.54 円/kWh の割引
	再エネ調達費用	上記、余剰電力売電単価と同じ	・FIT 電源において直近過去 1 年間の JEPX 市場単価を適用
	常時バックアップ費用	従量に応じて 11.49 円/kWh	・需要規模の 3 割以下とする。 料金は東北電力から公開されている地帯間・他社購入・販売電力料（H25.4.3）に掲載されている常時バックアップ単価を採用。
	JEPX 買電費用	上記、余剰電力売電単価と同じ	・再エネ調達及び常時 BU の電力供給では不足する場合に JEPX 市場から、500kW 単位で調達。 ・直近過去 1 年分の時間毎 JEPX 市場の価格を採用。
	新電力運営委託費	業務委託費：3,000 万円/年 労務費（2 名）：540 万円/年 その他経費：280 万円/年	以下を考慮して設定 ・業務委託費（システム運用、需給管理） ・需給調整の稼働費等 ・その他経費（通信費、JEPX 会費、事務所家賃等）
	固定資産税	残存簿価の 1.4%	・残存簿価＝（システム導入費 - Σ年ごとの減価償却費）
支出 （初年度）	事業立上費用：3,600 万円 システム導入費：2,000 万円 （更新含む）	・新電力事業立上費用（0 年目） ・需給管理、顧客管理システム導入費（定率法にて 5 年償却、0 年目、9 年目に費用計上）	

※余剰電力売電単価の時間帯分類

夏季ピーク：7 月～9 月の午後 1 時から午後 4 時までの時間帯

夏季昼間：7 月～9 月の平日午前 8 時から午後 10 時までの夏季ピークを除く時間帯

他季昼間：1 月～6 月及び 10 月～12 月の平日午前 8 時から午後 10 時までの時間帯

夏季夜間・休日：7 月～9 月の午後 10 時から翌日前 8 時までの時間帯及び休日の全ての時間帯

他季夜間・休日：1 月～6 月及び 10 月～12 月の午後 10 時から翌日前 8 時までの時間帯及び休日の全ての時間帯



### 2.3.2.4.3 事業化可能性の評価

「2.3.2.4.2 (2) 評価条件の設定」で設定したシミュレーション条件を用いて、事業性を評価する。

20年事業を行った際の平均営業利益率のシミュレーション結果（表 2.3.2-7）から、ケース①において利益の確保が可能であることが確認できた。

ケース①とケース②との比較では、供給先が増える事で、買電収入と調達費用が増大し固定費である新電力運営費等の割合が低くなるため4～5%程度の営業利益率向上が確認された。ケース②とケース③の比較においては、余剰電力を市場へ安価に販売していた夜間電力を、需要へ販売する事で5～6%程度の営業利益向上が確認された。

表 2.3.2-7 事業性シミュレーション結果（20年間の平均営業利益率）

ケース		ケース①	ケース②	ケース③
	概要	供給先候補への供給	供給先候補拡大	夜間追加需要対応
	契約電力	5,320 kW	7,350 kW	8,350 kW
	夜間追加需要	—	—	1,000kW
	既存電力会社と同等価格	7.0%	10.7%	16.0%
	電気料金 年間割引率 1%	6.2%	10.1%	15.3%
	電気料金 年間割引率 5%	3.0%	7.3%	12.3%
【参考】	東北電力	9.0% (H27年度)		
	エネット	1.8% (H27年度)		

各ケースシミュレーション結果の詳細を以下に示す。

### 1) ケース①

ケース①における単年度の収入・支出（減価償却費除く）を図 2.3.2-13 に示す。

既存電力事業者と同等価格で電力販売する場合、売上額が 約 2 億 4,860 百万円、営業利益が 約 2,130 万円（営業利益率 約 8.5%）と試算される。年間 5% の電気料金の割引をしたとしても売上額 約 2 億 3,800 万円、営業利益は約 1,100 万円（営業利益率 約 4.6%）であり、既存の電力会社より安価に電力を供給することは十分可能である。

また、20年間の損益計算結果を以下図 2.3.2-14～2.3.2-16 に示す。初年度の初期投資は、約 5,600 万円（システム費用と会社設立費）であり、毎年の利益（1,100 万円～2,130 万円）を考慮すると、2～3年での初期投資の回収が可能である。

今回のシミュレーションでは、公共施設への供給を前提としているため、料金請求や契約手続き等の委託費が安く抑えられているが、民間企業や一般家庭への供給が発生した場合、事業運営費やシステム費用が増大する可能性があるため、注意が必要である。

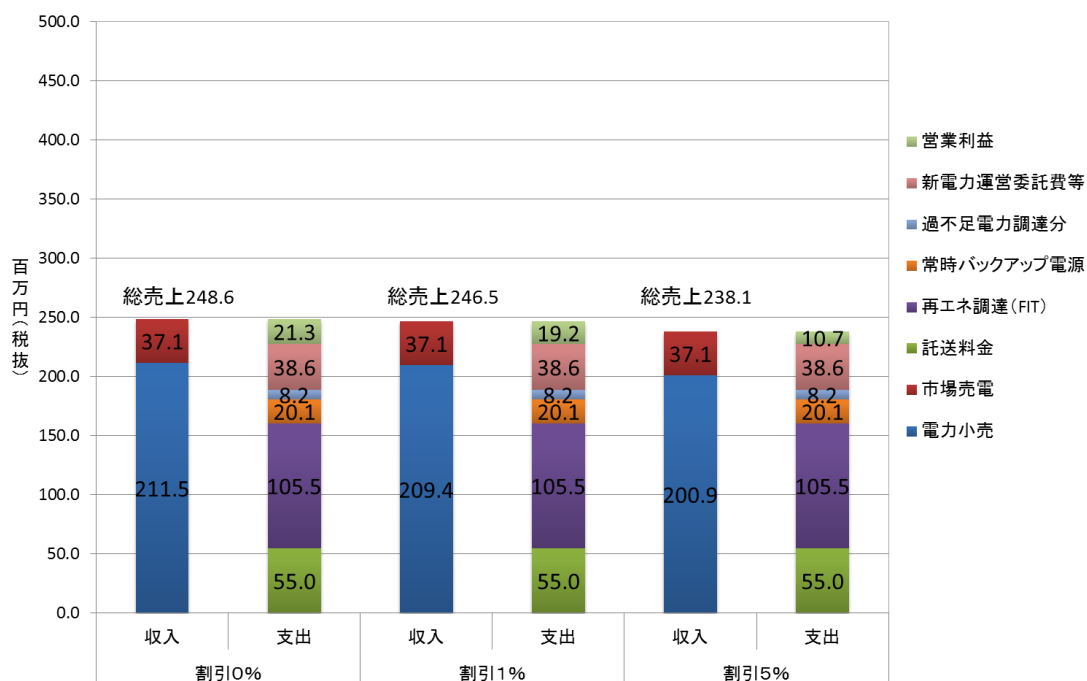


図 2.3.2-13 ケース①の2年目以降の事業収支（減価償却費除く）

ケース①の割引率  
＜電気料率＞

年数	年																				合計
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
システム導入費(千円)	20,000																				
収入(千円)	0	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776	253,776
支出(千円)	0	201,888	198,916	196,912	196,139	196,105	193,924	193,911	193,902	193,902	202,182	198,874	196,885	196,122	196,095	193,817	193,807	193,802	193,802	193,802	193,802
売上総利益(千円)	0	51,888	54,860	56,864	57,637	57,671	59,852	59,865	59,874	59,874	51,594	54,902	56,891	57,654	57,681	59,899	59,889	59,874	59,874	59,874	59,874
営業利益(千円)	0	-23,312	16,660	18,664	19,437	19,471	21,652	21,665	21,674	21,674	13,394	16,702	18,691	19,454	19,481	21,659	21,669	21,674	21,674	21,674	21,674
営業利益率		-8.8%	6.6%	7.4%	7.7%	7.7%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	5.3%	6.6%	7.4%	7.7%	7.7%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%

図 2.3.2-14 ケース① 20年の事業性 (既存電力会社と同等料金)

ケース①の割引率  
＜電気料率＞

年数	年																				合計
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
システム導入費(千円)	20,000																				
収入(千円)	0	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664	251,664
支出(千円)	0	201,888	198,916	196,912	196,139	196,105	193,924	193,911	193,902	193,902	202,182	198,874	196,885	196,122	196,095	193,817	193,807	193,802	193,802	193,802	193,802
売上総利益(千円)	0	49,776	52,748	54,752	55,525	55,559	57,740	57,753	57,762	57,762	49,482	52,790	54,779	55,542	55,569	57,747	57,757	57,762	57,762	57,762	57,762
営業利益(千円)	0	-24,424	-8,776	-6,776	-24,001	-24,001	-24,001	-24,001	-24,001	-24,001	-24,001	-24,001	-24,001	-24,001	-24,001	-24,001	-24,001	-24,001	-24,001	-24,001	-24,001
営業利益率		-9.7%	5.8%	6.6%	6.9%	6.9%	7.8%	7.8%	7.8%	7.8%	4.5%	5.8%	6.6%	6.9%	6.9%	7.8%	7.8%	7.8%	7.8%	7.8%	7.8%

図 2.3.2-15 ケース① 20年の事業性 (年間電気料金 割引1%)

ケース①の割引率  
＜電気料率＞

年数	年																				合計
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
システム導入費(千円)	20,000																				
収入(千円)	0	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190	243,190
支出(千円)	0	201,888	198,916	196,912	196,139	196,105	193,924	193,911	193,902	193,902	202,182	198,874	196,885	196,122	196,095	193,817	193,807	193,802	193,802	193,802	193,802
売上総利益(千円)	0	41,302	44,274	46,278	47,051	47,085	49,266	49,279	49,288	49,288	41,008	44,316	46,305	47,068	47,095	49,283	49,283	49,288	49,288	49,288	49,288
営業利益(千円)	0	-32,600	-6,074	-8,078	-8,851	-8,885	-11,066	-11,079	-11,088	-11,088	-2,808	-6,116	-8,105	-8,868	-8,895	-11,073	-11,083	-11,088	-11,088	-11,088	-11,088
営業利益率		-13.5%	2.5%	3.3%	3.6%	3.7%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	1.2%	2.5%	3.3%	3.6%	3.7%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%

図 2.3.2-16 ケース① 20年の事業性 (年間電気料金 割引5%)

## 2) ケース②

ケース②における単年度の収入・支出（減価償却費除く）を図 2.3.2-17 に示す。

既存電力事業者と同等価格で電力販売する場合、売上額が約 3 億 8,500 万円、営業利益 約 4,500 万円（営業利益率 11.7%）と試算される。ケース①と比較して売上が 1.5 倍、営業利益が 2.1 倍に拡大し、営業利益率が 3%程度向上している。

年間5%の電気料金の割引を行った場合でも売上額 約 3 億 7,000 万円、営業利益 約 3,080 万円（営業利益率 8.1%）である。

ケース①と比較すると、売上における市場売電の割合が 15%から 35%に上昇している。余剰電力の卸市場への売電収入は公共施設に供給する場合と比較して半分以下である。

ケース②はケース①から事業拡大により売上額と営業利益は向上しているものの、余剰電力が増加しており、需要の確保等の改善余地がある状態と言える。

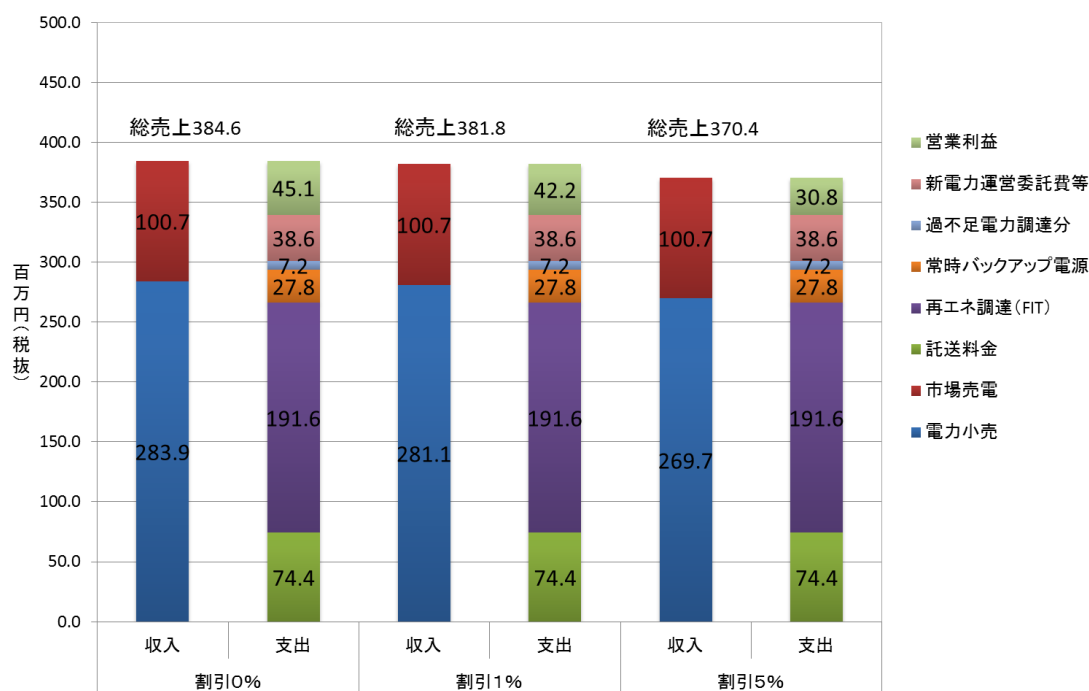


図 2.3.2-17 ケース②の事業収支（減価償却費除く）

ケースの割引0% (電気料金)		年数																				合計	
システム導入費(千円)		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
収入(千円)	20,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
支出(千円)	0	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	7,744,000
売上総利益(千円)	0	75,665	78,637	80,641	81,434	81,448	83,629	83,642	83,651	83,651	75,371	78,679	80,668	81,431	81,458	83,636	83,646	83,651	83,651	83,651	83,651	83,651	1,631,871
営業利益(千円)	0	1,465	41,902	84,343	127,537	170,805	216,233	261,676	307,126	352,577	398,028	443,479	488,930	534,381	579,832	625,283	670,734	716,185	761,636	807,087	852,538	897,989	831,871
営業利益率	0.0%	0.4%	10.4%	11.0%	11.2%	11.2%	11.7%	11.7%	11.7%	11.7%	9.6%	10.5%	11.0%	11.2%	11.2%	11.7%	11.7%	11.7%	11.7%	11.7%	11.7%	11.7%	10.7%

図 2.3.2-18 ケース② 20年の事業性 (電気料金割引0%)

ケースの割引1% (電気料金)		年数																				合計	
システム導入費(千円)		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
収入(千円)	20,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
支出(千円)	0	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	7,744,000
売上総利益(千円)	0	72,832	75,804	77,808	78,581	78,615	80,796	80,809	80,818	80,818	72,538	75,846	77,835	78,598	78,625	80,803	80,813	80,818	80,818	80,818	80,818	80,818	1,575,211
営業利益(千円)	0	1,368	37,604	75,444	113,284	151,124	198,964	246,804	294,644	342,484	390,324	438,164	486,004	533,844	581,684	629,524	677,364	725,204	773,044	820,884	868,724	916,564	775,211
営業利益率	0.0%	0.4%	9.8%	10.3%	10.5%	10.5%	11.1%	11.1%	11.1%	11.1%	8.9%	9.8%	10.3%	10.5%	10.5%	11.1%	11.1%	11.1%	11.1%	11.1%	11.1%	11.1%	10.1%

図 2.3.2-19 ケース② 20年の事業性 (電気料金割引1%)

ケースの割引5% (電気料金)		年数																				合計	
システム導入費(千円)		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
収入(千円)	20,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
支出(千円)	0	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	384,368	7,744,000
売上総利益(千円)	0	61,447	64,419	66,423	67,196	67,230	69,411	69,424	69,433	69,433	61,153	64,461	66,450	67,213	67,240	69,418	69,428	69,433	69,433	69,433	69,433	69,433	1,459,660
営業利益(千円)	0	12,753	32,190	64,380	96,570	128,760	160,950	193,140	225,330	257,520	289,710	321,900	354,090	386,280	418,470	450,660	482,850	515,040	547,230	579,420	611,610	643,800	547,511
営業利益率	0.0%	3.4%	7.0%	7.6%	7.8%	7.8%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	6.2%	7.0%	7.6%	7.8%	7.8%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	7.3%

図 2.3.2-20 ケース② 20年の事業性 (電気料金割引5%)

### 3) ケース③

ケース③における単年度の収入・支出（減価償却費除く）を図 2.3.2-21 に示す。

既存電力事業者と同等価格で電力販売する場合、売上額が約 4 億 2,900 万円、営業利益 約 7,280 万円（営業利益率 17.0%）と試算される。

ケース②と比較して売上が 6%増、営業利益が 60%増であり、営業利益率が 6%増と大幅に向上している。

年間 5%の電気料金の割引を行った場合でも売上額 約 4 億 1,000 万円、営業利益 約 5,460 万円（営業利益率 13.3%）である。

売上における市場売電の割合も 35%から 15%に減少しており、一日の需給に合わせた供給ができれば事業性が向上する方向に働く事が確認できた。

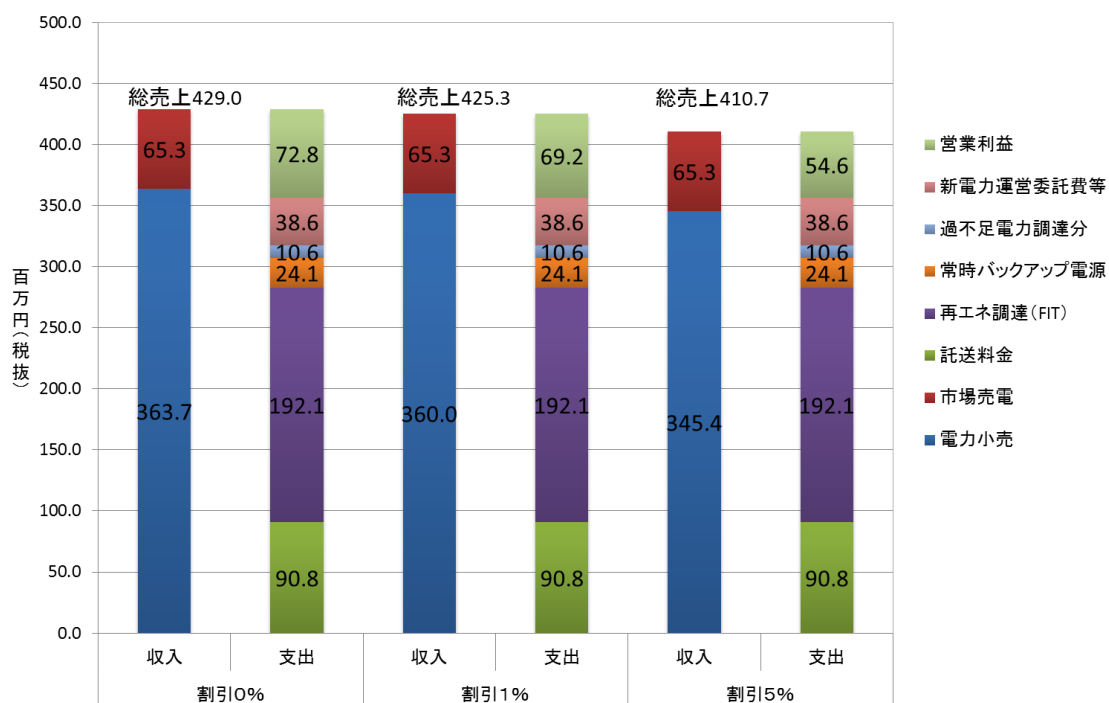


図 2.3.2-21 ケース③の事業収支（減価償却費除く）

ケース③割引0%  
(電気料金)

Table with 21 columns (years 0-20) and multiple rows for income (収入), expenses (支出), and financial indicators (売上総利益, 営業委託費, 労務費, etc.). Values are in thousands of yen.

図 2.3.2-22 ケース③ 20年の事業性 (電気料金割引0%)

ケース③割引1%  
(電気料金)

Table with 21 columns (years 0-20) and multiple rows for income (収入), expenses (支出), and financial indicators (売上総利益, 営業委託費, 労務費, etc.). Values are in thousands of yen.

図 2.3.2-23 ケース③ 20年の事業性 (電気料金割引1%)

ケース③割引5%  
(電気料金)

Table with 21 columns (years 0-20) and multiple rows for income (収入), expenses (支出), and financial indicators (売上総利益, 営業委託費, 労務費, etc.). Values are in thousands of yen.

図 2.3.2-24 ケース③ 20年の事業性 (電気料金割引5%)

#### 2.3.2.4.4 事業化に受けた課題整理と解決策の提案

##### (1) 検討結果に対する検証

検討結果の妥当性を検証するためA市に対してヒアリングを実施し、指摘事項を反映した。

##### (2) 事業化に受けた課題整理と解決策の提案

上記検討結果を踏まえ、事業化に向けた体系的な課題抽出と解決策を検討した結果を表2.3.2-8に示す。

表 2.3.2-8 事業化に向けた課題

課題	課題に対する対応の方向性
・電力自由化の進展による他の電力小売事業者の電力料金値下げリスク	・将来の電力料金低減に対応できる余力を持った価格設定と事業計画とする。
・地域エネルギー供給を行う事業会社に自治体が参加できない場合のリスク	・地元民間企業や、周辺地域で既に事業開始している地域エネルギー供給事業者との連携を検討する。
・電力調達に関する制度や条件の変更のリスク（過去にも固定価格買取制度対象の電力価格で制度変更有）	・制度の変更に対しては受け身的な対策しかとれないため、そのようなリスクがあることを手引書に記載する。



### 2.3.2.5 留意点等をまとめた手引書の作成

手引書の概要を以下に示す。

#### (1) 利用者の想定

自治体の担当者や民間事業者（ガイドラインを読んで地域エネルギー供給事業に興味を持った方）を想定とする。

#### (2) 手引書の位置付け

本手引書は、インターネット上では公開せず、利用者からの問い合わせがあった際に提供する資料とする。

#### (3) 手引書の目的

利用者に対し、地域エネルギー供給事業の概要や、検討プロセス、留意事項、具体的な事例等を示すことによって、処分場等の有効活用を推進する。

#### (4) 利用イメージ

利用者が本手引書を活用し、地域エネルギー供給事業の計画策定を推進する。

#### (5) 記載項目

処分場等太陽光発電の地域エネルギー供給に関する手引書（巻末資料2）を参照のこと。

## 2.4 導入メリット及び事業リスクの評価

### 2.4.1 沈下・ガスの現地計測の実施

#### (1) 現地調査対象処分場の選定

調査対象地は過年度調査対象とした2箇所のうち、過年度調査で沈下量のばらつきやガス濃度の変動がみられた三山クリーン(株)産業廃棄物最終処分場(いわき市)を対象とした。対象処分場及び太陽光発電施設の概要を表2.4.1-1に示す。

表 2.4.1-1 本年度調査対象とした処分場及び太陽光発電施設の概要

項目		調査対象		
処分場の概要	処分場名	三山クリーン(株)産業廃棄物最終処分場(第3期処分場)		
	管理者名	三山クリーン(株)		
	埋立面積	約 5,800 m <sup>2</sup>	供用期間	1988年から2009年
	埋立内容	産業廃棄物(有機・無機汚泥5割(無機が主)、煤塵3割、建設廃材2割)		
	埋立層厚	最大 35m	覆土厚	1.0m
太陽光発電の概要	発電所名	三山クリーン(株)産業廃棄物最終処分場太陽光発電		
	事業者名	三山クリーン(株)		
	事業規模	413kW	導入時期	H27(2015)年

#### (2) 沈下量の計測

##### 1) 沈下量の計測方法の設定

過年度調査と同様、水準測量とレーザー計測により標高(沈下量)を計測した。計測方法の概要を表2.4.1-2に、使用測量機器の概要を表2.4.1-3に示す。

表 2.4.1-2 沈下量計測方法の概要

種類	使用機器	計測方法
水準測量	1級レベル(水準儀)	<ul style="list-style-type: none"> <li>1級水準測量: 基準銀B及び太陽光パネルの架台部に取付けた銀Cとの比高差を計測する。</li> <li>2級水準測量: 計測対象範囲の外に取付けた基準銀Aと基準銀Bとの比高差を計測する。</li> </ul>
	2級レベル(水準儀) インバール(精密水準)標尺 バーコード水準標尺 (パターンスタッフ)	
地上型レーザー計測	地上型レーザースキャナ 三脚 長脚 基準球(タイプA、タイプB)	<ul style="list-style-type: none"> <li>基準点上に三脚を設置し基準球を配置する(計測に必要な基準点が不足する場合は、接合用の基準球を適宜設置)。</li> <li>次に、計測位置を選点し三脚に設置したレーザースキャナで基準球と計測対象を計測する(複数の位置から計測)。</li> </ul>

表 2.4.1-3 使用測量機器の概要

種類	機 器		数 量	性 能
水準測量	デジタルレベル	Nikon Trimble Dini0.3	1台	1級水準儀
	バーコードインバール標尺	Trimble (BG05、BG10)	各1本	1級標尺(0.5m、1.0m)
	デジタルレベル	ソキア SDL30	1台	2級水準儀
	バーコード標尺	ソキア BGS40A	2本	2級標尺(4.0m)
地上型レーザー計測	地上型レーザー測距儀	FARO X330	1	精度: ±2mm 計測範囲: 垂直 300° 水平 360°
	データ解析ソフト	FARO SCENE	1	

## 2) 沈下量の計測結果の整理

沈下量の計測位置を図 2.4.1-1 に、水準測量の結果を表 2.4.1-4 に、レーザー計測の結果を図 3.4-2 に示す。

水準測量の結果、平成 27 年 3 月から平成 28 年 10 月までの約 1 年 10 カ月の沈下量は、最大 28mm、最小 2mm、平均 23mm で、敷地内の中央南側の計測地点で比較的大きな沈下量が見られたが、最大値と最小値の差は 26mm で、大きな不等沈下は見られなかった。

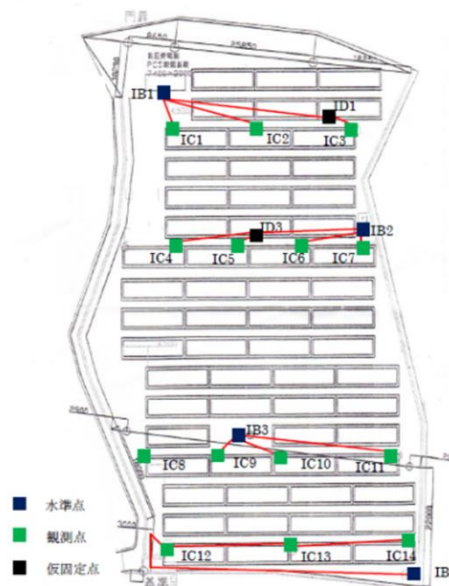


図 2.4.1-1 調査対象処分場における沈下量計測位置図

表 2.4.1-4 水準測量による沈下量計測結果 (H26~H28 年度)

地点番号	標高 (m)			沈下量 (m)		
	①H27/3/3	②H27/12/10	③H28/10/20	②-①	③-②	③-①
IA-1(基準点)	106.980	106.980	106.980	0.000	0.000	0.000
IA-2	113.681	113.679	113.679	-0.002	0.000	-0.002
IB-1	114.180	114.165	114.154	-0.015	-0.011	-0.026
IB-2	114.055	114.045	114.038	-0.010	-0.007	-0.017
IB-3	112.955	112.941	112.931	-0.014	-0.011	-0.025
IB-4	112.227	112.213	112.204	-0.014	-0.009	-0.023
IC-01	114.605	114.590	114.577	-0.015	-0.012	-0.028
IC-02	114.592	114.581	114.571	-0.011	-0.010	-0.021
IC-03	114.596	114.583	114.578	-0.013	-0.005	-0.018
IC-04	113.957	113.943	113.929	-0.014	-0.014	-0.028
IC-05	113.962	113.952	113.940	-0.010	-0.011	-0.022
IC-06	113.959	113.950	113.942	-0.009	-0.008	-0.017
IC-07	—	113.964	113.956	—	-0.007	—
IC-08	—	113.219	113.207	—	-0.012	—
IC-09	113.231	113.214	113.203	-0.017	-0.010	-0.028
IC-10	113.243	113.228	113.218	-0.015	-0.010	-0.025
IC-11	113.242	113.225	113.215	-0.017	-0.010	-0.027
IC-12	112.843	112.829	112.820	-0.014	-0.009	-0.023
IC-13	112.833	112.818	112.807	-0.016	-0.011	-0.026
IC-14	112.835	112.818	112.808	-0.017	-0.010	-0.028
絶対値最大	—	—	—	-0.017	-0.014	-0.028
絶対値最小	—	—	—	-0.002	0.000	-0.002
平均	—	—	—	-0.013	-0.009	-0.023
標準偏差	—	—	—	0.004	0.003	0.006

レーザー計測の結果、沈下量が相対的に大きい箇所は敷地の南側に多く分布しており、昨年度とほぼ同様の傾向が見られた。

また、レーザー計測により得られた太陽光パネル設置箇所付近における最大の沈下量は、敷地の最南端付近で観測された3～4cm程度（平成27年3月から平成28年10月までの約1年10カ月間）であった。\*

敷地の最南端付近における沈下量は、水準測量（地点番号 IC-14）では28mm、レーザー計測では3～4cm程度と、両者の計測値には差異がみられるが、レーザー計測の精度（点群データ合成後の精度は5mm～数cm程度。次頁の表2.4.1-5参照。）を考慮すれば誤差の範囲内と考えられる。

※レーザー計測の結果、太陽光パネル設置箇所からは離れているものの、敷地西端等の境界付近では10cm近い沈下が観測された地点も存在する。同箇所付近では第1回計測（平成27年3月）と第2回計測（平成27年12月）の間にフェンスが設置されており、フェンス設置工事に伴う地表面の変化が標高差として捉えられている可能性が考えられる。

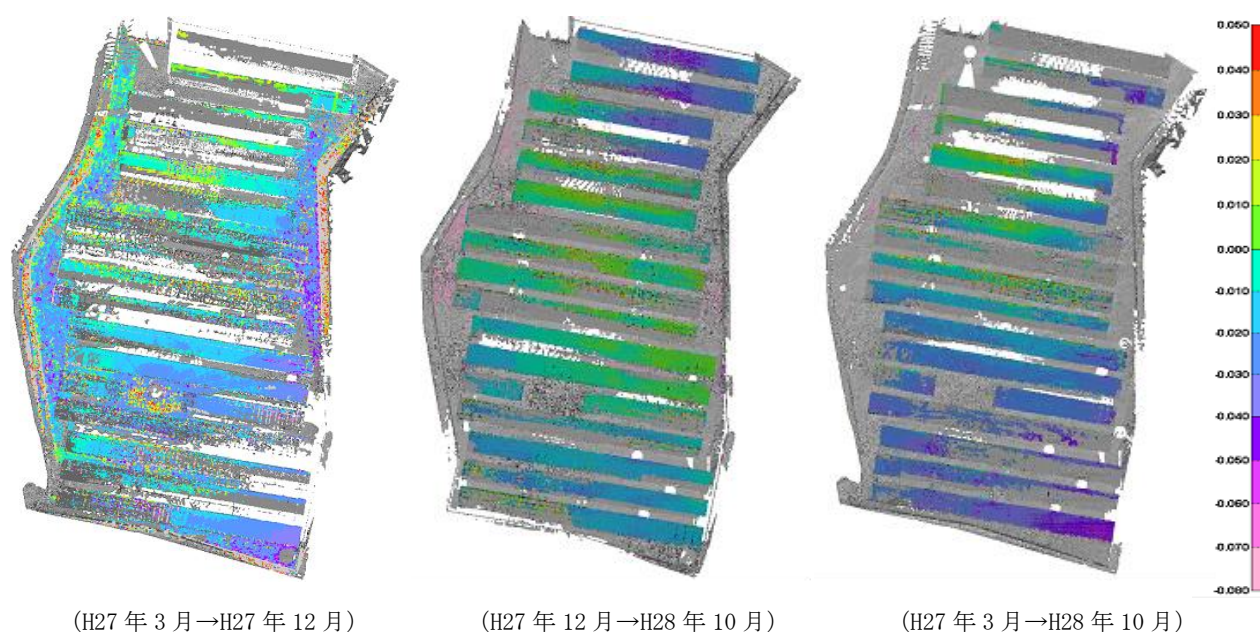


図 2.4.1-2 レーザー計測による沈下量計測結果（H26～H28年度）

### 3) 沈下量計測及びその結果の活用に関する考察

本調査で実施した水準測量、レーザー計測のほか、環境省「廃棄物埋立処分場等への太陽光発電導入実現可能性調査」対象処分場ではGNSS（GPS）測量の実施例も見られる。

各計測方法は以下のような特徴を有し、処分場の特性やパネルの設置状況等を踏まえ、適切な計測方法を選択することが望まれる。

表 2.4.1-5 沈下量計測に適用可能な測量方法の比較

	水準測量	レーザー計測	GNSS (GPS) 計測
イメージ	 <p>水準測量の作業状況 (例)</p>	 <p>レーザー計測の作業状況 (例)</p>	 <p>GPS センサーの設置状況 (例)</p>
概要	<p>標尺とレベル（水準儀）を用いて標高が既知の水準点と観測点の標高差を計測し、観測点の標高を定める。                      測量の目的及び必要な観測精度に応じて複数の方式（1級、2級、3級、4級、簡易）があり、一般に、高精度を必要とする地盤変動調査には1級水準測量、比較的変動の大きい地盤変動調査には2級水準測量が用いられる。</p>	<p>レーザースキャナーを用いて計測対象物の3次元座標データ（点群データ）を取得する。対象物全体を見渡せる位置にレーザースキャナーを設置して計測を行うことが望ましいが、遮へい物がある場合は死角を減らすために複数地点から計測を行うとともに、点群データの合成や、ノイズ（計測対象物以外の点）の削除作業が必要となる。</p>	<p>観測点にセンサー（受信機）を設置して、測位衛星からの距離をもとに観測点の位置座標を特定する。                      測定精度の異なる複数の方式があり、沈下量計測（同地点の標高の2時点比較）にはリアルタイムキネマティック方式（RTK-GNSS）の適用が考えられる。</p>
特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>最も標準的な測量方法</li> <li>精度が高い（1級水準測量は0.1mm単位、2級水準測量は1mm単位の測量が可能）</li> <li>測量できるのは高さのみで、面的な沈下状況の把握には不適</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>3次元座標データが取得でき、面的な標高把握に適する</li> <li>精度は中位（点単体では±2mm程度、合成後の精度は5mm～数cm程度）</li> <li>地上に遮へい物（太陽光パネル等）が存在する場合、死角を減らすための作業（複数地点からの計測、データ合成、ノイズ削除）に時間を要する</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>3次元座標データが取得でき、面的な標高把握に適する</li> <li>高頻度の繰り返し計測やリアルタイム計測に適する</li> <li>概して精度は低い（cm単位）が時系列統計処理によりmm単位で変位計測可能なシステムも現れている</li> <li>上空が開けていない山間部や、近隣にGPSと周波数の近いアンテナや高層ビルがある場所での計測は、精度が低下する可能性がある</li> </ul>



### (3) ガス量・濃度等の計測

#### 1) ガス採取・分析方法の設定

過年度調査と同様の方法により、同じ地点でガスの採取・分析を行うとともに、分析項目として検知管法による水素濃度分析を追加した。

試料採取地点の考え方を表 2.4.1-6 に、試料採取・分析方法の概要を表 2.4.1-7 に、試料採取地点を図 2.4.1-3 に示す。



図 2.4.1-3 調査対象処分場における試料採取地点

表 2.4.1-6 試料採取地点の考え方

①ガス抜き管	採取深度	ガス成分は、既設の管を利用し、地上の影響を受けない方法及び深度にて採取。ガス温度、成分は中心深度。
②ガス採取孔 (覆土層直下)	採取深度	対象2処分場ともにGL(地表面)から160cm ガス成分は、地上の影響を受けない方法及び深度にて採取。
	掘削方法	ハンドオーガーによる手掘り後、保護管を設置。
	保護管	外径17mm、全長1.2m。 保護管設置2～3日後にガス成分を採取する。

表 2.4.1-7 発生ガス計測方法の概要

計測項目	計測方法	試料採取箇所	分析機器
温度(°C)	温度計による	ガス抜き管:中心深度 ガス採取孔:覆土層下の地上温度は参考として計測	熱電対式温度計
発生量(L/分)	熱線式風速計による	地上の影響を受けない方法及び深度にて採取	熱式風速計(カノマックスMODEL6501series) 測定範囲:0.01~30.0m/s 精度:±2%
ガス組成(vol%) (メタン、二酸化炭素、硫化水素、酸素)	採取管を試料採取地点に設置し、減圧捕集法によりバックに採取し、試験室に移動してGC法により定量分析を行う	ガス抜き管:中心深度 ガス採取孔:覆土層下	ガスクロマトグラフ(島津製作所GC-2014型GC-TCD)
ガス組成(vol%) (水素)	検知管法	ガス抜き管:中心深度 ガス採取孔:覆土層下	ガス検知管 測定範囲:0.05~0.8% 試料採取量:50ml

## 2) ガス採取・分析結果の整理

ガス試料採取状況を表 2.4.1-8 に、分析結果を表 2.4.1-9 に示す。

ガス抜き管内試料はメタン濃度が高く、「最終処分場跡地形質変更に係る施行ガイドライン」で処分場廃止後の跡地利用における安全性確保等の要件とされているメタン濃度(1.5%以下)を超過しており、ガスの滞留等が生じないように注意が必要である。

また、ガス採取孔では、平成 27 年 3 月から平成 27 年 12 月にガス採取孔でメタン濃度の上昇が見られたが、平成 28 年 10 月にもガス抜き管 No.2 でメタン濃度の上昇が見られ、地中環境や気象条件等により相当程度の変動があるもの考えられる。

なお、本年度追加実施した検知管法による水素濃度分析の結果は、いずれの地点でも不検出(0.05%未満)であった。

表 2.4.1-8 三山クリーン(株)産業廃棄物処分場における試料採取状況

年度	試料名	採取年月日・時刻	天候	気温(℃)	計測深度(m)	気圧(hPa)※
H26 年度	ガス抜き管 No.1	H27.3.4 9:50	曇	10.2	7.57	1,000.7
	ガス抜き管 No.2	H27.3.11 11:15	曇	5.5	7.55	1,006.0
	ガス採取孔 No.1~2 間	H27.3.11 13:00	晴	10.0	1.35	1,004.6
H27 年度	ガス抜き管 No.1	H27.12.18 13:30	晴	9.6	20.0	1,021.7
	ガス抜き管 No.2	H27.12.18 11:00	晴	8.7	7.30	1,022.7
	ガス採取孔 No.1~2 間	H27.12.18 8:40	晴	7.2	1.57	1,023.2
H28 年度	ガス抜き管 No.1	H28.10.20 14:30	晴	23.1	7.05	1,010.4
	ガス抜き管 No.2	H28.10.20 11:00	晴	26.9	7.15	1,011.4
	ガス採取孔 No.1~2 間	H28.10.20 8:40	晴	21.5	1.63	1,012.2

※上表の気圧は最寄観測所で観測された1時間毎の気圧(小名浜気象台)

表 2.4.1-9 三山クリーン(株)産業廃棄物処分場におけるガス分析結果

試験項目	試料名	H26 年度	H27 年度	H28 年度	平均
メタン (vol%)	ガス抜き管 No.1	76.5	80.2	82.2	79.6
	ガス抜き管 No.2	60.0	15.6	82.8	52.8
	ガス採取孔 No.1~2 間	0.1 未満	66.7	4.0	23.6
二酸化炭素 (vol%)	ガス抜き管 No.1	11.4	10.2	11.2	10.9
	ガス抜き管 No.2	7.5	1.8	9.9	6.4
	ガス採取孔 No.1~2 間	0.1 未満	2.0	0.6	0.9
酸素 (vol%)	ガス抜き管 No.1	2.2	1.2	1.4	1.6
	ガス抜き管 No.2	6.3	17.4	1.2	8.3
	ガス採取孔 No.1~2 間	21.1	6.3	20.1	15.8
硫化水素 (volppm)	ガス抜き管 No.1	0.2 未満	0.2 未満	1.8	0.7
	ガス抜き管 No.2	0.8	0.2	1.9	1.0
	ガス採取孔 No.1~2 間	0.2 未満	0.2 未満	0.3	0.2
ガス発生量 (L/min)	ガス抜き管 No.1	64	29	110	67.7
	ガス抜き管 No.2	38	5.7	110	51.2
	ガス採取孔 No.1~2 間	0.00030	0.41	0.028	0.146
ガス温度 (℃)	ガス抜き管 No.1	21.0	19.5	23.1	21.2
	ガス抜き管 No.2	15.4	23.3	24.8	21.2
	ガス採取孔 No.1~2 間	10.6	15.7	23.1	16.5

### 3) ガス計測及びその結果の活用に関する考察

平成 26～28 年度の定点観測の結果、以下の特徴が見られ、有機系廃棄物を含む処分場ではガスの発生量・濃度に相当程度の変動が生じ得ることが確認された。

- ・ガス抜き管及びガス採取孔のメタン濃度に大きな変動が観測され、その傾向は太陽光パネル設置に伴う地盤締め固め直後に限らず、約 1 年半経過後も見られる。
- ・平成 27 年 3 月、同年 12 月と比べ、平成 28 年 10 月にはガス抜き管におけるメタン濃度、硫化水素濃度、ガス発生量がいずれも上昇しており、季節的な変動が生じている可能性も考えられる。
- ・ガス抜き管の酸素濃度や試料採取深度等から、廃棄物層内が嫌気的環境となっていることが窺われる。

有識者意見、文献調査結果及び上記の実測結果を踏まえ、ガス対策として、労働安全衛生上の観点から、以下の取組が強く望まれる。

- ・過去にガス量・濃度の測定を行っていない処分場においては、太陽光導入に先立ち、少なくとも一度はガス量・濃度の実測を行い、その結果を発電事業者や施工業者に共有しておくこと
- ・太陽光導入にあたり地盤の締め固めやアスファルト舗装等を行う場合は、工事後に発生ガス濃度が大幅に上昇する可能性があるため、ガス量・濃度の計測を継続的にを行い、必要に応じ、ガスの滞留防止等の対策を講じること

また、上記に該当しない場合においても、地中環境や気象条件等により相当程度の変動が生じている可能性があることから、ガス対策の可否や方法の検討に資するため、ガス濃度や地中温度等の簡易計測等により、ガス量・濃度の度合いやその変動幅を確認しておくことが望まれる。



## 2.4.2 不等沈下による発電効率の低下量の算定

### (1) 現地計測を基にした不等沈下による発電効率の低下量の算定

#### 1) 発電量測定方法の設定

沈下・ガスの実測と同じ処分場（三山クリーン(株)産業廃棄物最終処分場（いわき市））を対象として、複数系列（10 スtring）毎の発電量を計測し、発電量と不等沈下の度合いとの関連について考察した。

計測期間は、計測時の気象条件の変動による影響を排除するため、約5週間（10月31日～12月2日、うち晴天日20日）の連続計測とした。

また、調査対象Stringについては以下の指標を把握し、パネル性能のばらつきによる発電量への影響を排除して評価を行った。

- ・ I-V カーブ（電流-電圧特性曲線）
- ・ Isc（短絡電流）
- ・ Voc（開放電圧）
- ・ Pmax（最大電力）
- ・ 測定時の気象データ（日射量、気温）

※発電量に影響する不等沈下以外の要因として、パネル性能のほか、パネル面の汚れや雑草その他による日射の遮へい等も考えられるが、三山クリーン(株)ではパネル清掃や雑草除去をこまめに実施しており、周辺の遮へい物もないため、パネル性能以外の要因（パネル汚れや雑草等）によって生じる発電量のばらつきは軽微と考えられる。

※計測期間中の降雪日（11月24日）にはパネル面に若干の積雪があり、翌日（晴天日）午前中に除雪作業が実施された。そのため、降雪翌日の発電量については、調査対象全Stringの除雪終了まで時間帯（除雪された時間のずれにより発電量に差が生じる可能性がある）の発電量は集計・分析対象から除外することとした。

表. 2.4.2-1 発電量測定及びパネル性能評価方法の概要

種類	対象String	計測期間	使用機器	使用機器の性能等
発電量測定	図3.4-4に示す太陽光アレイ（上段・下段の2Stringからなる）の上段	10月31日～12月1日	クランプデータロガー（日置電機 LR8513）	精度：±1.0% 最小分解能：0.01A
パネル性能評価		12月2日	I-V特性測定装置（戸上電機 SPST-A1A）	精度： 電圧 1%rdg±5dgt 電流 1%rdg±5dg 最小分解能：0.01A

#### 2) 発電量測定結果の整理

対象Stringの位置を図2.4.2-1に、パネル性能評価（I-Vカーブ（電流-電圧特性曲線）測定等）の結果を図2.4.2-2に、String毎のパネル傾斜角及び発電量測定結果の概要を表2.4.2-2、図2.4.2-3に示す。

パネルのずれが目視で確認できる箇所や、レーザ計測によるアレイ四隅の標高から傾斜角最大/最小と見られる箇所など、傾斜角のばらつきが最大となるよう対象ストリングを選定したが、傾斜角は $9.9^{\circ} \sim 10.3^{\circ}$  (設計値  $10^{\circ}$  に対し $-0.1^{\circ} \sim +0.3^{\circ}$ ) の範囲である。

一方、ストリング毎の発電量について、計測期間中の晴天日 20 日のうち、雲による部分的な日影等が極力少ない終日晴天日 (日照時間 9 時間以上) を 5 日間抽出して日平均発電量を見ると  $14.25 \sim 14.45 \text{ kWh/日}$  の範囲であった。

I-V カーブ (電流-電圧特性曲線) 測定等の結果、調査対象全ストリングについて異常は見られず、パネル性能はほぼ同等とみられるため、傾斜角と発電量の相関を見ると、傾斜角が  $10^{\circ}$  から拡大するとともに僅かながら発電量が増える傾向が見られたが、傾斜角と発電量の相関は低く、発電量の差は平均値に対し概ね $\pm 0.5\%$ の範囲であった。

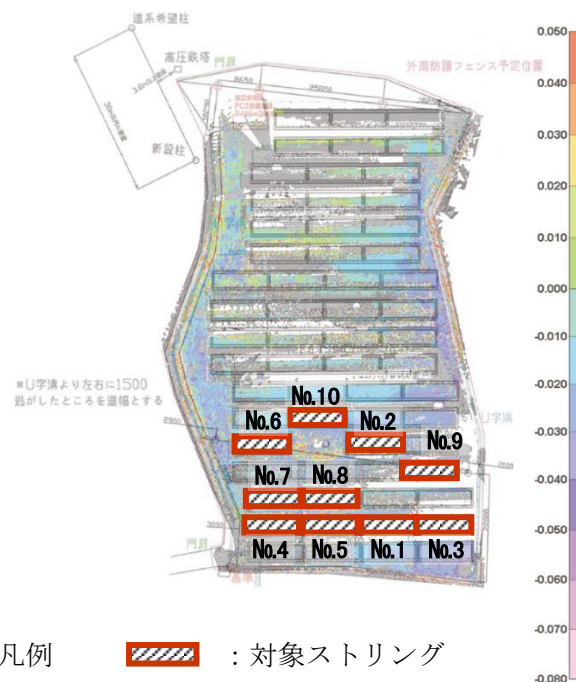


図 2.4.2-1 三山クリーン(株)産業廃棄物処分場における発電量計測対象ストリング

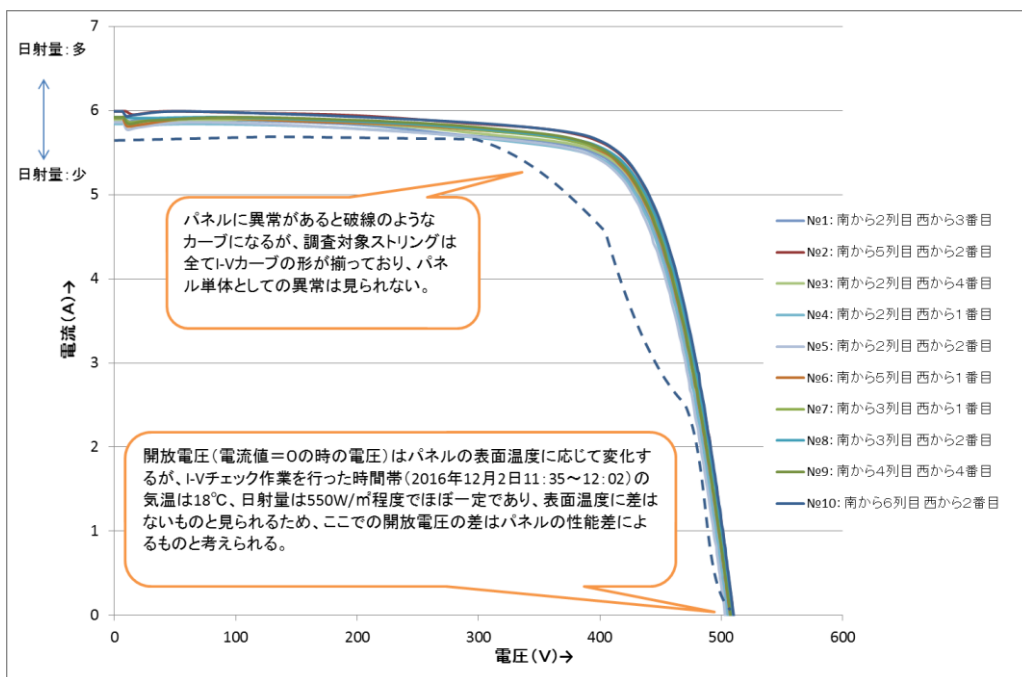


図 2.4.2-2 I-V カーブ (電流-電圧特性曲線) 測定結果

表 2.4.2-2 スtring毎の発電量測定結果（開放電圧による補正後）

↓傾斜角のずれ最小

		No.1		No.2		No.3		No.4		No.5	
		南から2列目 西から3番目		南から5列目 西から2番目		南から2列目 西から4番目		南から2列目 西から1番目		南から2列目 西から2番目	
		傾斜角 9.917°		傾斜角 9.919°		傾斜角 9.952°		傾斜角 9.993°		傾斜角 10.019°	
		沈下幅 南-0.6cm		沈下幅 南-0.6cm		沈下幅 南-0.3cm		沈下幅 南-0.0cm		沈下幅 南+0.1cm	
日付	日照時間	発電量 (kWh/日)	No.4 比	発電量 (kWh/日)	No.4 比	発電量 (kWh/日)	No.4 比	発電量 (kWh/日)	No.4 比	発電量 (kWh/日)	No.4 比
11/4	9.3	13.829	99.68%	13.800	99.48%	13.806	99.52%	13.873	100.00%	13.873	100.00%
11/6	9.7	14.906	99.62%	14.837	99.16%	14.873	99.40%	14.963	100.00%	14.966	100.02%
11/12	9.8	13.897	99.76%	13.879	99.63%	13.874	99.59%	13.931	100.00%	13.936	100.04%
11/16	9.7	14.918	99.68%	14.833	99.11%	14.894	99.52%	14.966	100.00%	14.966	100.00%
11/29	9.0	13.259	99.71%	13.207	99.32%	13.221	99.42%	13.298	100.00%	13.295	99.98%
合計	47.5	70.809	99.69%	70.556	99.33%	70.667	99.49%	71.031	100.00%	71.037	100.01%
平均	9.5	14.162	99.69%	14.111	99.33%	14.133	99.49%	14.206	100.00%	14.207	100.01%

		No.6		No.7		No.8		No.9		No.10	
		南から5列目 西から1番目		南から3列目 西から1番目		南から3列目 西から2番目		南から4列目 西から4番目		南から6列目 西から2番目	
		傾斜角 10.073°		傾斜角 10.164°		傾斜角 10.218°		傾斜角 10.234°		傾斜角 10.250°	
		沈下幅 南+0.5cm		沈下幅 南+1.1cm		沈下幅 南+1.5cm		沈下 南+1.6cm		沈下 南+1.7cm	
日付	日照時間	発電量 (kWh/日)	No.4 比	発電量 (kWh/日)	No.4 比	発電量 (kWh/日)	No.4 比	発電量 (kWh/日)	No.4 比	発電量 (kWh/日)	No.4 比
11/4	9.3	13.823	99.64%	13.839	99.76%	13.940	100.48%	13.872	100.00%	13.834	99.72%
11/6	9.7	14.907	99.62%	14.925	99.74%	15.011	100.32%	14.954	99.93%	14.812	98.99%
11/12	9.8	14.188	101.84%	13.909	99.84%	14.010	100.57%	13.941	100.07%	13.914	99.88%
11/16	9.7	14.925	99.72%	14.930	99.76%	15.038	100.48%	14.965	99.99%	14.829	99.08%
11/29	9.0	13.257	99.69%	13.286	99.91%	13.336	100.29%	13.292	99.96%	13.212	99.36%
合計	47.5	71.099	100.10%	70.888	99.80%	71.335	100.43%	71.024	99.99%	70.602	99.40%
平均	9.5	14.220	100.10%	14.178	99.80%	14.267	100.43%	14.205	99.99%	14.120	99.40%

※ 日照時間：気象庁データ（小名浜観測所）による。

※ 沈下幅：パネル傾斜角の設計値からのずれを不等沈下によるものとみなし、南北方向のアレイ長さ（斜面約 4.0m、水平約 3.9m）あたり不等沈下量（cm）に換算したもの。南側への沈下（傾斜角増）を+、北側への沈下（傾斜角減）を-で表示。

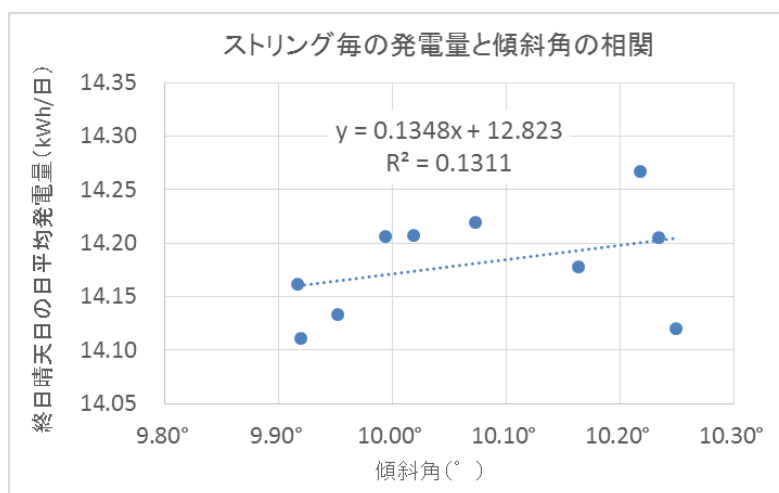


図 2.4.2-3 String毎の傾斜角と発電量（補正後）の相関

## (2) シミュレーションを基にした不等沈下による発電効率の低下量の算定

発電量低下リスクの観点から受容可能な不等沈下の度合いに関する検討の参考とするため、不等沈下によりパネル傾斜角に変化が生じた場合の発電量の算定シミュレーションを実施した。

- 一般的な太陽光パネルの方角角・傾斜角から、東西方向及び南北方向に複数パターンの沈下（例：0.5°、1°、2°、5°）を想定。
- 複数方向の沈下パターンを反映可能な市販ソフト（㈱ラプラス・システム Solar Pro）を用いて、沈下がない場合の発電量を100としたときの、沈下による発電量の低下量を算定。

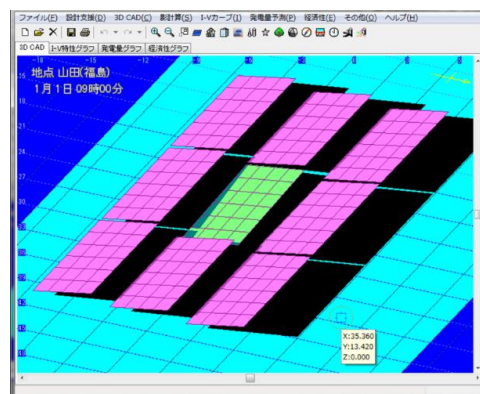


図 2.4.2-4 不等沈下による発電効率（発電量）の低下量の算定イメージ

発電量実測結果と照合するため、三山クリーン㈱（いわき市）と同様の条件

- パネル：京セラ 242Wパネル 傾斜角 10 度、直列数 12
- 日射地点：山田（福島）

を想定し、様々な沈下角度を仮定した際の発電量の変化は以下のとおり。

表 2.4.2-3 様々な傾斜角に応じた発電量シミュレーション結果

東向き		0.00°	0.25°	0.50°	1.00°	2.00°	3.00°	4.00°	5.00°
南向きの沈下	0.0cm	4.4cm	8.8cm	17.6cm	35.2cm	52.8cm	70.4cm	88.0cm	
-2.0°	-13.8cm	3,242	3,237	3,228	3,200	3,126	3,050	2,966	2,890
-1.0°	-6.9cm	3,267	3,262	3,255	3,232	3,161	3,085	3,000	2,922
-0.5°	-3.5cm	3,278	3,274	3,268	3,246	3,177	3,102	3,018	2,938
0.0°	0.0cm	3,289	3,285	3,280	3,259	3,193	3,117	3,034	2,953
0.5°	3.5cm	3,300	3,296	3,291	3,271	3,207	3,133	3,049	2,968
1.0°	6.9cm	3,310	3,306	3,302	3,283	3,221	3,147	3,064	2,982
2.0°	13.7cm	3,331	3,327	3,322	3,306	3,247	3,175	3,093	3,010

表 2.4.2-4 不等沈下がない場合の発電量に対する比率

東向き		0.00°	0.25°	0.50°	1.00°	2.00°	3.00°	4.00°	5.00°
南向きの沈下	0.0cm	4.4cm	8.8cm	17.6cm	35.2cm	52.8cm	70.4cm	88.0cm	
-2.0°	-13.8cm	98.6%	98.4%	98.1%	97.3%	95.1%	92.7%	90.2%	87.9%
-1.0°	-6.9cm	99.3%	99.2%	99.0%	98.3%	96.1%	93.8%	91.2%	88.8%
-0.5°	-3.5cm	99.7%	99.5%	99.4%	98.7%	96.6%	94.3%	91.7%	89.3%
0.0°	0.0cm	100.0%	99.9%	99.7%	99.1%	97.1%	94.8%	92.3%	89.8%
0.5°	3.5cm	100.3%	100.2%	100.1%	99.5%	97.5%	95.3%	92.7%	90.2%
1.0°	6.9cm	100.6%	100.5%	100.4%	99.8%	97.9%	95.7%	93.2%	90.7%
2.0°	13.7cm	101.3%	101.2%	101.0%	100.5%	98.7%	96.5%	94.0%	91.5%

※ 南向きの沈下（傾斜角増）を+、北向きの沈下（傾斜角減）を-で表示している。

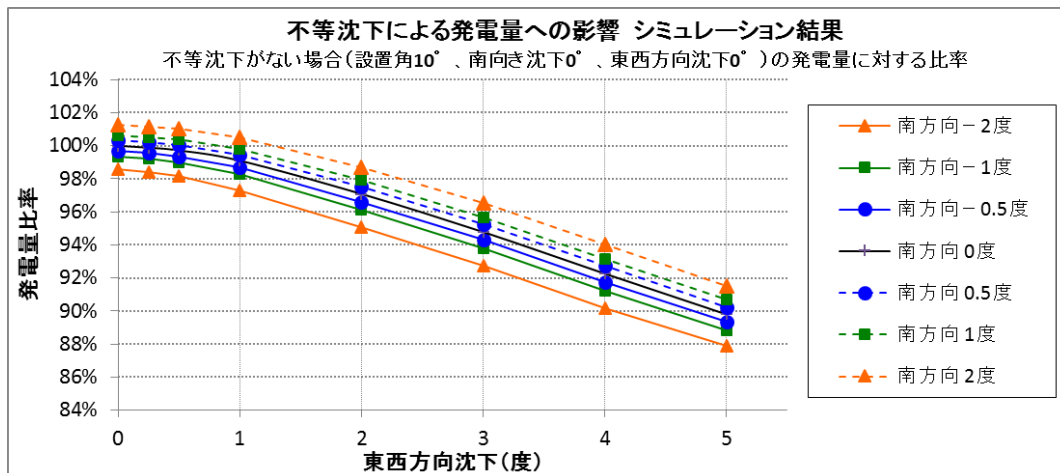


図 2.4.2-5 様々な傾斜角に応じた発電量シミュレーション結果

本調査対象で見られた程度の傾斜角のずれ ( $\pm 0.5^\circ$ ) による発電量の変化は、実測値、シミュレーション結果ともに約 1% 程度の範囲内である。また、風荷重等を考慮し傾斜角を小さくしている場合、傾斜角が増す方向で不等沈下が生じれば発電量が増えることも考えられる。

さらに傾斜角のずれが大きくなった場合、例えば南方向  $2^\circ$ 、東西方向  $5^\circ$  (南北 4m × 東西 10m の太陽光アレイでは、南北 13.7cm、東西 88cm の不等沈下に相当) といったずれが生じた場合は 10% を超える発電量低下が見込まれるが、こうした事態が生じた場合は、発電量低下以前に発電設備の破損等の支障が懸念される。

### 2.4.3 文献調査結果

処分場の構造や埋立内容物の違いから沈下やガス発生の傾向に違いがあることに留意しつつ、米国及びスウェーデンの下記文献を対象として海外文献調査を行い、我が国での処分場太陽光導入促進に参考となる情報の抽出・整理を行った。

- ・文献①：米 EPA 調査で収集された米国内処分場太陽光の優良取組事例集  
U.S. Environmental Protection Agency, Best Practices for Siting Solar Photovoltaics on Municipal Solid Waste Landfills, February 2013
- ・文献②：米マサチューセッツ州による処分場太陽光導入ガイドライン  
Massachusetts Department of Energy Resources, The Guide to Developing Solar Photovoltaics at Massachusetts Landfills, 2012
- ・文献③：米スーパーファンド対象汚染地への太陽光導入に係る研究論文  
Gabriel Sampson (University of California) for U.S. Environmental Protection Agency Office of Solid Waste and Emergency Response Office of Superfund Remediation and Technology Innovation, Solar Power Installations on Closed Landfills : Technical and Regulatory Considerations, September 2009
- ・文献④：スウェーデンにおける処分場への太陽光導入に係る研究論文  
Cecilia Martensson, Martin Skoglund (Linköpings Universitet), Solar Landfills - A Study of the Concept in a Swedish Setting, May 2014

今回調査対象とした米国及びスウェーデンの文献では、概して以下の特徴が見られた。

- ・沈下のリスクを相対的に重視している・・・沈下はフィージビリティに関わる問題、他のリスクは技術的配慮により対応可能な問題、との認識が窺われる。
- ・メタン等の回収・利用が別途推進されている・・・米国では 2011 年までに約 540 件の埋立処分場ガスエネルギー利用プロジェクトが稼動。EPA は埋立地メタン利用プログラム等により 490 件以上のプロジェクトを支援。太陽光導入にあたっては、ガス回収システムとの並存を想定した技術的配慮のあり方が示されている。
- ・太陽光発電導入促進の対象地として、廃棄物の埋立処分場とともに、土壤汚染地（米国ではスーパーファンドサイト等）が比較的大きな位置づけを占めている。

調査対象文献における沈下・ガス等に係る主な記載を次頁の表 2.4.3-1 に示す。

表 2.4.3-1 海外文献における沈下・ガス等に係る主な記載

項目	主な記載
処分場太陽光の導入事例等	<ul style="list-style-type: none"> <li>・マサチューセッツ州の廃棄物処分場 490 箇所以上のうち 466 箇所は埋立終了、うち 40 箇所以上が跡地利用許可済みで、そのうち 20 箇所が太陽光発電（計 42.8MW）が導入されている。（文献②）</li> </ul>
不等沈下の傾向及び対処方法に係る記載	<ul style="list-style-type: none"> <li>・雨水やガスの問題は設計で緩和可能だが、沈下はプロジェクトの障害となりうるため、早期にフィージビリティ調査が必要。（文献①③）</li> <li>・電事業者は概して埋立終了後数年以内で沈下が見込まれる処分場への立地は避ける。大幅な沈下が埋立終了後 5 年以上続く場合もあるので、沈下状況のモニタリングと将来予測を行うことが推奨される。（文献①）</li> <li>・埋立物の内容等によるが埋立終了後 10～15 年たてば沈下は落ち着いているだろう。（文献②）</li> <li>・沈下が懸念される場所では、追尾型システム（沈下の影響を受けやすい）や自重の大きい基礎（沈下を促進しやすい）等は望ましくない。（文献③）</li> <li>・沈下対策として、適切な場所選定、地盤の締め固め、ジオグリッドによる補強、ジオメンブレイン一体型太陽電池モジュール、高さ調整可能な架台の採用等がある。（文献①③）</li> <li>・沈下の多くは埋立終了後 10 年間に生じ、この期間の太陽光導入は避けるべき。（埋立終了後 10 年以上たつような）EU 規制強化以前の古い処分場では廃棄物の種類・埋立層厚・分布等のデータがなく調査が必要。（文献④）</li> </ul>
ガス発生への傾向及び対処方法に係る記載	<ul style="list-style-type: none"> <li>・跡地利用許可にあたり州環境局が太陽光導入によるガス管理システムへの影響を確認する。（文献②）</li> <li>・太陽光導入検討時にガス回収・利用状況も確認しておくべき。（文献④）</li> </ul>
その他処分場特有のリスクに係る記載	<ul style="list-style-type: none"> <li>・跡地利用許可にあたり州環境局が太陽光導入による覆土への影響を確認する。（文献②）</li> <li>・処分場太陽光導入にあたり技術的側面は（経済的側面と比べ）大きな問題ではない。（文献④）</li> </ul>

出典：

- ・文献①：米 EPA 調査で収集された米国内処分場太陽光の優良取組事例集  
U.S. Environmental Protection Agency, Best Practices for Siting Solar Photovoltaics on Municipal Solid Waste Landfills, February 2013
- ・文献②：米マサチューセッツ州による処分場太陽光導入ガイドライン  
Massachusetts Department of Energy Resources, The Guide to Developing Solar Photovoltaics at Massachusetts Landfills, 2012
- ・文献③：米スーパーファンド対象汚染地への太陽光導入に係る研究論文  
Gabriel Sampson (University of California) for U.S. Environmental Protection Agency Office of Solid Waste and Emergency Response Office of Superfund Remediation and Technology Innovation, Solar Power Installations on Closed Landfills: Technical and Regulatory Considerations, September 2009
- ・文献④：スウェーデンにおける処分場への太陽光導入に係る研究論文  
Cecilia Martensson, Martin Skoglund (Linkopings Universitet), Solar Landfills - A Study of the Concept in a Swedish Setting, May 2014

#### 2.4.4 リスク対応方策等の整理

昨年度までの調査結果及び前項までの調査結果を踏まえ、事業リスク（配慮事項）への対応方策に係る「廃棄物最終処分場等における太陽光発電の導入・運用ガイドライン」（以下「ガイドライン」という。）への反映方針について以下に整理する。

##### （1）リスク対応方策等検討の前提条件について

- ・本調査における太陽光導入促進の対象は「処分場等」（最終処分場のほか最終処分場廃止後の跡地や不法投棄地を含む）だが、最終処分場とそれ以外では（維持管理の要否等により）リスク対応方策の考え方が異なり、当面の太陽光導入促進の主たる対象は（廃止前の）最終処分場と想定されることから、ガイドラインでは廃止前の最終処分場で太陽光発電の導入を検討する際の配慮事項について記す。
- ・（廃止前の）最終処分場で太陽光発電を導入する場合、維持管理基準（一般廃棄物の最終処分場及び産業廃棄物の最終処分場に係る技術上の基準を定める省令 第一条第2項、第二条第2項）に沿った維持管理の実施が大前提となることを示す。

##### （2）不等沈下への対応について

- ・対策要否に係る判断基準（沈下幅等）が複数存在すること等を踏まえ、重大なリスクを回避しつつ、太陽光導入意欲を損なわないよう、フローを用いずに判断の目安となる値を示す。
- ・「判断の目安となる値」として、以下の2種類の値を示す。
  - ・太陽光モジュールに物理的支障が生じるおそれのある変位量（ねじれ）・・・JIS C 8917 結晶系太陽電池モジュールの環境試験方法及び耐久性試験方法 附属書9 ねじり試験 A-10
  - ・実測及びシミュレーションにより発電量にほとんど影響しないことが確認された不等沈下量
- ・沈下量測定を行う処分場管理者や発電事業者等の参考に供するため、沈下量計測に適用可能な測量方法の比較表を掲載する・・・表 2.4.1-5 を簡略化したもの

##### （3）発生ガスへの対応について

- ・廃棄物の分解時に発生するガスによる悪影響（硫化水素による設備の腐食やメタンによる火災・爆発等）を避けるため、ガス発生量・濃度の測定を行っている処分場ではその結果を活用し、また、ガス発生量・濃度の測定を行っていない処分場でも太陽光発電の導入前に少なくとも1回はガス発生量・濃度の実測を行い、その情報を発電事業者や施工業者に共有しておくことが強く望まれることを示す。
- ・対策要否に係る判断基準（ガス濃度等）が複数存在すること等を踏まえ、重大なリスクを回避しつつ、太陽光導入意欲を損なわないよう、フローを用いずに判断の目安と



なる値を示す。

- ・ 作業者が立ち入る場所の可燃性ガス等の発生基準の目安として、「最終処分場跡地形質変更に係る施行ガイドライン」に示されている値（メタンガス：1.5%以下 等）を示す。

#### （４） 処分場の維持管理への配慮について

- ・ （廃止前の）最終処分場で太陽光発電を導入する場合、維持管理基準※に沿った維持管理の実施が大前提となることを示す。

※ 一般廃棄物の最終処分場及び産業廃棄物の最終処分場に係る技術上の基準を定める省令 第一条第2項、第二条第2項

- ・ 未然に防止するべき事態として、「雨水集中箇所を表土流出による廃棄物の露出・流出や覆土厚の不足」、「荷重増等による貯留構造物や維持管理設備の破損・劣化等」を想定し、それぞれ対応方を記載する。

#### （５） その他の配慮事項について

- ・ 将来の使用済太陽光発電設備の廃棄量増大を想定し、発電事業終了時に発生する使用済太陽光発電設備の適切な取扱いに言及するとともに、「太陽光発電設備のリサイクル等の推進に向けたガイドライン（第一版）」（平成28年3月、環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策部企画課リサイクル推進室）を紹介する。

本年度調査対象以外、ガイドラインの記載以外も含め、リスク項目毎、類型（保有／軽減／回避／移転）毎のリスク対応方を表2.4.4-1に示す。

表 2.4.4-1 事業リスクへの対応方策

リスク事象		視点			事業リスクへの対応方策、対応事例等			
想定される原因	回避すべき結果 (限界状態)	処	発	住	リスクの保有（及び前提としてのリスク評価）	リスクの軽減	リスクの回避	リスクの移転
・処分場の不等沈下	・発電設備の損傷		●		◎ ・埋立物の確認・分析 ・地中温度・水位・浸出水質等のモニタリング ・沈下量の計測・推計	◎ ・適切な基礎・架台工法の選択（基礎・架台の軽量化、太陽光アレイの小規模化、連続基礎形式(布基礎)の採用等) ・設置前のガス抜き・地盤改良	◎ ・一定以上の不等沈下が見込まれる区画（埋立終了直後や有機物の多い区画等）へのパネル設置回避	◎ ・不等沈下による財物損害の補償を含む保険への加入 ※1 ・リース方式の活用
	・発電効率の低下		●		△ ・埋立物の確認・分析 ・地中温度・水位・浸出水質等のモニタリング ・沈下量の計測・推計	△ ・適切な基礎・架台工法の選択（基礎・架台の軽量化、太陽光アレイの小規模化、連続基礎形式(布基礎)の採用等) ・設置前のガス抜き・地盤改良	△ ・一定以上の不等沈下が見込まれる区画（埋立終了直後や有機物の多い区画等）へのパネル設置回避	△ ・喪失利益の補償を含む保険への加入
・埋立物の分解によるガスの発生 ・地盤改良等によるガスの集中	・発電設備の腐食・損傷		●		◎ ・埋立物の確認・分析 ・温度・水位・浸出水質等のモニタリング ・ガス量・濃度の計測	◎ ・基礎・架台の耐食性向上（金属部材の防食加工等） ・設備損傷等の早期発見・対処（定期点検、予防保全等） ・ガス放散経路の確保（覆土下のガス抜き層敷設等）、地表面でのガス滞留防止（通風確保等）	◎ ・相対的にガス濃度が高くなる箇所（ガス抜き管・ホットスポット周辺等）へのパネル設置回避	◎ ・発生ガスによる財物損害の補償を含む保険への加入 ※1 ・リース方式の活用
	・爆発・火災による人的・物的被害	●	●		○ ・埋立物の確認・分析 ・温度・水位・浸出水質等のモニタリング ・ガス量・濃度の計測	○ ・ガス放散経路の確保(覆土下のガス抜き層敷設等)、地表面でのガス滞留防止（通風確保等） ・携帯式ガス検知器の活用	○ ・相対的にガス濃度が高くなる箇所（ガス抜き管・ホットスポット周辺等）へのパネル設置回避 ・閉所作業の削減・回避	○ ・発生ガスによる傷害の補償を含む保険への加入 ※1
	・作業員等の中毒・酸欠	●	●		○ ・埋立物の確認・分析 ・温度・水位・浸出水質等のモニタリング ・ガス量・濃度の計測	○ ・ガス放散経路確保(覆土下ガス抜き層敷設等) ・地表面での通風確保(滞留防止) ・携帯式ガス検知器の活用	○ ・閉所作業の削減・回避	○ ・発生ガスによる傷害の補償を含む保険への加入 ※1
・太陽光パネルの反射光等	・光害による生活環境劣化			●	○ ・事前調査実施（反射光シミュレーション等）	○ ・低反射パネル、防眩加工の採用 ・パネル設置角・方向の調整 ・敷地境界等への植樹、射光ネットの設置等	○ ・光害のおそれのある区画へのパネル設置回避	—
	・景観影響による生活環境劣化			●	△ ・地元自治体の立地規制の確認 ・事前調査実施（景観シミュレーション等）	△ ・パネル設置角・方向の調整 ・敷地境界等への植樹等 ※処分場等への立地自体がリスク軽減策の一つと考えられる	△ ・景観影響のおそれのある地域・区画へのパネル設置回避	—

リスク事象		視点			事業リスクへの対応方策、対応事例等						
想定される原因	回避すべき結果 (限界状態)	処	発	住	リスクの保有（及び前提としてのリスク評価）	リスクの軽減		リスクの回避		リスクの移転	
	・その他影響による生活環境劣化			●	○	○	・設備設置場所の変更(パワコンを住居から離す等)	○	・設備設置場所変更(パワコンを住居から離す等)	—	—
・系統連系の受付停止等	・売電先の確保難		●		△	—		△	・自家消費または売電以外の利用先開拓	—	—
・系統連系費用の上昇	・事業収支の悪化		●		△	△	・既設受送電設備の活用	△	・自家消費または売電以外の利用先開拓	—	—
・雨水流路等の表土の流出	・廃棄物の流出	●			○	○	・表土の現地確認（定期点検、緊急点検、監視カメラの設置等）	○	・表土流出防止対策（雨水集中箇所への舗装・植栽・玉砂利・シート敷設等） ・最修復土厚の余裕	—	○
	・廃棄物の露出 ・覆土厚の不足	●			○	○		○		—	
・地盤改良等による覆土層の透水性・通気性悪化	・安定化の遅れによる廃止時期遅延		●		○	△	・形質変更（地表面改変等）の度合いの抑制 ・地表面の雨水排除対策（地盤の勾配や流出係数を踏まえた適切な排水経路設定等）	—		○	・発電事業者等による補償の条件・範囲の明確化 ※2
	・浸出水の水質悪化	●			○	△	・形質変更（地表面改変等）の度合いの抑制	—		○	
・太陽光導入による荷重増	・貯留構造物の破損・劣化	●			○	○	・基礎形状の工夫（荷重分散） ・荷重の抑制（パワコンの埋立区画外への設置等）	△	・覆土・埋立層厚の小さい箇所（埋立区画の外周付近等）へのパネル設置回避	○	・発電事業者等による補償の条件・範囲の明確化 ※2
	・維持管理施設の破損・劣化	●			○	○		△		○	

凡例 「視点」欄で、「処」は処分場管理者にとってのリスク、「発」は発電事業者にとってのリスク、「住」は地域住民等にとってのリスクを示す。

注 ※1：処分場特有のリスク（沈下・ガス等）に起因する財物損害の補償については、特約（補償対象範囲の拡大、保険会社の求償権放棄等）が必要となる場合がある。  
 ※2：処分場管理者（自治体）が発電事業者の公募にあたり、公募要領・仕様等で、事業用地の使用にあたっての条件（処分場の維持管理に支障を及ぼす行為の禁止、受託者の負担による保険加入等）を明記した事例が多数存在する。