

第5章 バイオマスエネルギーシステムの経済性評価

5.1 最適システムプラントの経済性評価

ここでは、前章までに検証をおこなったエネルギー変換プロセスの経済性評価を行い、石炭火力発電との比較からバイオマス発電におけるコストを算出することとする。

本プロジェクトのバイオマスプラントレーション及び発電システムのモデル対象地域であるPNGにおいては、電力供給の状況は非常に不安定であるため、本計画のみならず発電システムの建設及び電力の安定的供給に対する期待は非常に高いものがある。電力需要も、今後の経済発展に伴い高まるものと予想される。しかしながら、現時点では需要量の確定ができないこと・電力価格の将来予測が困難なこと等の理由から、収支予測は本調査事業の対象外とし、コスト面による比較及び検証にとどめることとした。

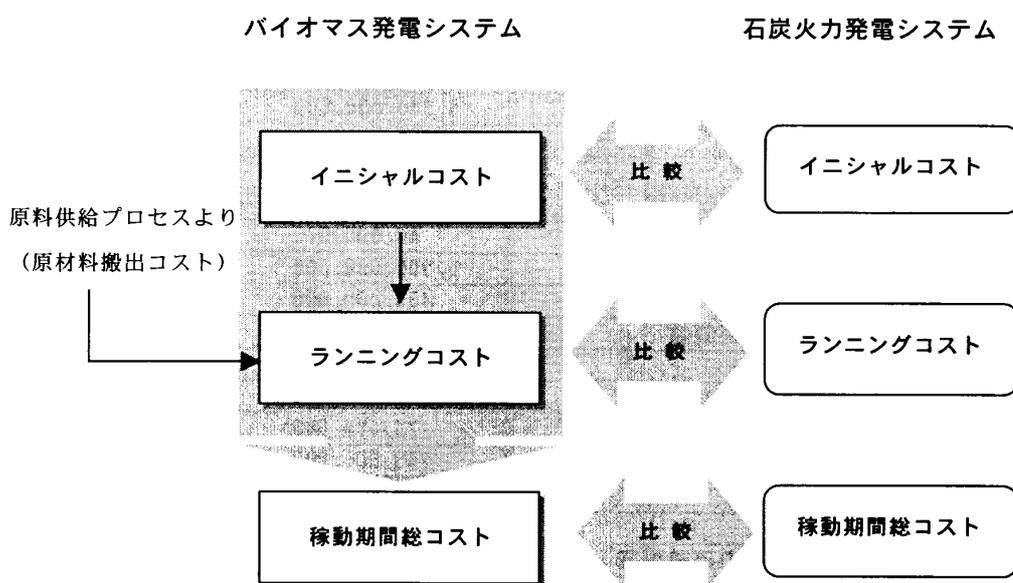


図 5-1 エネルギー変換システム経済性評価の流れ

① エネルギー変換プロセスにおけるイニシャルコストについて

エネルギー変換プロセスにおける設備費・建設費等のイニシャルコストに関して、以下のようにバイオマス発電システム（以下バイオマス発電）と石炭火力発電システム（以下石炭火力発電）とで、比較をおこなった。バイオマス発電は第4章において検討したシステムを想定した。石炭火力発電は、バイオマス発電と同規模のシステムを想定した。石炭火力発電の想定は、実際の文献値よりプラント規模とイニシャルコストの関係を求め、その関係式よりイニシャルコストを求めることとした。

ーバイオマス発電システムのイニシャルコストー

先の第4章で検討した、バイオマス発電イニシャルコストは、表5-1のとおりである。総額で約223億円が見込まれる。

表5-1 バイオマス発電システムのイニシャルコスト

No.	装置	金額(円)
1	乾燥装置	6,930,000,000
2	搬送・貯槽装置	48,000,000
3	ガス化炉装置	2,000,000,000
4	フィード側廃熱回収装置	35,000,000
5	フィード側精製装置	44,000,000
6	コンバインド発電装置	6,000,000,000
7	制御・計装機器類	455,000,000
8	その他付属機器装置類	850,000,000
9	現地施工工事費	5,670,000,000
10	試運転調整費	28,000,000
11	検査費	23,625,000
12	諸経費	265,000,000
	合計	22,348,625,000

	1[kW]あたりの建設単価	316,079
--	---------------	---------

※メーカーの見積りより。

ー石炭火力発電システムのイニシャルコストー

先で述べたように、石炭火力発電はバイオマス発電と同規模を想定することから、次の考えにそってイニシャルコストを求めた。

発電設備の発電規模と建設費の関係は、0.7乗則(又は0.6乗則)といわれている。今回は参考資料^[1]より建設費と発電システムの規模の関係を最小自乗法により求めた。その際の資料は石炭火力発電のIGCCシステム(サンプル数11)を用いている。発電設備における発電規模と建設費の関係は(5-1)式で表される。

$$Y = aX^b \quad (5-1)$$

Y: 発電プラントの建設費 [百万円]

X: 発電システムの規模[MW]

検証した結果は表 5-2 のとおりである。通説（0.7 乗則）のとおり、bの値は 0.75 となった。

表 5-2 石炭火力発電システム検証結果

a	840.45
b	0.75

よって上記算出結果定数a・bをもとにして、石炭火力発電のイニシャルコストを導く。すなわち、X=62.3 を（5-2）式に代入して求める。その結果が表 5-3 である。

$$Y=840.45X^{0.75} \quad (r^2=0.81) \quad (5-2)$$

表 5-3 石炭火力発電システムのイニシャルコスト

送電端出力[MW]	62.3
イニシャルコスト [円]	18,365,190,000
1[kW]あたりの建設単価 [円]	294,786

以上のことからイニシャルコストは、バイオマス発電と石炭火力発電の建設単価を比較すると、約 1.07 倍バイオマス発電が高くなる。

② エネルギー変換プロセスにおけるランニングコストについて

1[kWh]あたりのランニングコスト（発電単価）は、（5-3）式で表すとおり、発電に要した全ての費用を、発電電力量（送電端）で除することにより算出する^[2]。

$$COE[\text{円/kWh}] = \frac{TC[\text{円}]}{GC[\text{kWh}]} \quad (5-3)$$

COE：1[kWh]あたりの発電コスト（発電単価）

TC：発電に要した費用（ランニングコスト）

GC：発電電力量（送電端）

また、TC（ランニングコスト）は以下のように求められる。

$$TC = C_K + C_R + C_F \quad (5-4)$$

C_K：資本費（資産の保有により生じる費用—支払利息・減価償却費）

C_R：運営費（発電設備の稼動により生じる費用—人件費・修繕費・間接費・その

他諸費)

C_F : 燃料費 (各発電システムに供給する燃料費用・原料乾燥工程費用)

各項目のコスト算出は、以下の条件により算出した。

- 1) 支払利息 : インシヤルコストに対して、年利 8%のコストが発生すると設定した。
- 2) 減価償却費 : どちらの発電システムも耐用年数 25 年と設定した。耐用年数が経過した後の残存価額は 0%とし、定額法にて減価償却費を計上する (毎年インシヤルコストに対して 4%)。
- 3) 人件費 : 現地聞き取り調査より、年間一人あたり人件費を 216,424 [円] とし、従事する労働者は 10 名とする。
- 4) 間接費 : 人件費に対して毎年 30%発生すると設定した。
- 5) 修繕費 : インシヤルコストに対して毎年 2%のコストが発生すると設定した。
- 6) その他諸費 : インシヤルコストに対して 1.1%発生すると設定した。
- 7) 燃料費 : バイオマス発電は、第 2 章において検証した原料供給プロセスの年間総費用ケース 1 (2,219,014 [千円]) とする。石炭火力発電は以下の (5-5) (5-6) 式から燃料費を求める。

$$C_F = \text{燃料価格}[\text{円/kJ}] \times \text{プラント発熱量}[\text{kJ}] \quad (5-5)$$

$$\text{プラント発熱量}[\text{kJ}] = \frac{8,760 \times \text{稼働率}[\%] \times 3,600}{\text{発電端効率}[\%]} \times \text{プラント出力}[\text{kW}] \quad (5-6)$$

- 8) 乾燥工程費 : バイオマス発電のみ、原料乾燥にかかる費用を計上する。トラクタにかかる費用・労働者賃金は第 2 章におけるトラクタの基礎条件と同一とする。投入される労働者数・機器数を以下表 5-4 にまとめる。

表 5-4 乾燥工程諸条件

トラクタ必要台数 [台]	9
必要労働者 [人]	36

以上をまとめたものが表 5-5 である。

表 5-5 ランニングコストのまとめ

項目		バイオマス発電システム	石炭火力発電システム
資本費	1) 支払利息	イニシャルコストに対して 8%	
	2) 減価償却費	イニシャルコストに対して 4%	
運営費	3) 人件費	10 人の雇用	
	4) 間接費	人件費に対して 30%	
	5) 修繕費	イニシャルコストに対して 2%	
	6) その他諸費	イニシャルコストに対して 1.1%	
燃料費	7) 燃料費	第 2 章原料供給プロセスより	(5-5)・(5-6) 式より
	8) 乾燥工程費	表 5-4 より	

上記の条件から算出したバイオマス発電・石炭火力発電の発電単価は表 5-6 のとおりである。またこれの内訳を示したものが図 5-2 である。

表 5-6 COE (発電単価 [円/kWh]) の比較

バイオマス発電 [円]	13.86
石炭火力発電 [円]	8.05

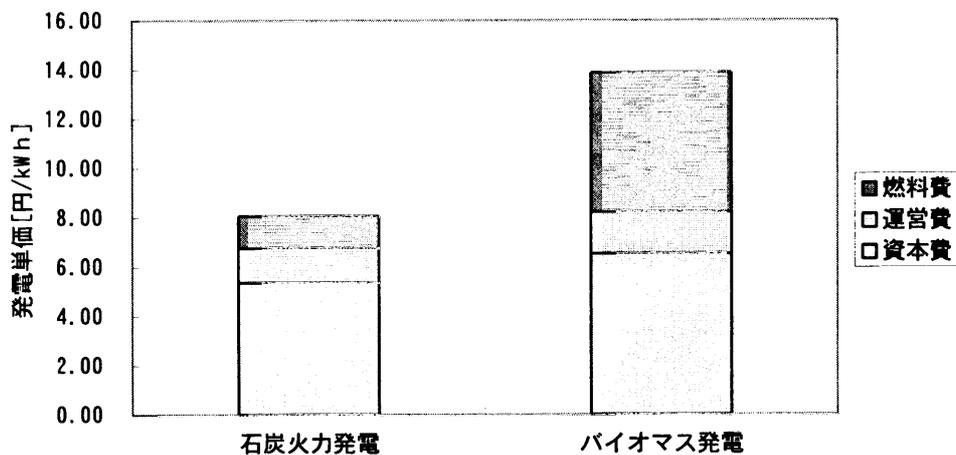


図 5-2 発電単価の比較

検証の結果、バイオマス発電は石炭火力発電よりも発電単価が高くなった。図 5-2 から、どちらの発電システムも C_K (資本費) の割合が最も多い。そこでバイオマス発電導入による海外支援資金の導入を想定して、 C_K (資本費) が変化した場合の発電単価への影響を検証した。その検証にあたり 2 つのケースを想定した。第 1 に支払利息であり、第 2 に

イニシャルコストである。これらの数値が変わることで、発電単価にどのような影響を与えるかを検証するものである。

a. 支払利息が発電単価に与える影響

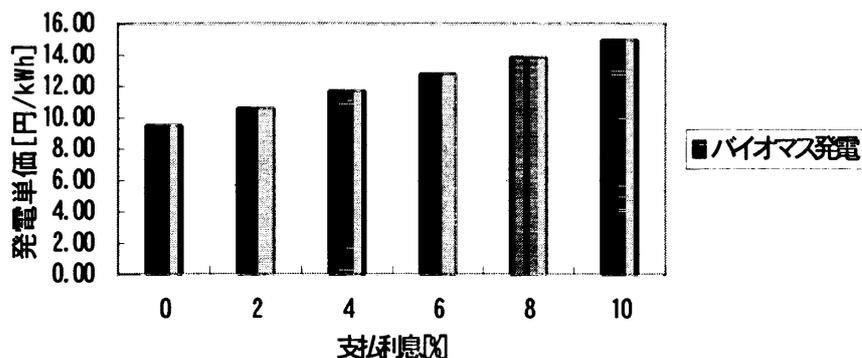


図 5-3 支払利息の変化による発電単価の検証

支払利息の利率を変化させた場合、発電単価に与える影響を検証するため、金利を 0% (支払利息なし) から 10%まで変化させた。支払利息はランニングコストに占める割合が大きいことから、発電単価に対する影響が大きいことがわかる。しかし、支払利息 0% の場合においても、発電単価は 9.51 [円] となり、石炭火力発電の単価に及ばない。この結果から、海外からの資金支援を導入する場合、金利減免等の支援形態ではバイオマス発電システムの運営は困難という結果となった。

b. イニシャルコストの削減が発電単価に与える影響

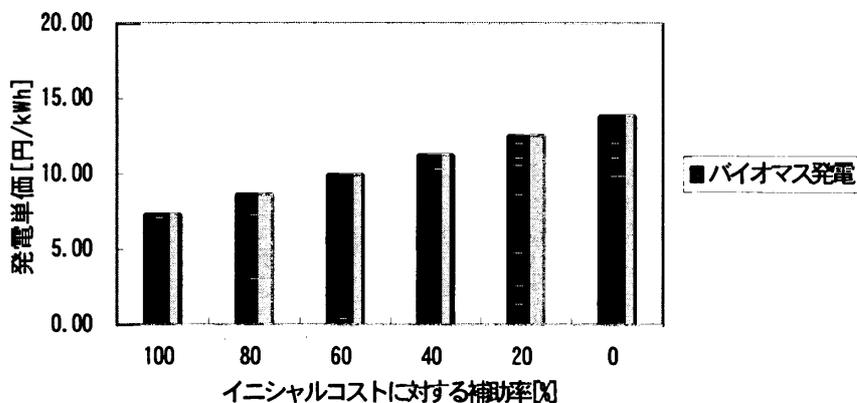


図 5-4 イニシャルコスト削減による発電単価の検証

イニシャルコストが海外支援資金等の導入により軽減された場合を想定し、イニシャルコストの削減が発電単価に与える影響を検証した。イニシャルコストが削減された場合、発電単価のうち支払利息及び減価償却費が軽減される。検証の結果、バイオマス発電システムのイニシャルコストに対して約89.0%の補助が導入された場合、石炭火力発電とランニングコストが等しくなる。

2つのシミュレーションから、バイオマス発電の実用化を経済的な面から考えると、金利に対する支援（金利の低減・金利の減免等）のみでなく、イニシャルコスト等に資金援助をおこなうことが必要とわかった。

③ エネルギー変換プロセスにおける稼動期間総コストについて

次に、バイオマス発電システムの稼動期間を25年間と仮定して、稼動期間における総コストを算出する。計算式は以下のように表される。

$$\text{総コスト} = \text{イニシャルコスト} + (\text{ランニングコスト} - \text{減価償却費}) \times \text{稼動期間} \quad (5-7)$$

この(5-7)式から算出した総コストは表5-7のとおりである。

表5-7 稼動期間における総コスト（稼動期間25年）

バイオマス発電 [百万円]	142,462
石炭火力発電 [百万円]	82,805

これをイニシャルコスト・ランニングコスト（資本費・運営費・燃料費）に分けたものが図5-5である。

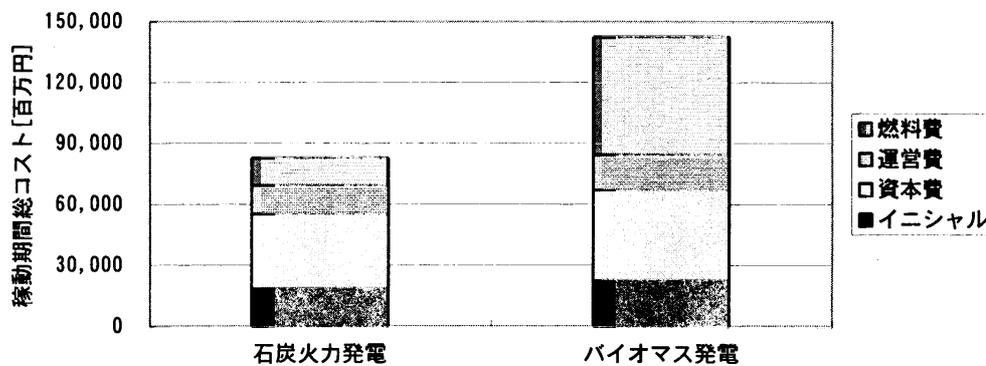


図5-5 稼動期間総コストの比較

表 5-7 よりバイオマス発電は石炭火力発電の総コストにくらべて約 1.72 倍となることがわかる。イニシャルコスト・ランニングコストともにバイオマス発電は石炭火力発電にくらべて費用が高い結果となっている。

しかし、CO₂排出権取引等による環境性を重視した適切な資金援助を実施することによって、バイオマス発電システムは石炭火力発電と同等レベルの事業規模で整備が可能である。したがって図 5-5 からわかるように、総コストに占めるC_k（資本費）の割合が大きく、コスト全体に影響を与えることから、バイオマス発電システムの導入にあたっては、イニシャルコストへの援助策を講じることが必要不可欠である。

参考文献

[1]Advanced power generation-a comparative study of design options for coal

Chris Maude,IEACR/55,March 1993 P.53

[2]内山洋司・斎藤雄志；新エネルギー技術の発電コストと経済的開発価値、電力中央研究所（1985）9-15

（平成 11 年度 NEDO成果報告書）