

平成 22 年度国土政策関係研究支援事業 研究成果報告書

多様な主体の参画による、持続可能な公共交通
のエネルギー地産地消システムの構築

高知工科大学 社会マネジメント研究所助手

代表研究者 永野 正朗

土佐電気鉄道株式会社 事業部環境事業課

共同研究者 中澤 志門

株式会社相愛 エコデザイン推進室プロジェクトマネージャー

共同研究者 常川 真由美

目 次

I. 研究目的・意義	1
II. 研究手法	4
III. 成果内容	7
○ 要旨	7
○ キーワード	10
○ 本編	11
1. はじめに	11
2. 公共交通（路面電車）のエネルギーについて	12
2-1. 高知県における路面電車の概要	12
2-2. 路面電車への電力供給量について	13
3. 事業モデルの検討	14
3-1. 木質バイオマス発電事業について	14
(1) モノ・サービスの流れ	
(2) お金（収入・支出）の流れ	
3-2. 発電電力について	15
(1) 電力自由化の状況	
(2) 電力事業形態について	
(3) 電力買取価格について	
3-3. 発電設備の検討	18
(1) 直接燃焼発電	
(2) ガス化発電	
3-4. 発電システムの比較	21
(1) 調査プラントの比較	
(2) 発電規模とイニシャルコストの関係	
(3) 発電規模と発電効率の関係	
3-5. 木質バイオマス発電事業モデルの検討	24
(1) 事業モデル案(a)	
(2) 事業モデル案(b)	
(3) 事業モデル案(c)	
3-6. 資金調達方法について	28
4. 経済性の検討	30

4-1. 前提条件の設定	30
4-2. 発電システムの設定	32
4-3. 発電施設投資額と発電効率の設定	33
4-4. 発電システムの概要	34
4-5. 経済性対象費目の設定値と設定方法	35
4-6. 経済性分析	36
(1) 試算結果1 (直接燃焼発電)	
(2) 試算結果2 (ガス化発電)	
4-7. 経済性分析まとめ	41
(1) 直接燃焼発電の成立条件	
(2) ガス化発電の成立条件	
5. LC-CO2 の算定	43
5-1. グリーンエネルギー認証	43
5-2. オフセットクレジット制度	45
5-3. 国内クレジット制度	47
5-4. LC-CO2 の算定及び環境価値について	49
6. おわりに	50
○ 資料編	51

I. 研究目的・意義

○研究の背景と目的

高知県のような地方都市では、地域社会の変容やモータリゼーションの進展に伴い公共交通の利用低迷が続いている。また、地域の産業や地域社会を支える交通システムにおいて使用されるエネルギーのほとんどは、高騰する化石燃料資源に依存している状況であり、過度な化石燃料由来エネルギーへの依存は地方の衰退する根本的原因である負の県境収支を生み出す一端となっている。さらに人口の高齢化率は全国に10年程先行している状況で、経済の低迷、人口減少・高齢化の進展等によって疲弊する地域社会においては、低炭素社会、超高齢社会に向けた社会システム構築が喫緊の課題であり、そのなかで公共交通の担う役割は今後益々重要になるものとする。

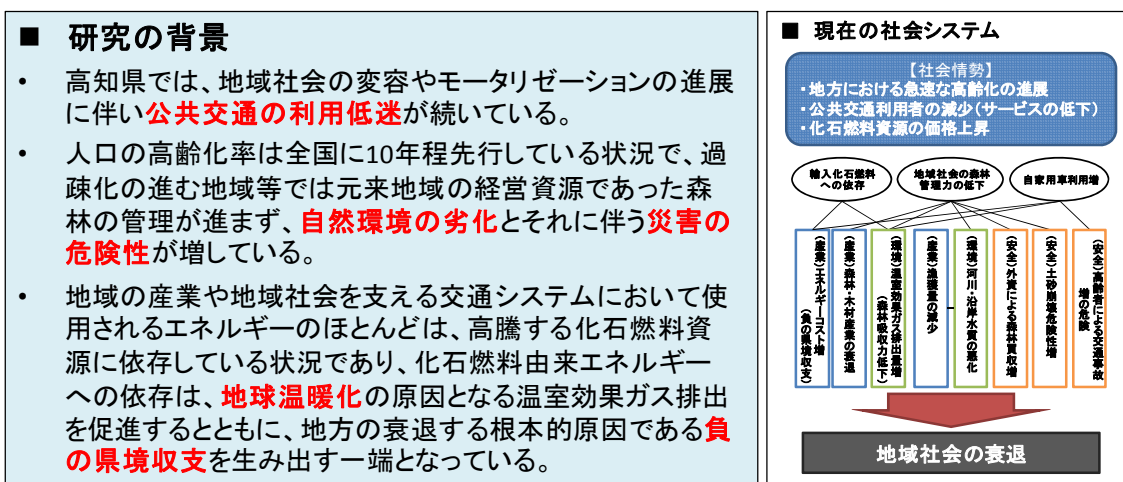


図1. 研究の背景について

ところでオーストリアのギュッシング市（および周辺自治体）では、地域内で生産される自然エネルギー資源の活用による脱化石燃料とエネルギー地産地消外商の推進により、エネルギー自給率100%をほぼ達成した環境都市としての地位を確立したと同時に、地域住民へのエネルギー料金の引き下げ、企業の誘致と雇用創出、視察客・観光客の大幅増加等に成功し、今、世界から最も注目される地域のひとつへと成長を遂げている。

本研究では、高知県中央部における公共交通の主要な手段であり、100年以上の歴史を持ち「土電（とでん）」の愛称で県民に親しまれてきた路面電車への地域の自然エネルギーによる電力全量供給を目指し、事業モデルの提案及びその運営方法について調査研究を行い、公共交通の充実、低炭素社会づくり、地域の産業振興といった社会目標の実現に結び付けようとするものである。

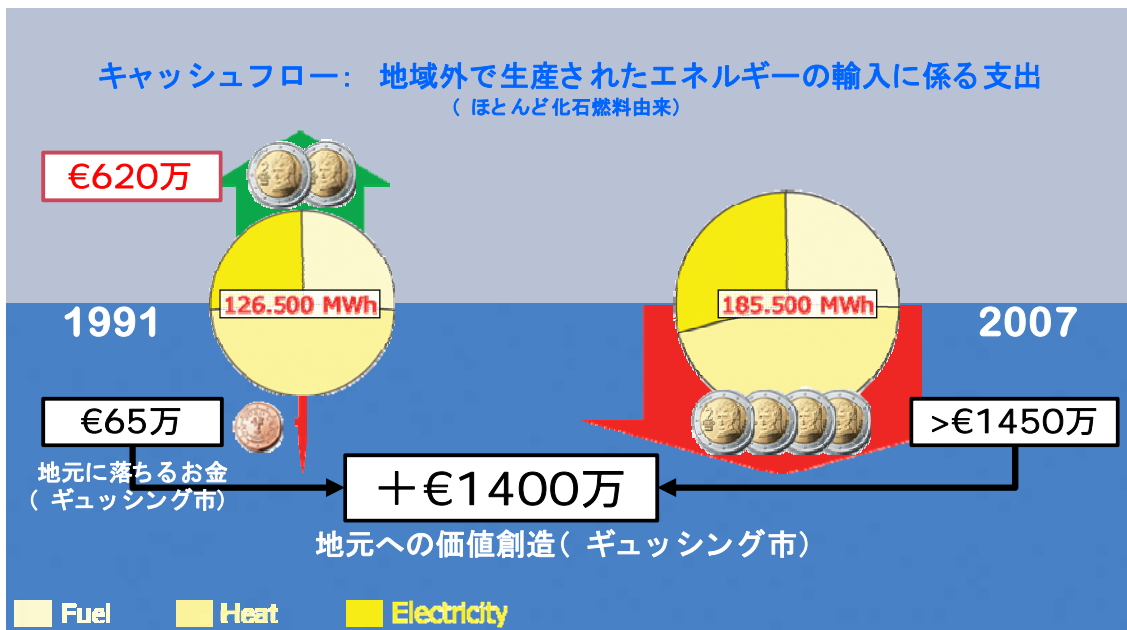


図2. エネルギー転換による地元への価値創造 (ギュッシング市)

(出典：European Center for Renewable Energy, Christian Keglovits 氏プレゼン資料)

○基本コンセプト

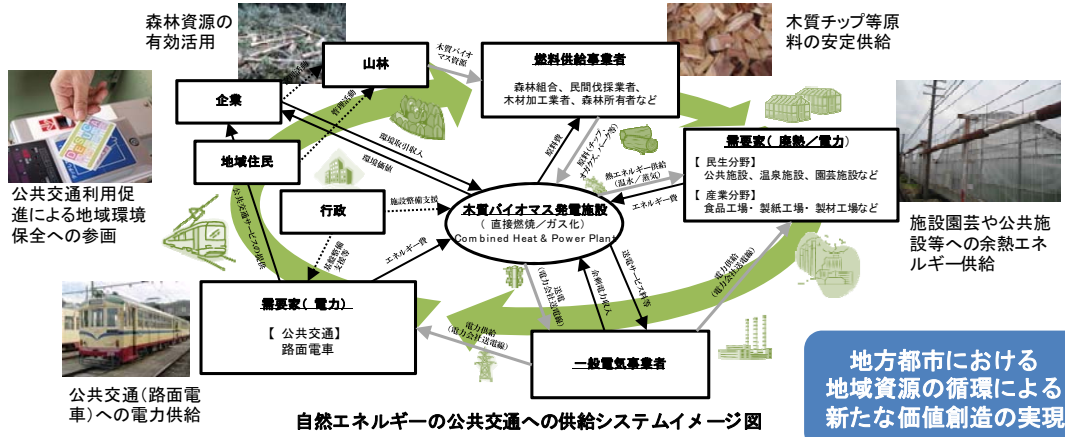
高知県に豊富に存在する木質バイオマス資源を地域経営資源として活用し、地域住民、行政、公共交通事業者、農林業関係者、その他地元産業などが共同参画で立ち上げる木質バイオマス発電事業により、地域の公共交通機関である路面電車に電力の全量供給を行う。

公共交通（路面電車）の利用量に応じた山林等地域環境への還元システムを構築することで、地元企業や地域住民の地域環境保全意識の醸成を行うとともに、森林バイオマス資源の供給をより安定的なものとし、持続可能な地域の公共交通システムを確立する。

また、持続可能な地域の公共交通システムを確立するために、発電過程で発生する余熱エネルギー（蒸気／温水）の地元産業等への有効活用を実行し事業の安定性を高めるとともに、地元産業等への安定的で安価なエネルギー供給の実現を行い、自然エネルギー利用を核とした地域産業振興の実現を目指す。

■ **基本構想**

高知県に豊富に存在する**木質バイオマス資源**を地域経営資源として活用し、地域住民、行政、公共交通事業者、農林業関係者、その他地元産業などが共同参画で立ち上げる木質バイオマス発電(コジェネ)事業により、地域の公共交通機関である路面電車に電力の全量供給を行う。



- 公共交通(路面電車)の利用量に応じた山林等地域環境への還元システムの構築による、地元企業や地域住民の地域環境保全への参画促進、森林バイオマス資源の供給安定化。
- 余熱エネルギー(蒸気/温水)の地元産業への有効活用による事業の安定化及び、地元産業等への安定的で安価なエネルギー供給の実現。
- 本構想の実現により**公共交通の充実、低炭素社会づくり、地域の産業振興**といった社会目標が達成される。

図 3. 自然エネルギーの公共交通への循環供給システム基本コンセプトイメージ図

II. 研究手法

本研究では、以下の調査項目について関連論文、インターネットや既往研究資料等に基づく情報の収集、発電システムの比較分析及びエネルギー需要量に関して現地ヒアリング調査の実施による調査研究を実施するとともに、想定される事業モデルにおける関係者や各分野の専門家等が集う研究会を設置し、実現に向けたモデルの構築を行うこととする。

○調査項目

- ① 最新技術や法的制約等についての情報収集整理
- ② 必要電力量の把握
- ③ 自然エネルギーの種別と発電所の規模の検討
- ④ 立地の選定、建設コスト等の試算
- ⑤ 売電、余熱利用の検討
- ⑥ システム全体のLC-CO₂を算定
- ⑦ 収支シミュレーションの実施
- ⑧ ステークホルダー、資金調達方策についての検討
- ⑨ 観光との連携の検討
- ⑩ その他必要に応じて各種調査研究を実施する

○研究会

研究会は下表1の研究会メンバーによって構成される。

表1 研究会メンバー一覧

氏名	所属等	備考
永野 正朗	高知工科大学社会マネジメント研究所助手	研究代表者
中澤 志門	土佐電気鉄道株式会社事業部環境事業課	共同研究者
常川 真由美	株式会社相愛エコデザイン推進室プロジェクトマネージャー	共同研究者
稲毛 稔憲	株式会社ですか代表取締役社長	アドバイザー
澤田 豊	JSTイノベーションサテライト高知事務参事	アドバイザー
那須 清吾	高知工科大学マネジメント学部長	
永野 正展	高知工科大学地域連携機構地域活性化研究室長	
木口 愛友	ISCアドバイザーズ合同会社代表	
安部 省吾	土佐電気鉄道株式会社取締役事業部長	
山内 一人	土佐電気鉄道株式会社事業部環境事業課課長	
植本 琴美	高知工科大学地域連携機構助教	
ナタコン・ボンコックサクル	高知工科大学社会マネジメント研究所助教	

① 第1回研究会（平成22年8月27日（金）開催）

路面電車への再生可能エネルギー供給を軸とした電力自給モデルの構築に向けた研究会、「公共交通への再生可能エネルギー供給研究会」の第1回研究会を高知工科大学構内会議室にて開催した。民間事業者（公共交通部門）や大学研究者、行政経験者等が研究メンバーとして集まり、路面電車への再生可能エネルギーの供給について検討を行った。

② 第2回研究会（平成22年11月8日（月）開催）

バイオマス発電事業の基本的なフレームワークおよび国内の事例などを基にした建設コスト、事業採算性等について議論を行った。今後の研究課題として、事業に関連するリスクを明確にし事業全体の収益等への影響について整理することと、資金調達方法について整理を行うこととした。

③ 第3回研究会（平成22年12月20日（月）開催）

第3回研究会の主な議題として、事業資金の調達方法について議論を行った。資金調達方法に関して、プロジェクトファイナンスの専門家を招き、具体的な資金調達事例などをもとに本プロジェクトにおいて有効と思われる資金調達方法について議論を行った。

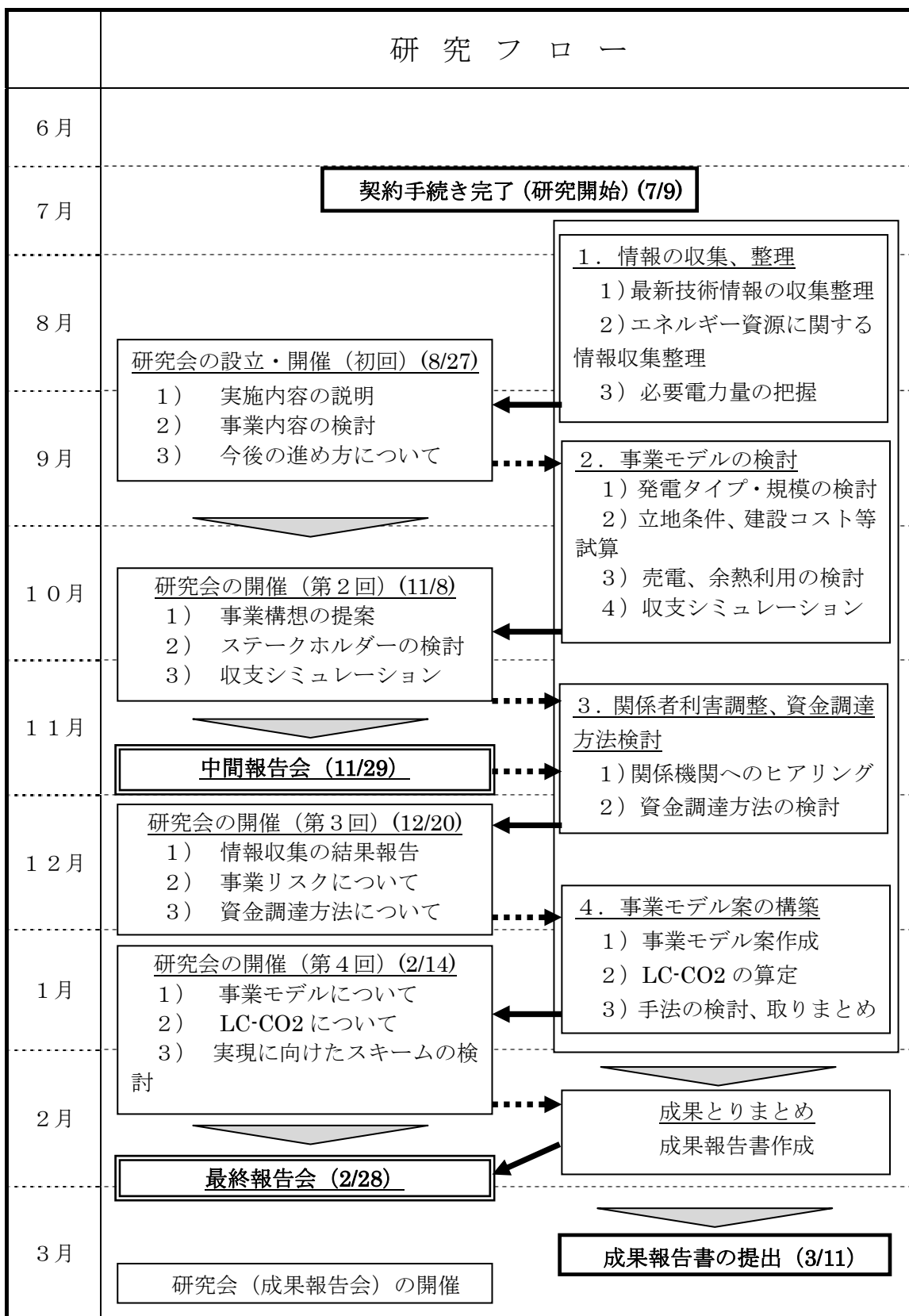
④ 第4回研究会（平成23年2月14日（月）開催）

第4回研究会においては、公共交通部門（路面電車）への自然エネルギー全量供給によるCO2削減効果や期待される環境価値について議論を行った。また、これまでの研究会での議論をベースにした最終的な事業モデル案A,B,Cについて議論を行った。



写真1 研究会の様子

○研究フロー



Ⅲ. 成果内容

○ 要旨

本研究は、少子高齢化や人口減少の進展に伴い衰退の進む地方における新しい公共交通・エネルギー利用の在り方についてのモデル構築を行うものである。

本研究では高知県全土の 84%を占める森林資源に着目し、年間 60 万トン以上発生している切捨て間伐材や林地残材、製材端材などの木質バイオマス資源を地域の経営資源として電力及び熱に変換するシステムを用い、地域のエネルギー資源を使った地域の公共交通システムの確立について検討を行った。

具体的な研究内容は、①公共交通（路面電車）での使用電力量等の調査に基づく発電規模の設定、②国内木質バイオマス発電施設の調査に基づく発電システムの設定、③設定された発電システムにおける経済性分析及び LC-CO2 の算定、④事業モデルの提案、で構成される。

①公共交通（路面電車）の使用電力量調査と発電規模の設定

我々はまず、木質バイオマスを活用した発電（コジェネ）事業の基本モデル設計のため、高知県内の公共交通（路面電車）において使用されている電力量、契約電力（デマンド）値、運転時間、電力料金等のデータについて調査を行った。

高知県の路面電車は、1903 年設立の民間鉄道事業者である土佐電気鉄道株式会社により運営されている。路面電車は年間を通じ 5:47～22:53 のおよそ 17 時間営業を行っており、全路線での年間電力使用量は 4,511,477kWh であることがわかった。また、通常、路面電車で使用される電力は、電力会社からの供給電力（交流）を LRT (Light Rail Transit) の標準電圧（直流 600V）に合わせるため変電設備を整備する必要があり、高知県の路面電車においても、伊野、御免、棧橋の 3 ヶ所に変電施設を設置し、最大需要電力（デマンド値）1,367kW の高圧電力を四国電力より受電している状況である。さらに、電力供給過程において電気事業者より需要家（ここでは路面電車）に対し高圧電力供給を行う際の損失率 5.4%や、発電所用電力量（発電量の約 15%）を考慮し、路面電車への電力全量供給を行うために最低限必要な発電施設規模は 1,700kW であることが明らかとなった。

表 0.1 必要電力供給量および発電規模の設定

路面電車営業時間	05:47-22:53 (17 時間 6 分/日)
変電所数	3 ヶ所 (デマンド値 ; 計 1,367 kW)
電力供給事業者	四国電力
契約電力種	高圧電力 B
年間電気使用量	4,511,477 kWh
送電時損失率	5.4%
発電所内使用電力量	発電量の約 15%
発電規模	<u>1,700 kW</u>

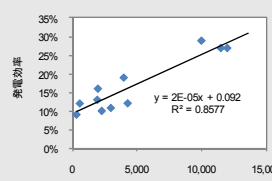
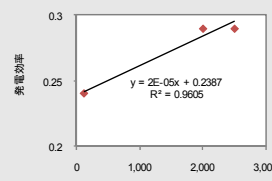
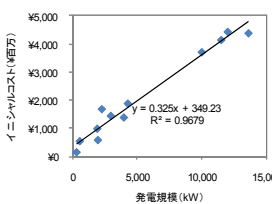
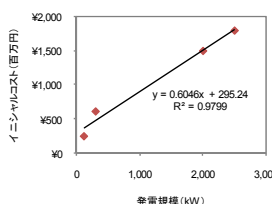
②発電システムの設定

次に、デモプラントを除く国内における 21 箇所の木質バイオマス専焼発電プラントについて調査を行い、各発電システムについての特性の確認と発電効率やイニシャルコストについて試算を行った。

一般的に、実用機として稼働している木質バイオマス専焼発電システムには、バイオマス固体原料を直接燃焼することで得られた熱エネルギーで蒸気タービンを回し発電を行う直接燃焼発電と、バイオマス固体原料を酸素が無い状態あるいは完全燃焼する状態よりも酸素の量を減らした状態で熱分解と化学反応により可燃性ガスを作りだし、ガスタービン、ガスエンジンなどを使って発電を行うガス化発電の 2 通りがある。調査事例数（直接燃焼発電 17 箇所、ガス化発電 4 箇所）に示されるように、国内で稼働しているガス化発電施設の多くはタール処理などの技術的な課題解決方法等について調査実験中であるデモプラントが多く、実用機として稼働しているケースは少ない。一方で、直接燃焼発電においては数十 MW クラスの規模でないと得られない高い発電効率（最高 30%程度）が、ガス化発電は千 kW 未満の小規模なものでも可能である点について優位性がある。

本研究ではこれら両発電方法について検討を行うため、それぞれの発電方法における発電規模と発電効率、発電規模とイニシャルコストの関係について国内事例を基にした分析を行った。分析の結果、1,700kW 規模における発電効率は直接燃焼発電では 12.6%、ガス化発電では 27.3%程度となることがわかった。また、イニシャルコストについては、直接燃焼発電では約 9 億円、それに対しガス化発電は約 1.5 倍の 13.2 億円が見込まれる。

表 0.2 発電システムの特徴と分析結果

発電方式	直接燃焼発電	ガス化発電
システム概要	バイオマス固体原料を直接燃焼することで得られた熱エネルギーで蒸気タービンを回し発電を行う。燃焼炉の形式によって燃料条件、燃焼効率、制御、稼働条件、保守法などは異なる。	バイオマス固体原料を酸素が無い状態あるいは完全燃焼する状態よりも酸素の量を減らした状態で熱分解と化学反応により可燃性ガスを作りだし、ガスタービン、ガスエンジンなどを使って発電を行う。
導入事例/課題	国内外において広く普及。技術的な課題はあまりない。	商用機としての事例は少ない。タールやチャーによる効率低下等の技術的な課題有り。
規模 × 発電効率	 <p>10MW以上の規模で高い効率を得ることが可能。 発電規模 1,700kW時の発電効率は 12.6%程度と推測。</p>	 <p>100kW程度の規模でも高い効率を得ることが可能。 発電規模 1,700kW時の発電効率は 27.3%程度と推測。</p>
規模 × イニシャルコスト	 <p>発電規模 1,700kWのプラント建設に要する1kW当りイニシャルコストは約53万円、費用総額は 9.0億円程度と推測。</p>	 <p>発電規模 1,700kWのプラント建設に要する1kW当りイニシャルコストは約78万円、費用総額は 13.2億円程度と推測。</p>

また、木質バイオマスの発電は最高でも 30%程度のエネルギー効率しか得られない（※石炭との混焼は除く）ことから、事業として成立するためには発電過程において発生する排熱を有効活用することで、トータルとしてエネルギー効率を高めることが欠かせない。そのため、本事業モデルでは、高知県の基幹産業であり公共交通同様衰退傾向にある施設園芸ハウスを排熱の需要家として想定する。

③発電システムの経済性分析及び LC-CO2 算定

本研究では、これまでの調査を基に路面電車への電力全量供給を可能とする木質バイオマス発電（コージェネ）システムの設計を行い、この数値をもとに、(1)燃料購入価格、(2)余剰電力買取価格、(3)イニシャルコストに対する補助率、の3要素に基づく直接燃焼を採用したシステムとガス化システムの経済性についての分析を行った。

1,700kW 規模の直接燃焼発電はガス化発電に対しイニシャルコスト面や技術的な安定性での優位性があるものの、大規模な原料の確保や熱需要の確保といった課題のクリアが困難といえる。特に熱需要については、A 重油換算で年間 4,919 キロリットルの需要確保が必要であり、既存施設での熱利用を前提とした場合、立地条件面で実現性に乏しいものといえる。また、イニシャルコストに対する補助率 80%、余剰電力買取価格 20 円/kWh のケースでも原料の買取価格は 4,500 円/トン以下であることが条件となり、地域の山林所有者にとってのメリットが薄いことから、本研究での事業内容に適さないシステムであるとの結論となった。

一方、ガス化発電システムは高い発電効率をベースに原料調達面や熱需要面からも実現可能性の非常に高いシステムであるといえる。仮に、イニシャルコストに対す国及び地方自治体の補助がトータルで 80%で、余剰電力買取価格が 20 円/kWh と設定された場合、原料の購入価格は 6,000 円/トンでも事業採算性を確保することが可能であり、地域への経済効果等を考慮した場合望ましいシステムであるといえる。技術的な課題についても、国内外で商用施設として順調に稼働しているガス化発電所があることから採用可能な技術と判断する。

また、直接燃焼、ガス化の両システムについて LC-CO2（ライフサイクル CO2）についての算定を行った。直接燃焼システム導入による CO2 排出量削減効果は、335,854t-CO2 となり、一方ガス化システム導入による効果は約 190,798t-CO2 であった。直接燃焼のほうが大幅な削減効果を得られる結果となったのは、使用する木質バイオマス原料がガス化に比べ倍以上多く、大規模な木質バイオマス由来の熱需要が確保されるとの前提に基づく為である。また、エネルギーの転換によるグリーン電力やグリーン熱などの環境価値については、直接燃焼発電では合計およそ 1.9 億円/年（グリーン電力：4,700 万円、グリーン熱：1.4 億円）、ガス化発電では合計およそ 1.1 億円（グリーン電力：4,700 万円、グリーン熱：6,700 万円）となった。両者の違いについては、CO2 排出削減量のケースと同様、原料使用量と熱需要量の違いによりこのよ

うな結果となった。

④事業モデルの提案

これまでの検討をもとに、高知県の公共交通（路面電車）への全量供給を中心とした事業モデルについて検討を行った。

本事業モデルでは、経済性分析において事業採算性の確保が可能とされた発電事業モデルを用い、各ステークホルダーについてのメリット及び事業リスクの整理を行った。その結果、本モデルにおけるメリットと事業リスクは共に原料の安定供給の確保と熱需要の確保によって担保あるいは回避可能であることが明らかとなった。つまり事業自体の安定化と各ステークホルダーにとっての事業リスク回避は、ステークホルダー間の関係安定性と互惠・波及効果の安定性によってのみ可能であり、事業の実現化スキームにおいては、この相互関係について地域住民を含めた各ステークホルダーが十分に理解し、事業への参画を行うことが欠かせないといえる。



図 0.1 事業モデル概略図

○ キーワード

路面電車、木質バイオマス、コジェネレーション、LC-CO2

○ 本編

1. はじめに

近年、国内外において地球温暖化防止やエネルギー自給率の向上といった目的のもと太陽光、水力、風力、バイオマスなどの再生可能エネルギーの利用推進に向けた動きが加速している。少子高齢化や人口減少の進展に伴い、産業及び地域社会の衰退が進む地方においても、バイオマス等新しい技術等を用いた地域活性化事業などが展開されているが、採算ベースで成功している事例は少ない。あるいは、地域資源の有効活用により成功している事例もなかにはみられるが、地方衰退の根本的原因である負の県境収支の改善や大規模な雇用確保、他の地域産業への波及効果などを得る規模のものは極めて少ないものと思われる。

ところで現在、高知県内において木質バイオマス利用の普及・利用技術の導入拡大が進められている。これは高知県の84%を占める森林資源を地域の経営資源として、用材だけでなく、エネルギー資源としても積極的に活用を進めることで、①温室効果ガスの排出量削減目標を達成するとともに、②安定的で持続可能なエネルギー源を確保し、また③エネルギーの生産・利用に係るコストを地域経済（農業・林業・機械産業への雇用確保・波及効果）に循環させ、尚且つ④エネルギーの県境収支を改善しようとする取り組みである。これまで中心となって進められてきた農業（施設園芸）部門での木質バイオマス利用拡大においては、現在年間約7万k1程度の重油燃料が使用されており、金額ベースで年間50億円以上のエネルギーコストが域外に流出していると試算されている。



図 1-1 農業用加温エネルギーの転換による効果

本研究では、木質バイオマスという地域資源の公共交通へのエネルギー利用の実現可能性を調査することで、上記のような地域経済効果を創出し、さらに衰退の進む地方における公共交通の新しい在り方として利用者や地元住民・企業自らが公共交通のエネルギーに対して直接的に関与することが可能な新しい仕組みの提案となるものと考えている。

2. 公共交通（路面電車）のエネルギーについて

2-1. 高知県における路面電車の概要

土佐電気鉄道株式会社の運営する路面電車は、明示37年の開業以来、大正、昭和、平成に渡って100年以上の歴史を有する現存する事業体のなかでは国内最古の軌道事業である。路線は高知県内中央部の高知市、南国市、吾川郡いの町の3市町にまたがり、軌道総延長25.3kmと軌道線のみの距離では国内最長を誇る（※路線延長では広島電鉄が最長）。また、御免線の停留所「一条橋」と「清和学園前」間の距離が63mと日本最短の停留間を持つ路面電車としても知られている。また、独特なデザインの広告電車やオーストリア・グラーツ市電など海外で運行されていた路面電車、50年以上前に製造された路面電車などの運行は鉄道ファンに高い人気を博している。

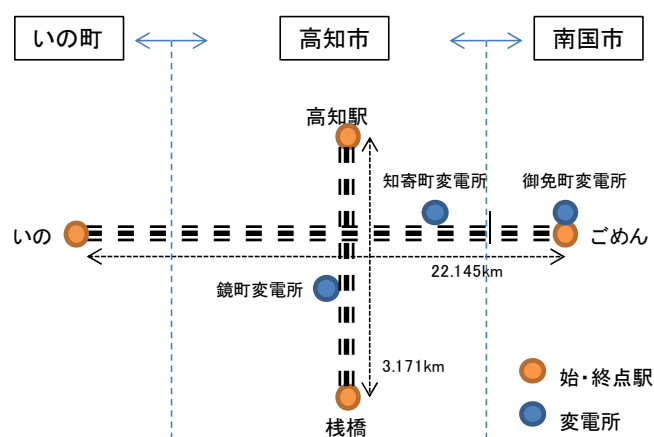


図 2-1 高知の路面電車の軌道延長概略図

高知では路面電車は「土電（とでん）」の愛称で親しまれ、通学・通勤利用や高齢者、主婦層の買い物時の足として利用されてきたが、モータリゼーションの進展や都市のスプロール化などにより近年は利用低迷が続いている。一方で、利便性向上による利用者数増や車社会との共存、地球温暖化防止に向け、パークアンドライドの推進を行っており、路面電車については現在5箇所の停留所近くにパークアンドライド駐車場が設置されている。また、2009年からは公共交通の利用状況の見える化を目的とした路面電車・バスの両路線で使用可能なIC乗車カード「ですか」を県内の旅客自動車運送事業者および両者の子会社の一部と共同で導入し、乗車距離に応じた自家用車移動との比較によるCO2排出削減効果を「交通エコポイント」としてカウントを行い、積算されたエコポイントは地域の地球温暖化対策活動に利用されている。さらに最近では、高知県と共同で景観の向上やヒートアイランド抑制に向けた取り組みとして、路面電車の軌道の緑化事業に取り組んでいる。

2-2. 路面電車への電力供給量について

地域の公共交通機関である路面電車への自然エネルギー全量供給について検討を行うにあたり、現在、高知県内において運行されている路面電車（伊野線、御免線、棧橋線）の運行時間、走行距離、稼働電車数、変電設備、使用電力種、デマンド値、電力使用量などについて調査を行った。

高知の路面電車（全体）では現在、1日当たり約17時間の営業時間内において年間およそ450万kWhの電力（推計値）が使用されているものと思われる。通常、電力会社から供給を受けた電力（交流）は、LRT（Light Rail Transit）の標準電圧（直流600V）に合わせるため変電設備が設置される。

路面電車への安定した自然エネルギー全量供給事業について検討を行う際、エネルギー供給事業者から路面電車への必要電力供給量（電力消費量）を考慮するとともに、エネルギー事業の設備容量を検討するため需要家の最大需要電力（デマンド値）について設定する必要がある。本研究では、高知の路面電車事業において設置されている3カ所の変電所におけるデマンド値（最大需要電力）の合計1,367kWをベースに検討を行うこととする。その他路面電車の稼働状況等については表2-1に示す。

表 2-1 路面電車の稼働及び電力消費状況

全体	
営業時間	05:47-22:53（17時間6分/日）
距離1（いのーごめん）	22.145 km
距離2（棧橋－高知駅）	3.171 km
所有電車数	60台
1日稼働電車数	51台（ピーク）
変電所数	3カ所（デマンド値；計1,367kW）
電力供給事業者	四国電力
契約電力種	高压電力B
年間電気使用量	4,511,477 kWh
単体	
1日稼働時間（最長）	16時間53分
1日稼働時間（最短）	49分
1日走行距離（最長）	232.242 km
1日走行距離（最短）	13.196 km
消費電力（1h）	24.9 kWh（変動）

3. 事業モデルの検討

3-1. 木質バイオマス発電事業について

(1) モノ・サービスの流れ

木質バイオマス発電事業におけるモノ・サービスの流れに関わる基本的な利害関係者としては、燃料供給事業者、木質バイオマス発電事業者、一般電気事業者、需要家（電力／排熱）の4者から成る。各利害関係者の役割とモノ・サービスの流れについては以下のとおりである。

- ① 燃料供給事業者は、木質バイオマス燃料（チップ、ペレット、オガ粉、原木等）を木質バイオマス発電事業者に供給を行う。
- ② 木質バイオマス発電事業者は、燃料をエネルギー（電力）に変換し、電力および発電過程で発生する排熱エネルギーを需要家に供給を行う。
- ③ 一般電気事業者は、木質バイオマス発電所で発電された電力を自社の送電線を使い需要家までの供給を行う。

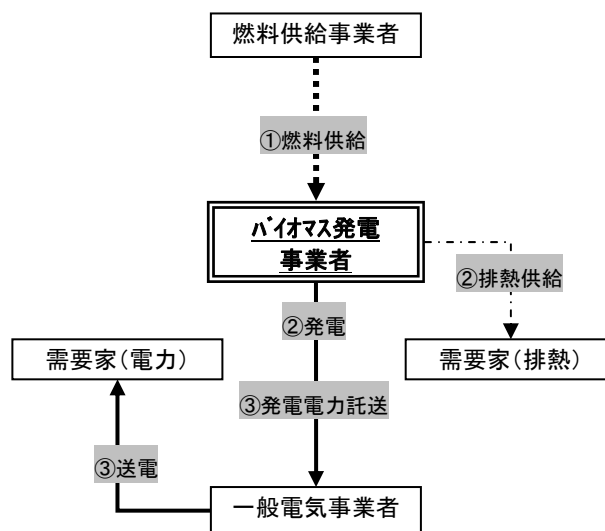


図 3-1 木質バイオマス発電事業に関するモノ・サービスの流れ

(2) お金（収入・支出）の流れ

木質バイオマス発電事業によって得られる収入源として、需要家への発電電力の販売収入以外に、排熱エネルギーの供給による収入、余剰電力の販売収入などが考えられる。

一方、発電に必要な原料の購入費（廃棄物として逆有償で受け入れ可能な場合は収入）、発電した電力を需要家まで送電する為に一般電気事業者の送配電網を利用するサービス料（託送サービス料）、その他プラント運営に必要な経費等が木質バイオマス発電事業における主な支出として想定される。

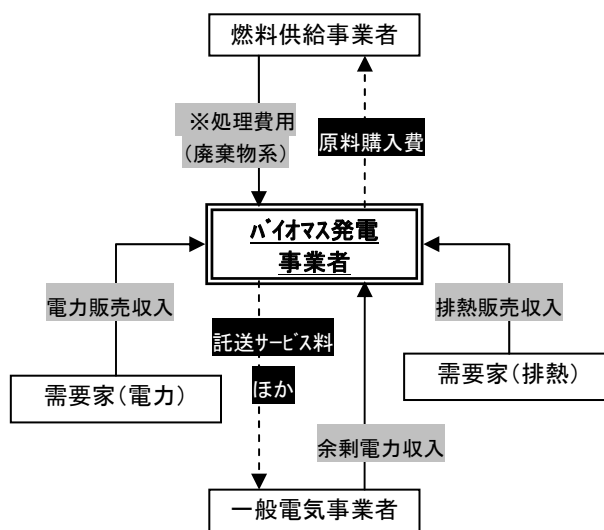


図 3-2 木質バイオマス発電事業に関するお金の流れ

3-2. 発電電力について

(1) 電力自由化の状況

平成12年以降、段階的に進められてきた電力市場の規制緩和により電力自由化の範囲は拡大しており、平成23年2月現在、契約電力50kW以上の需要家については、供給区域内の電力会社（一般電気事業者）以外からも電力購入が可能となっている。また、契約電力50kW未満の小規模な工場や商店、コンビニエンスストア（「低圧」受電電力100V以上）及び一般家庭（「電灯」受電電圧100Vを含めた全面自由化についても検討が進められることとなっている。

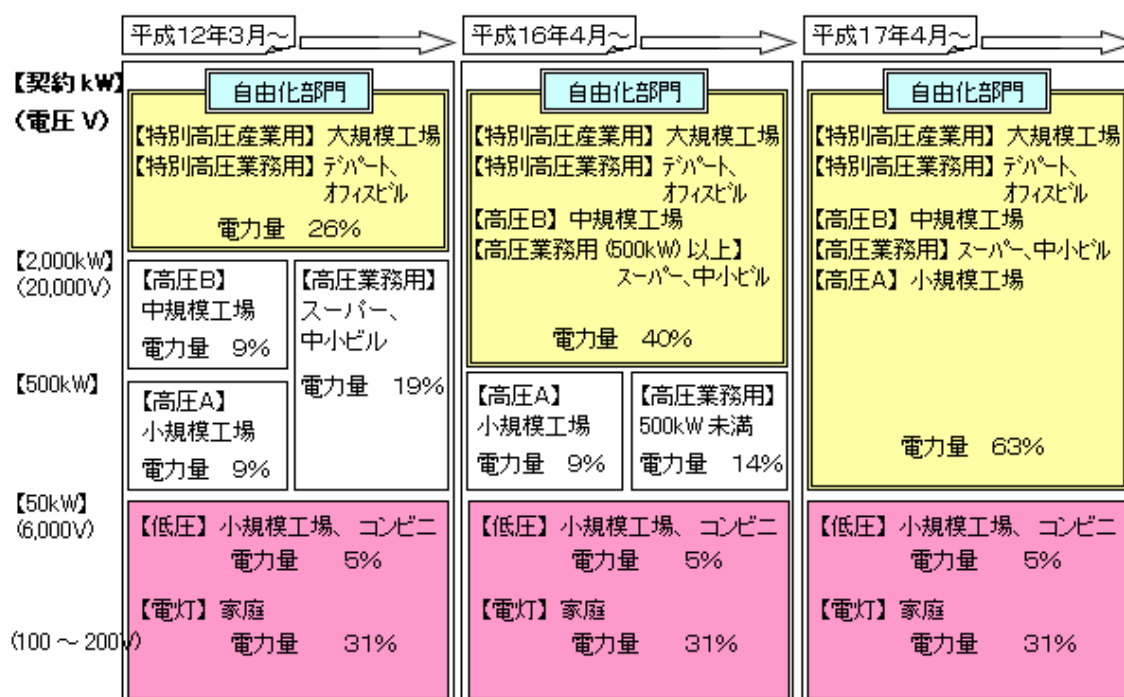


図 3-3 電力小売り自由化のスケジュールと対象の範囲

(出典：経済産業省北海道経済産業局；電力小売り自由化のスケジュール，経済産業省北海道経済産業局ホームページより)

(2) 電力事業形態について

路面電車への電力供給に関して、木質バイオマス発電プラントで発電された電力は、一般電気事業者の送電線を利用し供給を行う方法（電力の託送）を採用することがコスト面やプラントの立地条件など実現性の面からも有効であると考えられる。よって、本研究における木質バイオマス専焼発電（熱電併給）事業の事業形態は、特定規模電気事業者（PPS：Power Producer and Supplier）と設定する。

特定規模電気事業者を含む電気事業形態（表 3-1）及び特定規模電気事業者の詳細について（図 3-4）次に示す。

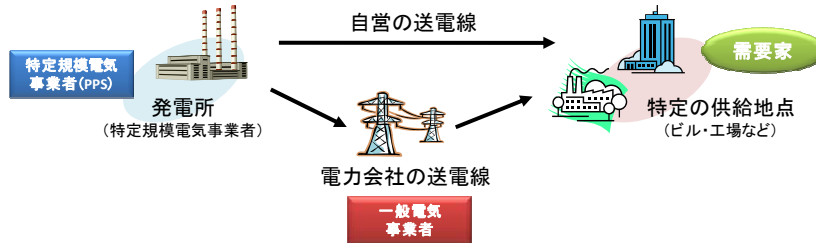
表 3-1 電気事業者一覧

○一般電気事業者
一般（不特定多数）の需要に応じて電気を供給する者。現在は、 <u>北海道電力</u> 、 <u>東北電力</u> 、 <u>東京電力</u> 、 <u>中部電力</u> 、 <u>北陸電力</u> 、 <u>関西電力</u> 、 <u>中国電力</u> 、 <u>四国電力</u> 、 <u>九州電力</u> 、 <u>沖縄電力</u> の 10 電力会社が該当する。一般への電気供給は、一般電気事業者以外が行うことはできないこととなっている。
○卸電気事業者
一般電気事業者に電気を供給する事業者で、200 万 kW 超の設備を有する者。（電源開発、日本原子力発電、200 万 kW 以下であるものの特例で認められている「みなし卸電気事業者」として公営、共同火力がある。）
○卸供給事業者（Independent Power Producer）
一般電気事業者に電気を供給する卸電気事業者以外の者で、一般電気事業者と 10 年以上にわたり 1000kW 超の供給契約、もしくは、5 年以上にわたり 10 万 kW 超の供給契約を交わしている者（いわゆる独立発電事業者（IPP））。
○特定規模電気事業者（Power Producer and Supplier）
契約電力が 50kW 以上の需要家に対して、一般電気事業者が有する電線路を通じて電力供給を行う事業者（いわゆる小売自由化部門への新規参入者（PPS））。
○特定電気事業者
限定された区域に対し、自らの発電設備や電線路を用いて、電力供給を行う事業者（六本木エネルギーサービス、諏訪エネルギーサービスが該当）。
○特定供給
供給者・需要者間の関係で、需要家保護の必要性の低い密接な関係（生産工程、資本関係、人的関係）を有する者の中での電力供給（本社工場と子会社工場間での電力供給等）。

（出典：経済産業省資源エネルギー庁；我が国の電気事業制度について，1. 電気事業者の概要，経済産業省資源エネルギー庁ホームページより）

特定規模電気事業者 (Power Producer and Supplier) とは

平成11年度の改正電気事業法(平成12年3月21日施行)により新たに認められた事業で、電気の小売自由化の対象需要家に電力会社の電線路を使って又は自営線を敷設して電気を供給する事業者のこと(ただし、特定供給に該当するものは除かれる)。



■電気の供給先: 特定規模需要家

沖縄電力株式会社の供給区域以外の地域において一般電気事業者又は特定規模電気事業者が維持し、及び運用する**特別高圧電線路又は高圧電線路から受電する者**であって、契約電力(一般電気事業者又は特定規模電気事業者との契約上使用できる最大電力をいう。)が原則として**50kW以上の者の需要**。

需要場所は、事業開始地点以外の場所であって、次の各号のいずれかに該当するものとする。

1. 一の建物内(集合住宅その他の複数の者が所有し、又は占有している一の建物内であって、一般電気事業者以外の者が設置する受電設備を介して電気の供給を受ける当該一の建物内の全部又は一部が存在する場合には、当該全部又は一部)
2. さく、へいその他の客観的な遮断物によって明確に区画された一の構内
3. 隣接する複数の前号に定める構内であって、それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いもの
4. 道路その他の公共の用に供せられる土地(前二号に掲げるものを除く。)において、一般電気事業者以外の者が設置する受電設備を介して電気の供給を受ける街路灯その他の施設が設置されている部分

図 3-4 特定規模電気事業者とは

(出典：経済産業省資源エネルギー庁；我が国の電気事業制度について、1. 電気事業者の概要，経済産業省資源エネルギー庁ホームページより)

(3) 電力買取価格について

木質バイオマス専焼発電プラントにおいて発電された電力のうち、路面電車の営業時間外(本研究においては午後11時頃から午前6時頃までのおよそ7時間)に相当する電力については、発電電力の受電先である一般電気事業者に対し余剰電力の販売を行うこととなる。

現状では木質バイオマス発電電力を含む太陽光発電以外の新エネルギーからの余剰電力購入については、買取価格が3.2~6.8円/kWh程度(四国電力のケース)と設定されているが、地球温暖化対策、エネルギーセキュリティの向上、環境関連産業育成の観点から再生可能エネルギーの全量買取制度についての議論が進められており、木質バイオマス発電については現在のところ15-20円/kWh程度(買取期間15-20年)を基本とした買取価格に設定することが想定されている。再生可能エネルギーの全量買取制度のうち特にバイオマス発電については、既存用途のある原料の発電用途への転換による既存用途への供給量逼迫や価格高騰などへの影響や、原料の由来等を特定可能とするトレーサビリティ確保の仕組みについてなど制度の詳細が不透明なことなどもあるが、本研究における事業採算性の検討においては、現在の議論をベースに全量買取での買取価格15円/kWhを最低ラインと設定する。

3-3. 発電設備の検討

木質バイオマス専焼熱電併給プラントにおける発電設備について検討を行った。

現在、国内において稼働している木質バイオマスを使った主な発電方法としては、バイオマス固体燃料を直接燃焼し発生させた蒸気でタービンを回し電力を得る方法と、バイオマス固体燃料を熱分解によりガス化させ生成された可燃性ガスをガスタービンやマイクロガスタービン、ガスエンジンなどに供給し発電を行う方法に分類される。

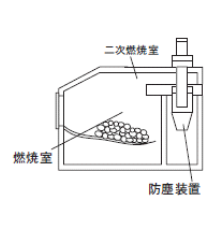
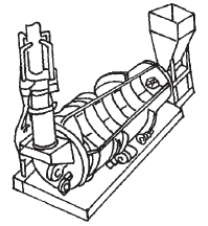
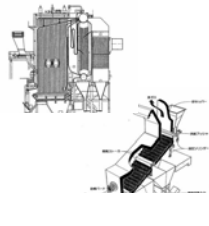
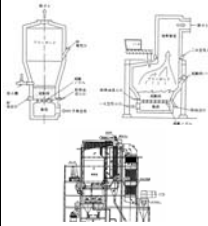
本研究では、その両発電方式についての特性や導入コスト等について整理したうえで、それぞれの技術を採用した場合についての事業採算性評価を行うこととする。

(1) 直接燃焼発電

木質バイオマスの直接燃焼 (direct combustion) 発電は、バイオマス固体原料を直接燃焼することで得られた熱エネルギーで蒸気タービンを回し発電を行う。燃焼炉システムには固定床炉、ロータリーキルン炉、ストーカ炉、流動床炉などの燃焼炉形式があり、燃焼炉の形式によって燃料条件、燃焼効率、制御、稼働条件、保守法などは異なる。

直接燃焼発電における主な燃焼炉の特性について表 3-2 に示す。

表 3-2 木質バイオマス直接燃焼炉の比較

燃焼炉タイプ	固定床炉	ロータリーキルン炉	ストーカ炉	流動床炉
燃焼炉図				
原料の条件	制約やや少(比較的高い含水率、大きな形状の処理物への対応可)	制約少(高含水率、性状が安定していない処理物への対応可)	制約あり(処理物の性状など)	制約あり(20-30mm内にチップ化)
熱効率	低い(50-60%、低位発熱量ベース)	非常に低い(熱放射が激しい)	比較的高い	高い

(出典：独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)；バイオマスエネルギー導入ガイドブック(第3版)(2010), 32-34))

直接燃焼による木質バイオマス専焼発電技術は既に国内外において広く普及しており、同技術採用のメリットとして導入コストと技術的な課題の少なさがあげられる。しかし、同技術採用の問題点として、ガス化発電並みの高い発電効率を得るためには10MWを超えるような規模が必要なことから、それに見合うだけの熱電需要が確保されていることが採算性確保の必須条件となる。参考として産業総合研究所(2003)によ

り公表されている直接燃焼方式における発電規模と効率の関係に関するデータを表3-3に示す。

表 3-3 直接燃焼法における発電規模と効率の関係

発電規模	(MW)	1	3	10	10-40
発電効率	(%)	8	12	20	25-33

(出典：大木祐一ら (2003)；木質バイオマス発電導入のための課題調査(2)－岩手県遠野市におけるケーススタディー, 13pp, IEEJ 研究レポート 2003年9月掲載, 財団法人日本エネルギー経済研究所)

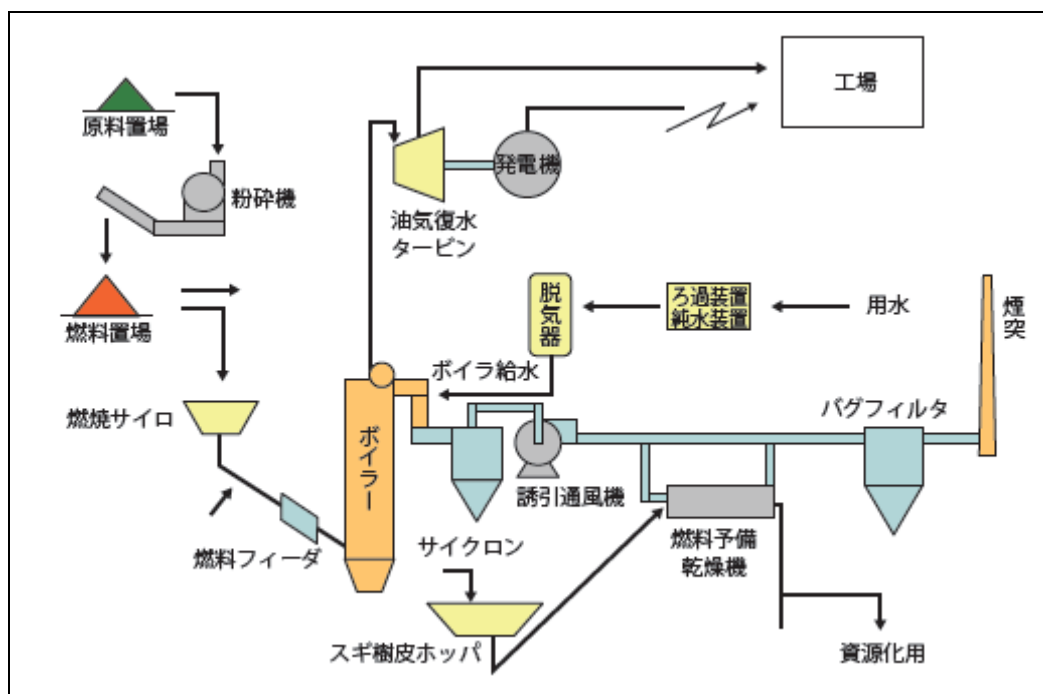


図 3-5 直接燃焼発電システムフロー例（能代バイオマス発電所）

(出典：横山伸也 (2010)；未来を拓くバイオマス利用技術. 21pp, 特技懇 256 号)

(2) ガス化発電

木質バイオマスのガス化 (gasification) 発電は、バイオマス固体原料を酸素が無い状態あるいは完全燃焼する状態よりも酸素の量を減らした状態で熱分解と化学反応により可燃性ガスを作りだし、ガスタービン、ガスエンジンなどを使って発電を行う。ガス化方式については、ガス化圧力、ガス化温度、ガス化剤、加熱方式、ガス化炉形式の組み合わせでおよそ 200 通りに及ぶ方法があると言われている。

ガス化発電のシステムは直接燃焼発電に比べると複雑であり、可燃物質をガス化する際に発生するタールやチャーによるガス化効率の低下や機器のトラブルなど実用化

段階における技術的課題も多い。よって、現状では同程度の規模であれば直接燃焼発電施設に設備投資額面でのアドバンテージがある。一方でガス化発電は、規模が小さくても高い発電効率を得られることから必要な原料の量が少なく済むことや、それに伴い工場の敷地面積が小さくて済むことなどのメリットがある。

表 3-4 木質バイオマスガス化炉の比較

ガス化方式および炉型式	固定床		流動床		噴流床	ロータリーキルン	
	ダウンドラフト式	アップドラフト式	バブリング式	循環式		内燃式ロータリーキルン方式	外燃式ロータリーキルン方式
ガス化温度	700-1,200℃	700-900℃	800-1,000℃	800-1,000℃	1,000-1,500℃	850-1,000℃	700-850℃
ガス出口温度	600-800℃	100-300℃	500-700℃	700-900℃	1,000-1,200℃	800-950℃	650-800℃
タール含有量	低い ($<0.5g/m^3N$)	非常に高い ($30-150g/m^3N$)	中 ($<5g/m^3N$)	中 ($<5g/m^3N$)	非常に低い ($<0.1g/m^3N$)	中 ($<5g/m^3N$)	中 ($<3g/m^3N$)
制御性	良	非常に良い	中	中	複雑	中	良
運転性	負荷変動: 敏感	負荷変動: 敏感ではない	負荷変動: 敏感	負荷変動: 敏感	負荷変動: 敏感	負荷変動: 敏感	負荷変動: それほど敏感でない
	減量運転: 40-100%	減量運転: 50-100%	減量運転: 30-100%	減量運転: 30-100%	減量運転: 30-100%	減量運転: 30-100%	減量運転: 30-100%
原料の条件	制約厳しい(含水率: $<25w\%$ 、サイズ: $20-100mm$ 、灰分含有量: $<6d\%$)	制約あり(含水率: $<60w\%$ 、サイズ: $5-100mm$ 、灰分含有量: $<25d\%$)	制約少(含水率: $<60w\%$ 、サイズ: $20mm$ 、灰分含有量: $<25d\%$)	制約少(含水率: $<60w\%$ 、サイズ: $20mm$ 、灰分含有量: $<25d\%$)	制約厳しい(含水率: $<10w\%$ 、サイズ: $20mm$ 、灰分含有量: $<25d\%$)	制約あり(含水率: $<15w\%$ 、サイズ: $50mm$)	制約あり(含水率: $<40w\%$ 、サイズ: $50mm$)
適正容量	$<500kW$	$<2,000kW$	200-2,000kW		2,000kW $<$	$<500kW$	
備考	欧米の設置数の75%を占める	左記との中間型にクロスフロー式がある		常圧式のほかに加圧式(IGCC用)がある	最近では小規模向けの開発がなされている		制約は工場製作による搬送性から現場組立ならば大型可能
	変形型にオープンコア式がある						タール分は後段高温改質で $<0.05gm^3N$ 程度まで除去する

(出典：独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO); バイオマスエネルギー導入ガイドブック (第3版) (2010), p38 表 2.5-5 木質系バイオマスガス化炉の比較 (その2))

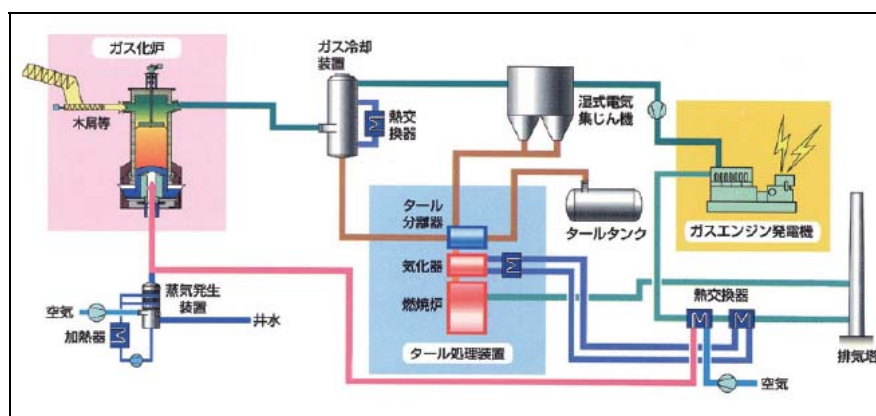


図 3-6 ガス化発電システムフロー例 (やまがたグリーンパワー株)

(出典：横山伸也 (2010); 未来を拓くバイオマス利用技術. 22pp, 特技懇 256 号)

3-4. 発電システムの比較

(1) 調査プラントの比較

木質バイオマス専焼発電システムについて検討を行うにあたり、現在、国内で稼働している木質バイオマス発電（コジェネ）施設の詳細について、インターネット、新聞記事、既往調査研究資料をもとに調査を行い比較検討の資料とした。

直接燃焼発電、ガス化発電の各発電システムについて調査対象とした施設のリストを表3-5に示す。なお、本研究においては実用化技術を対象とするためデモンストラーションプラントについては調査対象外とした。

表 3-5 調査対象木質バイオマス専焼発電プラント一覧

	施設	所在地	発電規模(kW)
直接燃焼	住田町木質バイオマス発電所	岩手県	350
	能代バイオマス施設	秋田県	3,000
	セイホクバイオマス発電所	宮城県	2,300
	大信発電所	福島県	11,500
	吾妻バイオパワー	群馬県	13,600
	神之池バイオマス発電所	茨城県	21,000
	川辺木質バイオマス発電所	岐阜県	4,300
	森林資源活用センター発電所「森の発電所」	岐阜県	600
	ハリマエムアイディ発電所	兵庫県	4,000
	銘建工業株式会社本社工場エコ発電所	岡山県	1,950
	府中発電所	広島県	2,000
	岩国発電所	山口県	10,000
	日田発電所	大分県	12,000
	仙北市秋田スギバイオエネルギーセンター	秋田県	300
	やまがたグリーンパワー発電所	山形県	2,000
	いしかわグリーンパワー発電所	石川県	2,500
ちちぶバイオマス元気村発電所	埼玉県	115	
ガス化	仙北市秋田スギバイオエネルギーセンター	秋田県	300
	やまがたグリーンパワー発電所	山形県	2,000
	いしかわグリーンパワー発電所	石川県	2,500
	ちちぶバイオマス元気村発電所	埼玉県	115

(2) 発電規模とイニシャルコストの関係

① 直接燃焼

国内における直接燃焼方式の木質バイオマス専焼発電（コジェネ）プラントの発電規模については、数百 kW クラスの小型のものから 10MW を超える大規模なものまで幅広い規模において採用されている。一方、イニシャルコストについては、プラントの定格出力が 1,000kW 以下の小規模プラントでは 1kW 当り 100 万円近くのコストを要することになるケースもみられた。

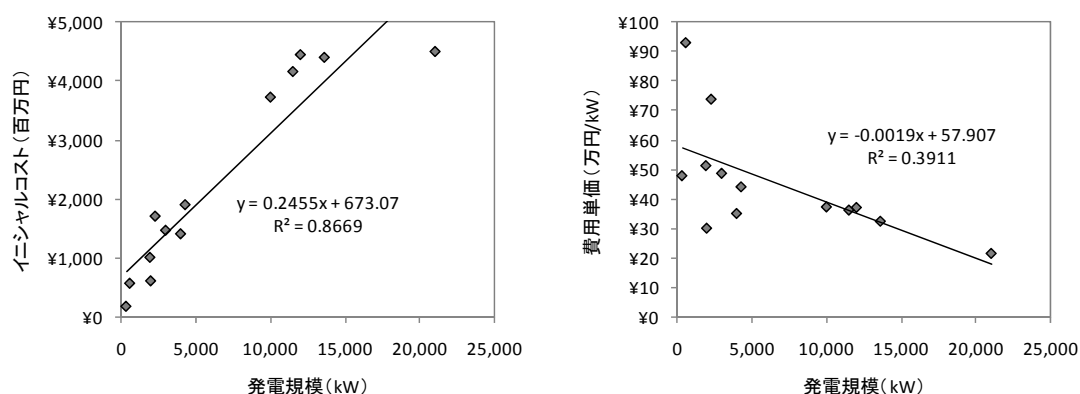


図 3-7 発電規模とイニシャルコストの関係（直接燃焼）

② ガス化

国内におけるガス化発電方式の木質バイオマス発電（コジェネ）プラントについては、その多くが実証試験施設であり商用プラントとして稼働している事例は非常に少ないのが現状である。また、ガス化施設は 100kW 程度から数千 kW 程度の小・中規模発電をターゲットとしている。商用発電施設のイニシャルコストについては、小規模なものについては 1kW 当り 200 万円程度と直接燃焼の 2 倍以上のコストを要するが、2 千 kW 程度の中規模発電施設では費用単価 1kW 当り 70 万円程度と大きなスケールメリットが得られている。

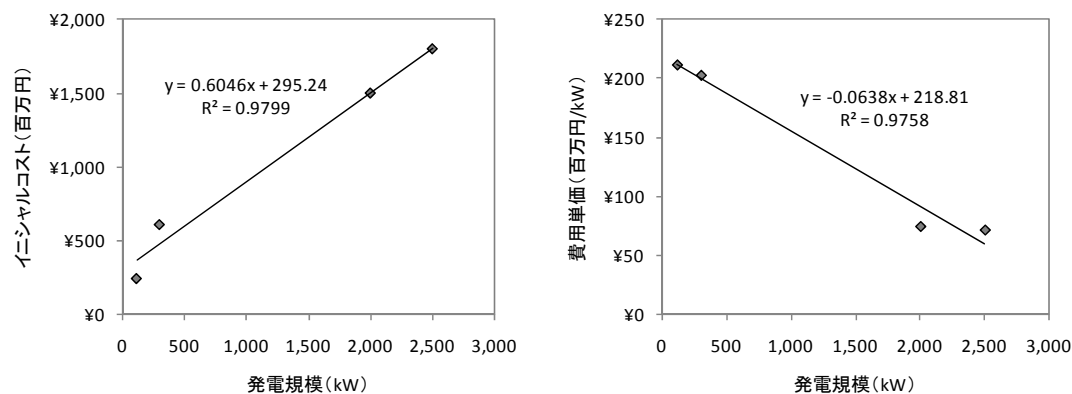


図 3-8 発電規模とイニシャルコストの関係（ガス化）

(3) 発電規模と発電効率の関係

① 直接燃焼

直接燃焼方式の木質バイオマス専焼発電（コージェネ）プラントにおける発電規模と発電効率の関係について分析を行った。一般的に知られているように、直接燃焼による発電方式においては、数百 kW 規模の小規模施設では最大 10% 程度の発電効率しか得ることができないため、数十 MW を超えるような大規模発電施設が適正なターゲット規模とされている。本調査結果から、直接燃焼方式で発電効率 20% を超えるためには 5,000kW 以上の規模が必要であると考えられる。

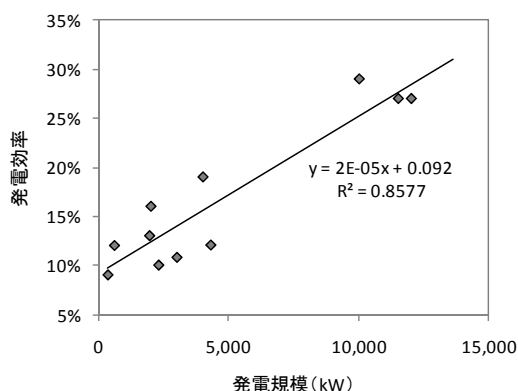


図 3-9 発電規模と発電効率の関係（直接燃焼）

② ガス化

木質バイオマスのガス化方式での発電メリットは 100kW 程度の小さな発電施設でも 20% を超える高い発電効率が見られることである。国内における木質バイオマス専焼ガス化発電（コージェネ）施設の発電規模と発電効率の関係について調査を行ったところ、発電規模 100~2,500kW の範囲で 24~29% 程度の非常に高い発電効率が見られていることがわかった。

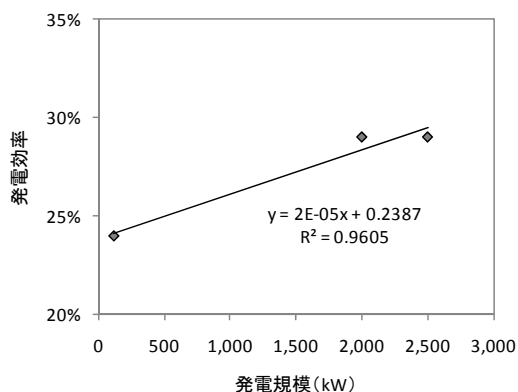


図 3-10 発電規模と発電効率の関係（ガス化）

3-5. 木質バイオマス発電事業モデルの検討

(1) 事業モデル案(a)

地域の公共交通（路面電車）への電力全量供給を実現するために、路面電車で使用されるエネルギー（電力）の安定的な供給を実現可能な木質バイオマス発電（熱電併給）プラントを中心とした事業モデルについて検討を行った。

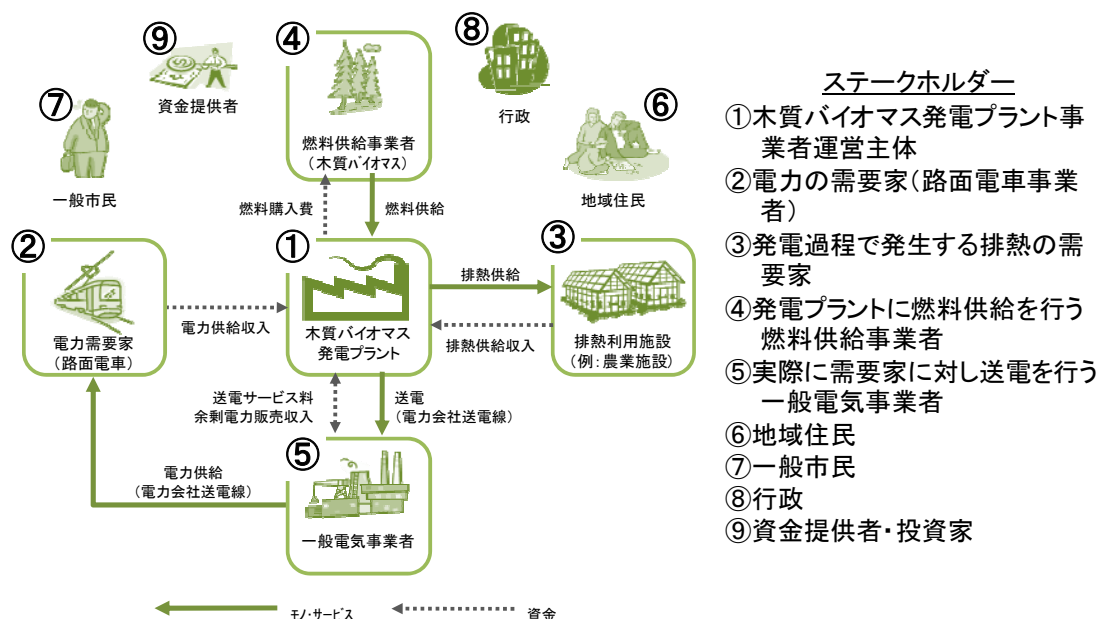


図 3-11 事業モデル(a)

図 3-11 に事業モデル案(a)を示す。本事業モデルにおける木質バイオマス専焼発電（熱電併給）の事業規模については、電力需要家（路面電車）の電力消費規模をもとに安定供給が可能な範囲で設定を行う。一方、事業の採算性を高め安定的なプラントの運営を図るためには、発電工程において発生する排熱の有効活用を行い、プラントのトータルとしてのエネルギー効率を高めることが重要である。そのため、安定的な熱利用需要家を確保することが必要であるが、熱（温水または蒸気）供給について距離によるエネルギーロスをできる限り減らし、また熱供給用の設備投資を抑えるためにも、熱需要家は発電プラントの近隣に存在していることが望ましい。

高知県において想定される熱需要家の一例としては、近年、木質ペレットなどの木質バイオマス燃料やヒートポンプ技術の導入などが進んでいる施設園芸ハウスが考えられる。現地調査を行った観光農園の施設園芸ハウス（加温面積 3.5 ヘクタール）では、1 台の重油焚蒸気ボイラから熱交換質へのパイプライン設置と熱交換後はそれぞれのハウスに温水エロフィンパイプを配管し加温を行っていた。仮にこの観光農園に排熱供給を行う場合、既存の熱交換機に蒸気を送るだけで済むため、熱需要家の熱供

給設備費用負担は非常に小さいものと思われる。但し、施設園芸の場合、熱需要の季節変動が大きい（図 3-12）ため、近隣の公共施設冷暖房や温浴施設などと組み合わせ年間を通じ安定した需要の確保が課題となる。

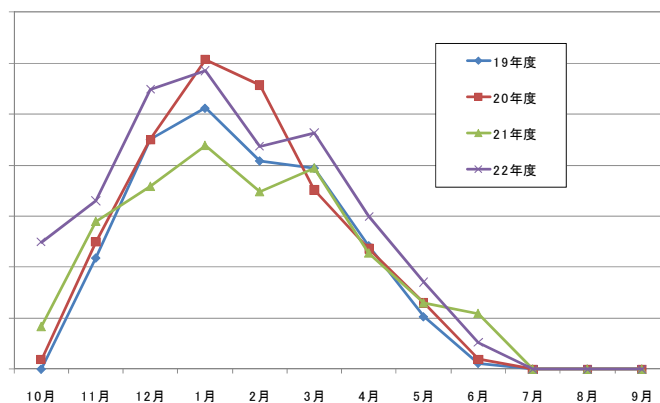


図 3-12 調査対象となった観光農園ハウスにおける月別燃料（A 重油）消費量の推移例

次に、木質バイオマス発電事業におけるステークホルダーにとってのメリット及び主な事業リスクについて整理を行った（表 3-6）。

特に事業に直接的な影響を持つステークホルダー①～⑤の抱えるリスクについては、主に安定供給に関するリスクと安定需要に関するリスクに集約される。つまり事業自体の安定化と各ステークホルダーにとっての事業リスク回避は、ステークホルダー間の関係安定性と互惠・波及効果の安定性によってのみ可能となる。よって事業の実現化スキームにおいては、この相互関係について事業参画者が十分に理解することが必要である。

表 3-6 ステークホルダーのメリットとリスク

	メリット	リスク
① 事業運営主体	<ul style="list-style-type: none"> 新規事業創出 新規性(世界初) 資源枯渇の不安無し 	<ul style="list-style-type: none"> 運営リスク(原料供給確保、原料価格高騰、熱需要確保) 技術リスク(安定的運転) 制度リスク(買取価格等)
② 電力需要家 (路面電車)	<ul style="list-style-type: none"> 安定的・持続可能エネルギー源入手 新規性(世界初) エネルギー経費の削減効果 環境貢献、市民からの支持向上 IC カードの利用促進 	<ul style="list-style-type: none"> 原料供給の不安定化による電力供給の不安定化リスク (課題)投資余力少ない(運営が厳しい)

	<ul style="list-style-type: none"> 公共交通の延伸など(将来) 	
③ 熱需要家	<ul style="list-style-type: none"> 安定的・安価なエネルギー源の確保 二酸化炭素削減によるクレジット創出 ブランド化効果 	<ul style="list-style-type: none"> 熱供給接続用設備負担の発生 行政支援の有無 原料安定供給不安定化による熱供給の不安定化リスク
④ 原料供給事業者	<ul style="list-style-type: none"> 低質材の安定的な供給先確保 森林の有効活用に関するモデル 	<ul style="list-style-type: none"> 供給価格に関するリスク 安定需要リスク
⑤ 一般電気事業者	<ul style="list-style-type: none"> 事業参画による企業の環境イメージ向上 	<ul style="list-style-type: none"> 電力自由化推進 顧客減少(自然エネへの転換)
⑥ 地域住民	<ul style="list-style-type: none"> 住民参画 安定的なエネルギー源の確保 地域自然環境の改善 	<ul style="list-style-type: none"> 騒音等公害リスク 大型車交通量増加 火災事故リスク
⑦ 一般市民	<ul style="list-style-type: none"> 利用による環境貢献 利用による地域経済貢献 	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギー買取制度によるエネルギー負担増
⑧ 行政	<ul style="list-style-type: none"> 地域経済の活性化効果 雇用創出、税収増効果 地球温暖化防止効果 教育効果 	<ul style="list-style-type: none"> 事業支援リスク 作業量の増加
⑨ 資金提供者	<ul style="list-style-type: none"> 環境投資 	<ul style="list-style-type: none"> 投資回収リスク

(2) 事業モデル案(b)

一方で、地域によっては想定される排熱の供給可能量に対し十分な熱需要が見込めないことなども考えられ、こうした地域においては、地域の環境政策・産業振興策等に基づく新たな熱需要の創出を行うことでプラント経営の安定化と地域産業の振興を同時に実現することが必要となる。

図 3-13 は、木質バイオマス発電所隣に、新たに木質ペレット工場を併設し、木質ペレット工場内の乾燥用熱源として熱利用を行う事業モデル案(b)である。この場合、最終的な排熱エネルギーの需要家は木質ペレット工場であり、同時にそこで製造された製品の需要家であるビニールハウス農家となる。木質バイオマス発電プラントの立地場所と、熱需要家としてのビニールハウス農家の立地が離れている場合などは、このように排熱エネルギーをニーズに応じた形態（この場合、乾燥用熱源であり木質ペレット燃料）に変換し需要家に供給することが有効である。また、熱供給事業者と最終需要家の間に、木質ペレット工場を挟むことで年間を通じた安定的な熱需要の確保が可能となるメリットがある。

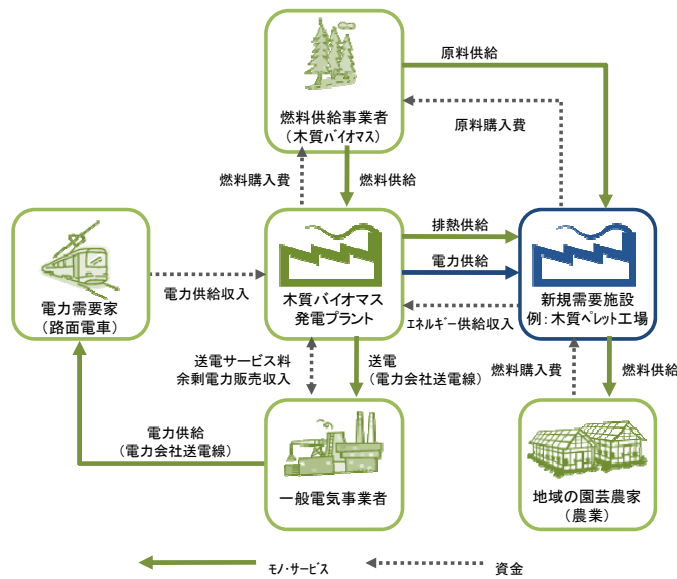


図 3-13 事業モデル案 (b) (木質ペレット工場との併設ケース)

(3) 事業モデル案(c)

また地域における新しいエネルギー利用の在り方として、現行の電気事業法では規制対象となっている一般家庭（契約電力が 50kW 未満の低圧電力需要家）等への電力の供給についても、木質バイオマス発電プラントの立地場所から一定範囲内の地域住民及び事業者に対して、事業への出資金（例：議決権の無い株式の発行など）を募り資本関係を有することで、特定供給エリアとしての地域エネルギー供給を実現し、事業及び地域エネルギー利用の安定化を図る地域エネルギー特区を設定することなども考えられる。

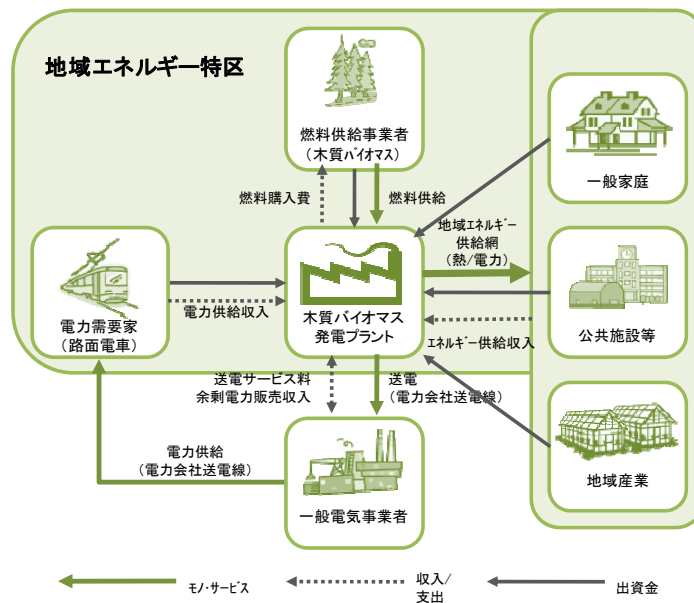
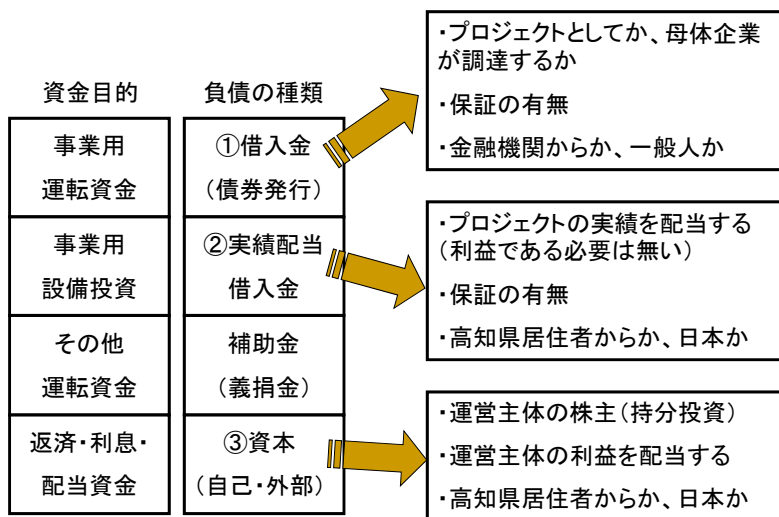


図 3-14 事業モデル案(c)

3-6. 資金調達方法について

木質バイオマス発電事業について検討を行うにあたり、まず一般的なプロジェクトにおける資金調達方法（図 3-15）について調査を行った。



目的、資金規模、期間などに応じて、調達先・利子・付随メリットに違い

図 3-15 プロジェクトの資金調達方法

本研究プロジェクトにおける①～③の調達方法別のメリット・デメリットは以下のとおりである。

- ① 借入金(期間5年程度まで):金利が高くなりがち。実績のある会社が調達するか、保証がないと難しいことも。
- ② 実績配当の借入金(あるいは社債):実績の設定の仕方、固定利息は低利でも、魅力的になりうる。
(例:エコ車両の年間乗降客数1万人以上で1%、2万人以上なら2%…の利息を払う。定期券発行枚数が累計1万枚を超えるたびに一口100円ボーナス。など)
- ③ 資本(持分証券あるいは株式):返済義務がないため、通常は最もコストの高い資金調達だが、運営次第で魅力的にもなりうる(例:株主優待割引券。株主優待イベント。応援者名簿公開(義捐金も含めて、エコを支援する人への感謝を強く多角的に打ち出す))

また、調達先での違いとしては以下の項目があげられる。

- ① 金融機関:純粋にビジネス判断するので、立ち上げプロジェクトには厳しい判断となりがちである。
- ② 高知県民(高知企業):利息そのものよりも、元本安全性と付随メリット重視での調達になる。銀行商品として設計できないか。(例:エコ電定期預金)

- ③ 国民全体：日本に広がるエコ公共交通の第一弾プロジェクト（高知）として打ち出す。調達コストを下げる枠組み（インターネットなど）の活用。株主優遇的な措置ができるか。エコ支援会社という視点での大手企業とのタイアップなども考えられる。

本事業モデルの実施段階スキームにおける資金調達の検討ポイントとしては以下の2点があげられる。

○調達目的と方法のマッチング

- ① 長期資金を低利調達
⇒但し、通常の金融機関融資は環境次第である。
- ② 知名度向上やファンの拡大
⇒高知県での調達主体。
- ③ 高知県でのアピール、県外でのアピール
⇒エコ電活動など。環境団体などとの提携。
- ④ 他へのビジネス展開あるいは応用の有無
⇒手間がかかっても二次調達ができる枠組みを検討する。

○調達資金規模との兼ね合い

- ① 金融機関：地方銀行単独では大きな調達は難しい環境である。
- ② 高知県民（高知企業）：預金感覚であれば、比較的大きな調達も可能だが。利息以外のメリットを感じてもらえるかが問題。銀行商品か証券商品として組成できないか検討を行うことも考えられる。
- ③ 資本調達：大きなロットは基本的に難しいが、金利負担を負わなくてもなんとかなるメリットと広範な宣伝効果。
- ④ 複数手法の組み合わせ
 - a. 高知県民からの実績配当型融資の可能性
 - b. 金融機関融資
 - c. インターネット資本調達
 - d. 証券商品あるいは銀行商品化

4. 経済性の検討

4-1. 前提条件の設定

事業モデルの経済性については、事業モデル案(a)をベースに行った。

経済性の検討を行うにあたっては、木質バイオマス専焼発電（熱電併給）プラントの運転に関する前提条件を次のように設定する。

表 4-1 経済性試算の前提条件

項目	主な内容
I. 燃料条件	
1. 投入量	総発電量及び発電方式による。
2. 原料種	木質チップ(皮付き生チップ)を想定。 原料は間伐材、林地残材、製材端材等の未利用(非廃棄物系)木質資源で建築廃材類は使用しないものとする。
3. 発熱量	<u>1,888 kcal/kg (=7,905KJ/kg)</u> 岩手県林業振興課作成「燃料用木材チップ品質・規格のガイドライン案」を参考とした。
4. 含水率	<u>100% (D.B.、乾量基準含水率)</u> スギ丸太からのオガ粉製造作業時の含水率調査を参考とした。 $\text{乾量基準含水率}(u, \%) = \frac{(W_u - W_o)}{W_o} \times 100$ <p style="text-align: center;">W_u: 乾燥前の木材重量 W_o: 全乾時の木材重量</p>
5. 嵩比重	<u>260kg/m³</u> 国内クレジット制度排出削減事業計画資料データを参考とした。
II. 発電設備	
1. 発電規模	<u>路面電車: 1,700kW</u> 路面電車のデマンド値(最大需要電力)に、受電地点から供給地点までの損失率 5.4%(四国電力: 電力小売託送サービスメニュー)、所内電力消費量=発電量の 15%(既存国内事例より推定)を付加し算出。 <u>その他施設:</u>
2. 発電技術	想定される各需要家の最大需要電力に応じ設定するものとする。
3. 発電効率	直接燃焼方式、ガス化方式の両方式について検討。
4. 敷地面積	国内商用施設において稼働中のシステムから推定。

5. 設備費用	国内における既存施設を参考とし仮定。 国内類似施設における設備費用より単位当たり設備投資額を設定し発電規模に応じて推定。
6. 補助金額	補助率: <u>想定されるケースに応じ、無し、1/2、4/5 で試算</u> (国庫: 1/2 例) 新エネルギー導入促進協議会「地域新エネルギー等導入促進事業」を活用することを想定する。助成対象経費の範囲は、設計費、機械装置等購入費、工事費、諸経費とし、土地取得費、建屋、土地造成等の基礎工事は対象外とする。 ※(社会システム枠)要件 ● バイオマス依存率: 60%以上 ● 発電効率: (蒸気タービン方式) 10%以上 (出力 10MW 以下) (その他発電方式) 25%以上 (50kW 以上)
7. 資金調達	総事業費による。 長期借入金の利率は 2.0%とし、返済期間は 10 年とする。
8. 償却率	償却年数 15 年とする。(定額法)
III. 稼働条件	
1. 稼働日数	<u>年間 330 日</u> 他事例を参考にメンテナンス期間を年間 35 日 (定期修理 30 日、計画外停止 5 日) とする。
2. 稼働時間	<u>24 時間/日</u>

4-2. 発電システムの設定

事業モデル(a)において、採用する発電システム（直接燃焼法、ガス化法）の概略システムフローを以下に示す。

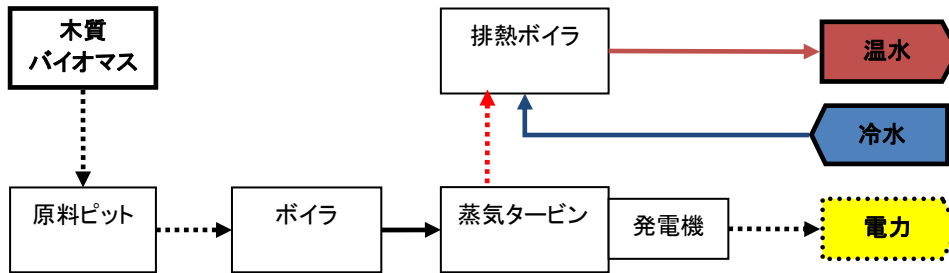


図 4-1 直接燃焼発電システムフロー概略図

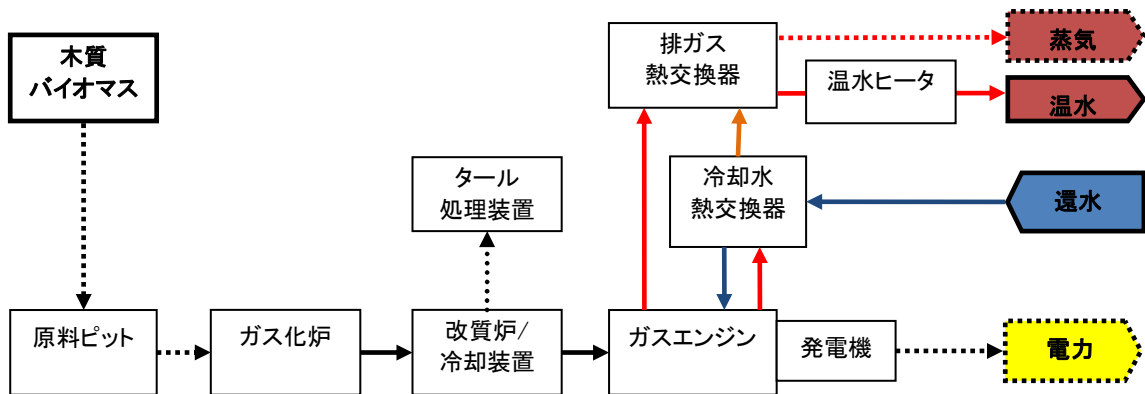


図 4-2 ガス化発電システムフロー概略図

4-3. 発電施設投資額と発電効率の設定

(1) イニシャルコスト

発電出力 1,700kW（発電端出力）規模の木質バイオマス専焼発電（コジェネ）プラント整備に係る費用について、国内事例をもとに試算を行った。

直接燃焼方式の発電施設整備に係る費用単価は約 53 万円/kW、イニシャルコストはおよそ 9 億円であった。一方、ガス化方式によるバイオマス発電施設整備に係る費用単価はおよそ 78 万円/kW、総費用は約 13.2 億円であった。

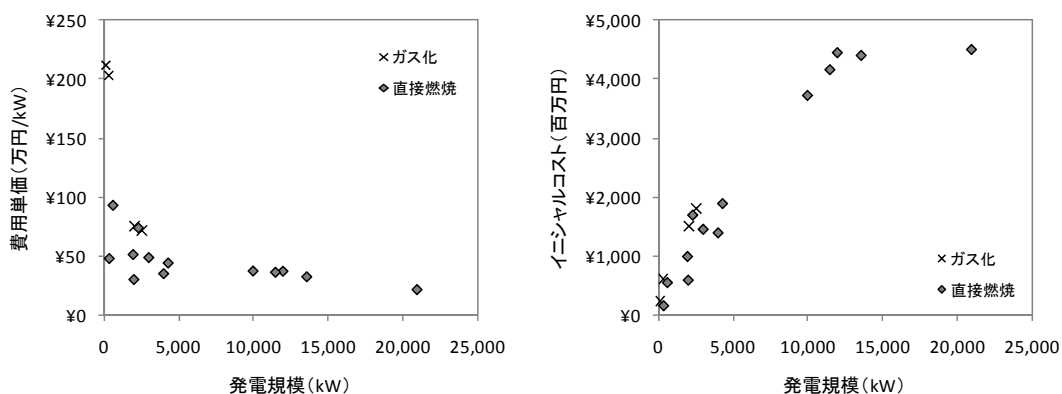


図 4-3 イニシャルコスト比較

(2) 発電効率

同様に発電規模 1,700kW 規模における直接燃焼、ガス化両方式の発電効率について調査対象事例をもとに試算を行った。

試算の結果、直接燃焼方式では 12.6%、ガス化方式では 27.3%程度の出力が得られるものと推測され、この数値をもとに経済性の試算を行うこととする。

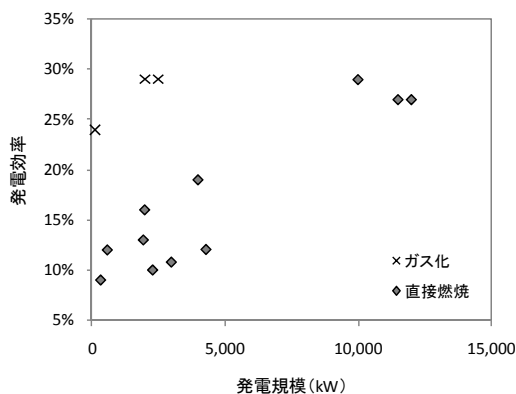


図 4-4 発電効率比較

4-4. 発電システムの概要

これまでの調査結果をもとに設定を行った発電システムの概要について表 4-2 に示す。本研究ではこれらの数値結果を用い経済性の評価を行うこととする。

表 4-2 システム概要

発電システム	単位	直接燃焼	ガス化	
設備投資額	千円	900,000	1,320,000	
年間稼働日数	d	330	330	
1日当り稼働時間	h	24	24	
発電規模(定格出力)	kW	1,700	1,700	
総発電量(年間)	kWh	13,464,000	13,464,000	
所内電力消費量(年間)	kWh	2,019,600	2,019,600	
送電時損失電力量(年間)	kWh	727,056	727,056	
電力総供給量(年間)	kWh	10,717,344	10,717,344	
路面電車電力使用量(年間) (推計値)	kWh	4,511,477	4,511,477	
余剰電力発生量(年間)	kWh	6,205,867	6,205,867	
発電効率(平均)	%	12.6	27.3	
総エネルギー投入量(年間)	kWh	106,857,143	49,318,681	
	MJ	384,685,714	177,547,253	
	kcal	91,862,948,571	42,398,283,956	
原料投入量(年間)	t	48,656	22,457	
	m ³	187,139	86,372	
	1日当り	t	147.4	68.1
	1時間当り	t	6.1	2.8
排熱回収効率	%	50	50	
総エネルギー効率	%	62.6	77.3	
排熱供給可能量(年間)	kWh	53,428,571	24,659,341	
	MJ	192,342,857	88,773,626	
	kcal	45,931,474,286	21,199,141,978	
	A重油換算	kl	4,919	2,270

※太字は設定値。

4-5. 経済性対象費目の設定値と設定方法

経済性対象費目については、「NEDO バイオマスエネルギー導入ガイドブック（第3版）Ⅱ. 個別編：木質系バイオマス編，3. 導入検討の流れ，3.10 経済性の検討」等を参考に以下の検討対象費目を設定した。なお、木質バイオマス発電電力の利用により見込まれる排出量取引やグリーン電力証書など環境取引益については本試算には含まないものとする。

表 4-3 事業採算性検討費目の設定

項目		設定値及び計算方法
I	a. 建設費	国内導入事例データを参考に設定。
	b. 建設費逓減率及び補助率	(1)補助活用せず(補助率 0%)、 (2)既存の支援制度活用(国庫:補助率 50%)、 (3)既存の支援制度活用(国庫:補助率 50%)+地方自治体支援 30%、の 3 ケースを想定。
	c. 実質建設費	上記の a-b より実質建設費を算出
II	a. 収入	(1), (2), (3)の合計
	(1)電力収入(a)	特定需要家へ電力供給による収入。売電単価×総電力消費量より算出。
	(2)電力収入(b)	一般電気事業者への余剰電力供給による収入。売電単価×(売電電力×発電部分稼働日数×稼働時間-総電力消費量)より算出。買取単価は¥15/kWhと設定。
	(3)販売収入	熱販売単価×熱販売量より算出。熱販売単価は A 重油換算で¥50/Lと設定。
	b. 支出	(1)~(9)の合計
	(1)ユーティリティ費	本ケーススタディでは、2,000 円/tとした。
	(2)メンテナンス費	建設費の 2%とした。
	(3)人件費	本ケーススタディでは、人員を 10 名(責任者 1 名、管理者 1 名、作業員 8 名)と想定し、54 百万円/年とした。
	(4)償却費	(実質建設費-残存価格<実質建設費の 10%>)÷耐用年数<15 年>より算出
	(5)原材料調達費	原材料(木質チップ)取得単価 5 千円/t に設定。
	(6)処理費	有効活用も考えられるがここでは産業廃棄物処理費用 6 千円/tとする。
	(7)支払金利	本ケーススタディでは、補助金以外の初期投資を全て金利 2.0%で借り入れるものと仮定した。(返済は元金均等払を想定)
	(8)租税公課	簡単のために実質建設費から毎年の減価償却した額の差を対象とする。この場合、(実質建設費-累積減価償却額)×税率(1.4%)
	(9)一般管理費	本ケーススタディでは、人件費の 10%と設定した。
	c. 税引前利益	上記の a-b より算出
d. 法人税等	事業の大きさ等により多少異なるが簡単のため 40.87%を適用すればよいと思われる。c×40.87%より算出。	
e. 税引後利益	上記の c-d より算出	
f. 減価償却費	b.の④と同値を設定	
g. 年間キャッシュフロー	上記の e+f より単年度のキャッシュフローを算出	
III	a. キャッシュの累計	毎年のキャッシュフローを累計
	b. 回収率	a.が I の c の何%に当たるかを回収率として試算

4-6. 経済性分析

(1) 試算結果1 (直接燃焼発電)

直接燃焼発電方式を採用した木質バイオマス発電（熱電併給）事業の事業採算性について、プラント建設に係る初期投資に対する補助率及び電力の買取価格別の試算を行った。

a. ケース1 (補助率0%)

補助無しで直接燃焼発電方式の木質バイオマス発電事業を行った場合、仮に再生可能エネルギー買取価格が想定値の上限である¥20/kWh となった場合においても事業としての採算性は取れないとの結果であった。本事業では、地域の産業振興および山林環境整備への貢献を前提とし、建築廃材等の産業廃棄物系木質バイオマスを使用することを想定していないため、原材料調達費が総支出の約5割を占める状態になることが事業採算性における最大の原因と考えられる。仮に原材料の20%程度について産業廃棄物系木質バイオマスを逆有償で受け入れることにした場合、事業開始から2~3年程度で年間キャッシュフローはプラスとなることが予想される。但し、製材工場残材や建設廃材などの産業廃棄物系木質バイオマスの利用率は70~90%程度に進んでおり、安定的な量の確保は困難であるといえる。また、量を確保できた場合においても、総収入に占める熱販売収入が5割を超えており、大規模な熱需要の確保が出来ない場合採算性を確保することは困難であるといえる。

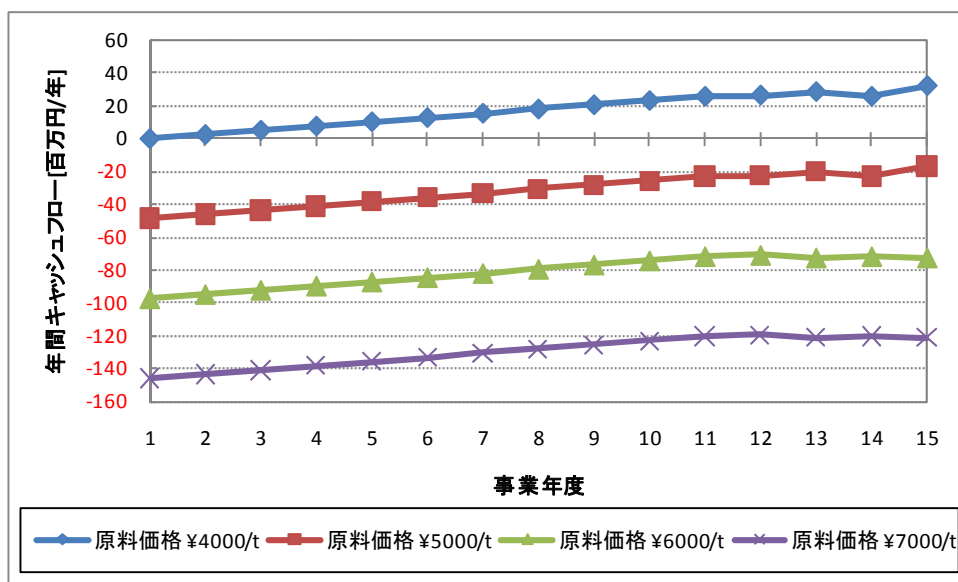


図4-5 原料価格別キャッシュフローの推移（補助率0%、電力買取価格¥15/kWh）

b. ケース 2 (補助率 50%)

補助率が 50%となった場合においても、事業採算性を確保することは困難であると言える。仮に、再生可能エネルギーの全量買取制度によって余剰電力の買取価格が ¥20/kWh となった場合、年間キャッシュフローは事業開始から 2 年目でプラスとなるが、総支出の約 5 割を占める原材料調達費を大幅に削減することなしに利益を上げ事業採算性を確保することは困難であるといえる。

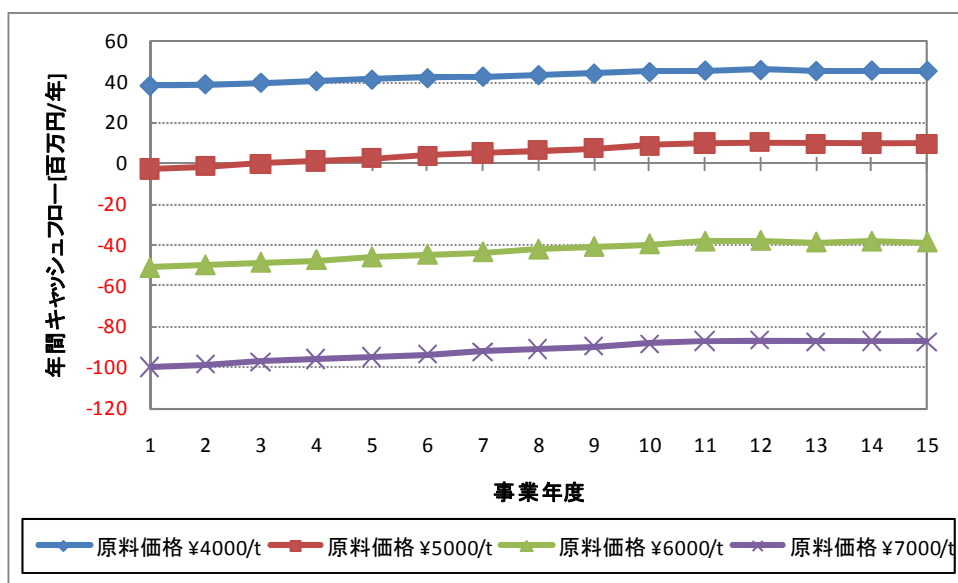


図 4-6 原料価格別キャッシュフローの推移 (補助率 50%、電力買取価格 ¥20/kWh)

c. ケース 3 (補助率 80%)

プラント建設に係る費用の 8 割を補助で賄った場合、再生可能エネルギーの買取価格が ¥20/kWh であれば事業として成り立つ可能性があると考えられる。このケースでは、事業開始当初より年間キャッシュフローがプラスであり、初期投資の回収は 20 年目に可能となることが予想される。但しこのケースにおいても非常に大規模な熱需要の確保が事業採算性確保には必須であり、また再生可能エネルギーの買取期間設定如何によっては事業が成り立たなくなるなど非常に不安定であるといえる。

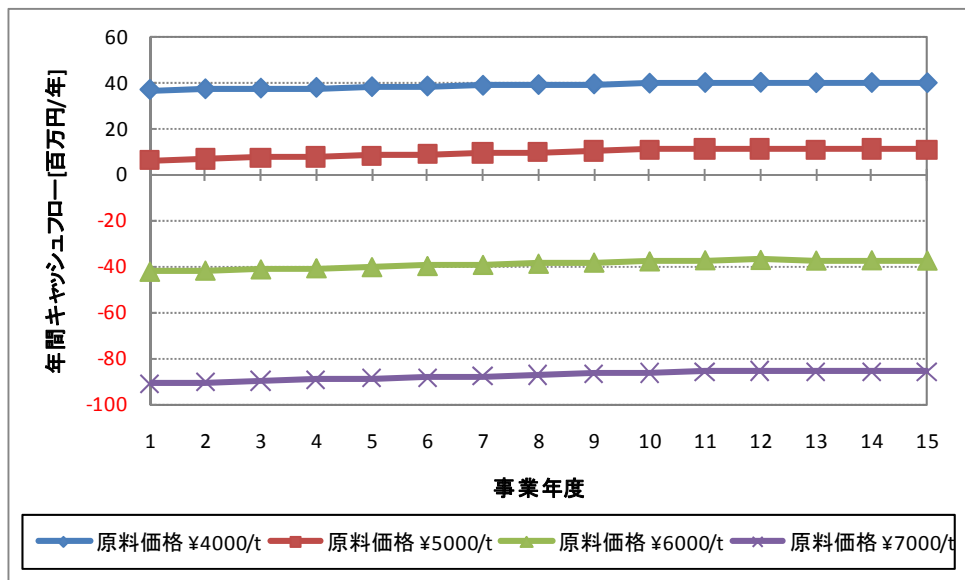


図 4-7 原料価格別キャッシュフローの推移（補助率 80%、買取価格 ¥20/kWh）

(2) 試算結果2 (ガス化発電)

ガス化発電方式を採用した木質バイオマス発電（熱電併給）プラントの事業採算性について、プラント建設に係る初期投資に対する補助率及び電力の買取価格別の試算を行った。

a. ケース1 (補助率 0%)

補助無しでガス化発電方式の木質バイオマス発電事業を行った場合のキャッシュフローについて試算を行った。直接燃焼に比べ5割以上高い初期投資に対する補助がゼロのケースでは仮に電力の買取価格が¥20/kWh とされた場合でも初期投資の回収まで数十年を要する試算となった。このケースにおいて最も大きな課題は、十億円を超える資金を如何に集めるかという点にかかってくると思われる。その点において実現可能性の非常に低いケースであると考えられる。

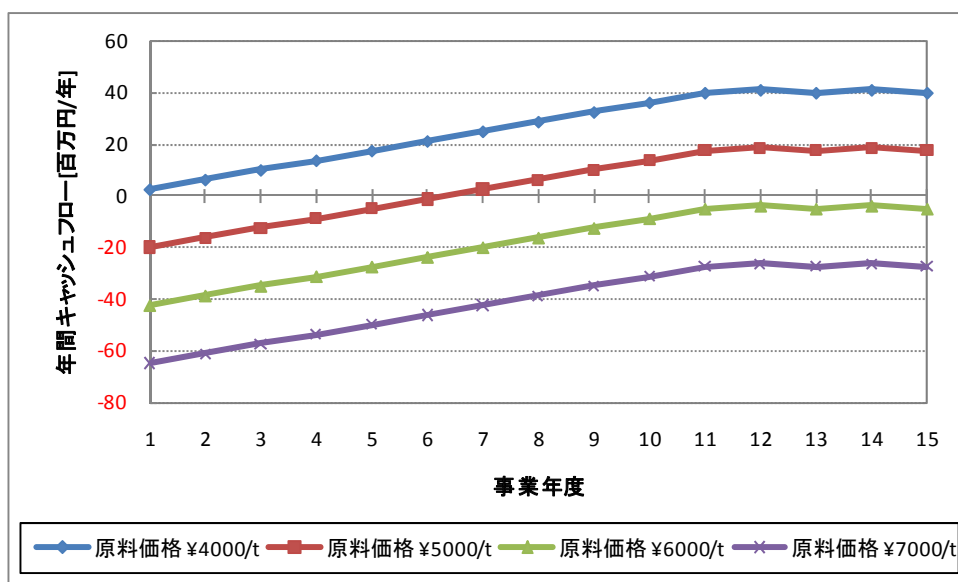


図 4-8 原料価格別キャッシュフローの推移 (補助率 0%、買取価格 ¥15/kWh)

b. ケース2 (補助率 50%)

ガス化方式の木質バイオマス発電（熱電併給）施設建設に係る投資に対し、50%の補助を導入した場合についての試算を行った。本ケースは、仮に電力の買取価格が ¥20/kWh と設定された場合、事業開始から5年目に黒字経営に転換することが予想され、初期投資も16年目に回収可能となる。また、排熱回収による熱エネルギー量も重油換算で年間およそ2,200kl程度であり、3t/h生産規模の木質ペレット工場における乾燥用熱源需要として併設する形で使用するなどの方法で実現可能なレベルにあると考えられる。

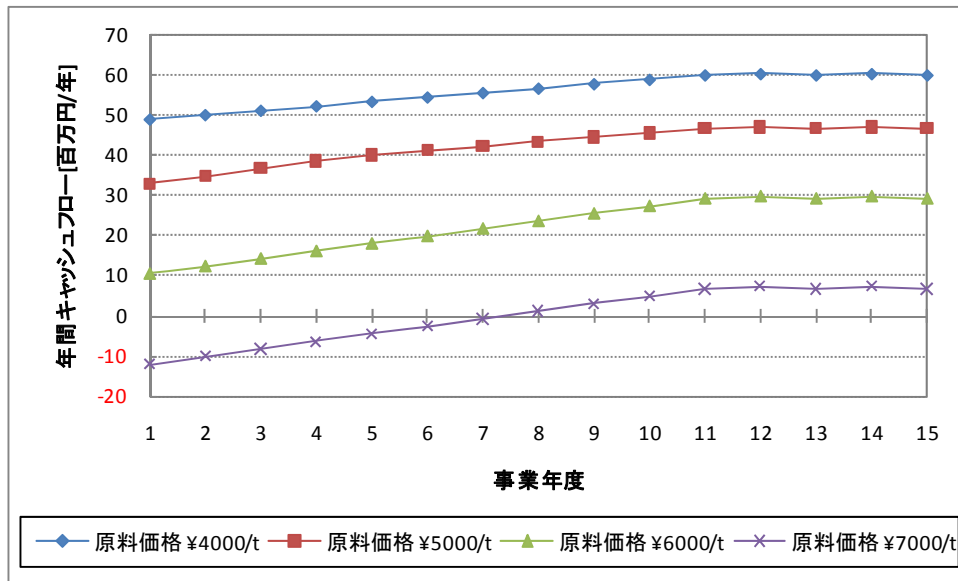


図 4-9 原料価格別キャッシュフローの推移（補助率 50%、買取価格¥20/kWh）

c. ケース 3（補助率 80%）

最後にプラント建設に対する補助率 80%、再生可能エネルギー買取価格¥20/kWh について試算を行ったところ、初年度からキャッシュフローはプラスであり、事業開始から 8 年目には初期投資を回収できる結果となった。但し、このケースにおいても年間を通じた安定的な排熱需要は事業採算性確保のために必要である。

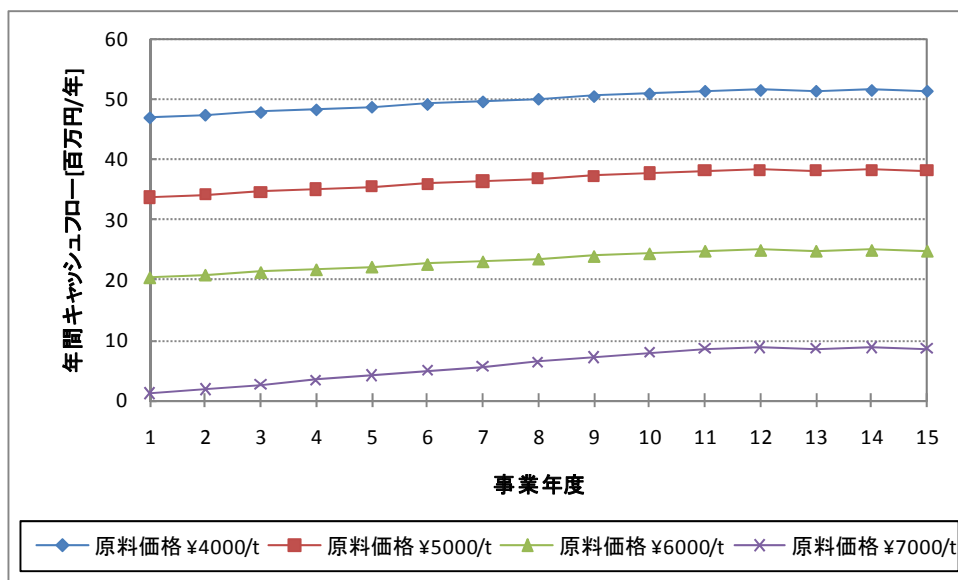


図 4-10 原料価格別キャッシュフローの推移（補助率 80%、買取価格¥20/kWh）

4-7. 経済性分析まとめ

(1) 直接燃焼発電の成立条件

発電出力 1,700kW 規模における直接燃焼発電システムのメリットとしては、ガス化発電に対し 2/3 程度の初期投資で済む点にある。経済基盤の脆弱な地方において数億円単位の事業資金を調達することは非常に困難であり、初期投資額が 1 円でも軽いことは実現性の観点からも有利な点であるといえる。しかし、同システム採用による事業採算性確保のためには、原材料購入を 4,500 円/t 以下で調達が可能であるか、又は少なくとも総原材料に対し 20%程度の製材工場残材、建設廃棄物系木質バイオマス等を逆有償で受け入れることができるシステムを構築する必要がある。供給不足により価格の高騰が起きている建設廃材等産業廃棄物系木質バイオマス資源を一定量確保する必要があることは実現可能性及び事業の安定性の観点からも望ましいシステムとは言い難い。また 1 日当り約 150t の原料を安定的に確保することができることが条件であることから、導入可能な地域は限定されるものと思われる。同時に、A 重油換算で年間およそ 5,000k1 規模の熱需要確保が必要といった点からも実現可能性は低いと言わざるを得ない。

○補助率：80%以上

⇒原料価格： ¥4,500/t 以下

⇒余剰電力買取価格： ¥20/kWh

表 4-10 経済性分析結果まとめ（直接燃焼発電）

	余剰電力買取価格 ¥15/kWh	余剰電力買取価格 ¥20/kWh
補助率0%	原料単価¥4,000/tの場合、年間キャッシュフローが初年度よりプラスとなるものの、15年経過しても初期投資は回収できない。 ⇒ 事業採算性確保困難 (原料費用低減のため有償で産業廃棄物系木質原料を受け入れる。但し、産業廃棄物系木質原料の量の確保は困難になっている傾向にある。)	原料単価¥4,000/tの場合、初年度よりキャッシュフローはプラスとなるが、15年目での初期投資回収率は79%である。 ⇒ 事業採算性確保困難 (原料費用低減のため有償で産業廃棄物系木質原料を受け入れる。但し、産業廃棄物系木質原料の量の確保は困難になっている傾向にある。)
補助率50%	原料単価¥4,000/tの場合、年間キャッシュフローが初年度よりプラスとなるが、事業開始より15年目の回収率は77%である。 ⇒ 事業採算性確保困難	原料単価¥5,000/tの場合、4年目よりキャッシュフローはプラスとなるが、初期投資の回収には50年以上を要する。 ⇒ 事業採算性確保はやや困難 ■条件：原料調達単価¥4,000/tで熱需要(排熱利用率50%以上)を確保できれば可能。
補助率80%	原料単価¥4,000/tの場合、初年度よりキャッシュフローはプラスとなり、事業開始より10年目に初期投資を回収可能。 ⇒ 事業採算性確保はやや困難 ■条件：原料調達単価¥4,000/tで安定供給を確保し、尚且つ安定的な熱需要(排熱利用率50%以上)を確保できること。	原料単価¥4,500/tの場合、初年度よりキャッシュフローはプラスとなり、事業開始より8年目に初期投資を回収可能。 ⇒ 事業採算性確保可能 ■条件：原料調達単価¥4,500/tで安定供給を確保し、尚且つ安定的な熱需要(排熱利用率50%以上)を確保できること。

(2) ガス化発電の成立条件

一方、ガス化による木質バイオマス発電事業については、地方の単独企業が立ち上げるには困難な事業資金を要するが、これについては県、地方自治体の協力などを得つつ、地域住民や関係事業者の参画を得ることで十分に実現可能であると考え。同システムにおいて必要とされる木質バイオマス燃料の量についても、年間およそ22,000トン程度と関係者の協力が得られれば十分に地域内で調達可能な量である。さらに、グリーン電力証書や排出量取引制度などの環境価値取引を収益システムに組み込むことでより安定した事業運営が実現可能となる。

課題であるシステムの技術的なリスクについても、既に山形県や石川県などで商用機として稼働している実績があり、原料供給事業者や地域でのエネルギー需要家の事業参画が得られれば非常に高いエネルギー効率を持つ新しい地域のエネルギー拠点として運用することが可能であると考え。

○補助率：60%以上

⇒原料価格：¥5,000/t 以下

⇒余剰電力買取価格：¥18/kWh 以上

表 4-11 経済性分析結果まとめ（ガス化発電）

	余剰電力買取価格 ¥15/kWh	余剰電力買取価格 ¥20/kWh
補助率0%	原料単価¥4,000/tの場合、年間キャッシュフローは初年度よりプラスとなる。しかし事業開始より15年経過しても初期投資は回収できない。 ⇒事業採算性確保困難	原料単価¥4,000/tの場合、事業開始当初よりキャッシュフローはプラスとなるが、この場合15年目での初期投資回収率は71%である。 ⇒事業採算性確保困難
補助率50%	原料単価¥4,500/t 以下であれば事業開始初年度よりキャッシュフローはプラスとなるが、初期投資の回収には15年以上を要する。 ⇒事業採算性確保困難	原料単価¥5,000/tの場合、事業開始初年度よりキャッシュフローはプラスとなり、事業開始から16年目に初期投資を回収可能となる。 ⇒事業採算性確保やや厳しい
補助率80%	原料単価¥5,000/t 以下であれば、初年度よりキャッシュフローはプラスとなり、15年以内に初期投資を回収可能。 ⇒事業採算性確保は可能 ■条件：原料調達単価¥5,000/t以下で安定供給を確保し、尚且つ安定的な熱需要（排熱利用率50%以上）を確保できること。	原料単価¥6,000/tで、初年度よりキャッシュフローはプラスとなり、事業開始より12年目に初期投資を回収可能。 ⇒事業採算性確保可能 ■条件：安定的な熱需要（排熱利用率50%以上）を確保できること。

5. LC-CO2 の算定

設備の制度設計の概要が明らかとなると LC-CO2 の算定は可能となるが、本調査ではモデルの提案に留まることから、全体のライフサイクルの確定は内容的に難しいと判断し、産出されるエネルギー量（発電及び熱）が化石燃料等の代替としてどれだけ排出削減に貢献し、環境価値を創出することができるかについて、現在国内で運用されている3制度（グリーンエネルギー認証、オフセット・クレジット制度、国内クレジット制度）にあてはめて検討を行った。

5-1. グリーンエネルギー認証

グリーンエネルギー認証センターが認証したエネルギー価値を一般企業などの電力需要者が契約によって仮想的に購入する仕組みをグリーン電力プログラムという。以下は、一連の仕組みを図化したものである。

この仕組みによると、グリーン電力の申請事業者（もしくは自らが申請事業者となる場合もある）は、グリーンエネルギー認証センターに対して設備設定と電力認証に関する申請を行い、申請が認証されると、グリーン電力発電者が発電した実績を申請事業者兼グリーン電力証書発行者に報告、認証を受けることによって、環境価値を購入したい一般企業等に証書化されたグリーン電力が販売される仕組みである。

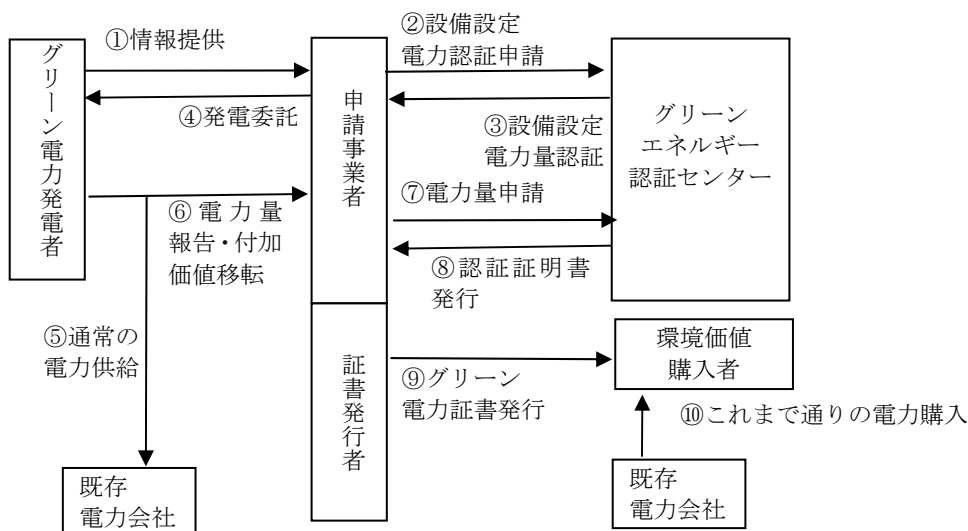


図 5-1 グリーンエネルギー認証と環境価値移転までのフロー

(出典：グリーンエネルギー認証センターホームページより)

また、グリーンエネルギー認証センターの平成 22 年度グリーン電力料金規定によると、料金構成は以下の通りである。

表 5-1 グリーン電力料金の構成

項 目	料 金
1. 電力量認証料	0.03 円/kWh
2. 設備認定料	10 円/kW
3. 年間登録料（設定設備累積 1,000kW まで） （設定設備累積 1,000kW 超）	30 万円/団体 50 万円/団体
4. 新規申請審査料（申請事業者を通さない場合）	10 万円/件

上記料金単価には、消費税及び地方消費税等を含むものとする。

5-2. オフセットクレジット制度

環境省による「カーボン・オフセットに用いられる VER(Verified Emission Reduction) の認証基準に関する検討会」の議論におけるオフセット・クレジット (J-VER) 制度に基づいて発行される国内における自主的な温室効果ガス排出削減・吸収プロジェクトから生じた排出削減・吸収量を指す (気候変動対策認証センター、オフセット・クレジット (J-VER) 制度 HP より引用)。

オフセット・クレジットの創出と販売までの流れを示したものが下記のフローである。まず、排出削減プロジェクト実施事業者は、公表されているポジティブリストと方法論に適合した事業を実施する場合に、事業申請が可能となる。申請された事業は、環境省に設置されたオフセット・クレジット (J-VER) 認証運営委員会で受理、審査が行われ、事業登録となる。その後、事業実施期間中の適切なモニタリングを経て、実施後報告書を作成。指定された検証機関による適正判断がなされると、オフセット・クレジット認証・発行となり、J-VER 登録簿の口座へ登録され、オフセットを希望する事業者への販売と移転されたクレジットの償却が実施される仕組みとなっている。

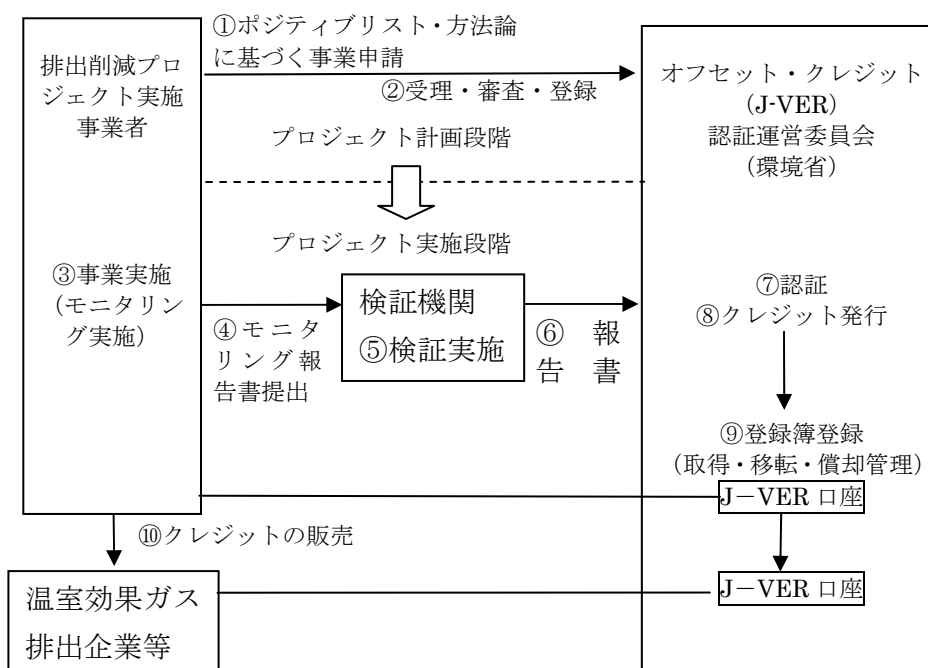


図 5-2 オフセット・クレジット制度によるクレジット創出のフロー

(出典:気候変動対策認証センター、オフセット・クレジット(J-VER)制度ホームページより)

オフセット・クレジット価格については、平成 21 年度 11 月 10 日以降について現在下記の価格が提示されている。制度普及の観点から踏まえ、申請に係る費用は低めに設定がされているようである。また、今年度は、申請にかかる費用の助成制度がありバリエーション等申請にかかる費用支援が行われていた。しかし、来年度以降も同様の

制度が確約されているかについては、現時点で不明のためここでは公表価格を示すこととする。

表 5-2 オフセット・クレジット申請にかかる費用の構成

項 目	費 用
1. 申請時バリデーション費用 バンドリングに伴う追加分	147,000 円/2 事業所 63,000 円/1 事業所
2. プロジェクト登録時	105,000 円
3. 検証費用※1	50 万～100 万円程度
4. クレジット発行時 固定部分 (1 回あたり) 変動部分 (発行量あたり)	21,000 円/回 84 円/tCO2
5. 登録簿にかかる費用	平成 21 年 11 月 10 日 以降、当面の間は無料

上記料金単価には、消費税及び地方消費税等を含むものとする。

※1：検証費用については、当社実績より推算した

(出典:気候変動対策認証センター、オフセット・クレジット(J-VER)制度ホームページより)

5-3. 国内クレジット制度

京都議定書目標達成計画(平成20年3月28日閣議決定)において規定されている、大企業等による技術・資金等の提供を通じて、中小企業等が行った温室効果ガス排出削減量を認証し、自主行動計画や試行排出量取引スキームの目標達成等のために活用できる制度。平成20年10月に政府全体の取組みとして開始されている。中小企業のみならず、農林(森林バイオマス)、民生部門(業務その他、家庭)、運輸部門等における排出削減も広く対象としている。

下記は、制度への申請からクレジット認証までの流れを示したフローである。他制度との違いは、プロジェクトの申請時点で大企業等との排出削減共同事業として計画書を申請する必要がある点である。

その後の事業計画提出に際しては審査機関による審査が必要であり、実績報告書の提出に際しても審査機関による確認が求められている。国内クレジット認証委員会は、審査結果をもとに、排出削減量(国内クレジット)を認証、その後、排出削減事業者と大企業等との間でクレジットの移転とその対価の支払がなされるという仕組みである。

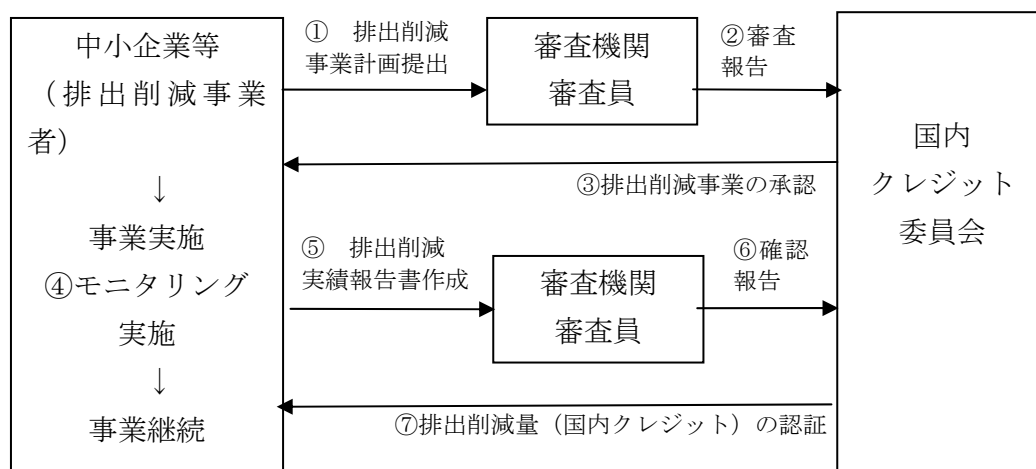


図5-3 国内クレジット制度によるクレジット認証までのフロー

(出典：国内クレジット制度(国内排出削減量認証制度)ホームページより)

本年度事業については、平成22年度国内排出削減量認証制度基盤整備事業(国内クレジット制度推進のためのソフト支援事業)により、国内クレジット認証委員会への申請が見込まれる中小企業等を対象に、排出削減効果が50t-CO₂/年以上等を条件に計画支援にかかる費用を補助している。

表 5-3 国内クレジット申請にかかる費用の構成

項 目	費 用
1. 審査費用	500,000 円上限
2. 確認費用	150,000 円上限

上記料金単価には、消費税及び地方消費税等を含むものとする。

(出典：平成 22 年度国内排出削減量認証制度基盤整備事業（国内クレジット制度推進のためのソフト支援事業）要綱より)

5-4. LC-CO2の算定及び環境価値について

経済性分析で使用したシステム（表4-2）のLC-CO2及びシステム導入によるCO2排出削減量の算定を行った。

直接燃焼発電を導入し、設定された排熱需要を完全に満たすことができた場合のCO2排出削減量は年間約33.6万トンと推定される。一方、ガス化発電を導入した場合、直接燃焼発電に比べ少なくても済む投入エネルギーおよび熱供給量の差によりCO2排出削減量は年間およそ19万トンであった。

また、システム導入によって削減されるCO2排出量をグリーン電力、グリーン熱それぞれに置き換えた場合の環境価値創出についても算定を行った。

直接燃焼発電の導入により創出される環境価値は、大規模な排熱需要を100%満たすことができた場合においては大幅なCO2排出量の削減を見込むことができ、環境取引による価値創造は約1億4千万円程度見込むことができる。また、ガス化発電導入により見込まれる環境価値の創出は約6千7百万円程度と見込まれた。但し、いずれの環境価値創出額についてもこれまでの国内事例を基に算定されており、今後の市場動向次第で大幅に下落することも十分に考えられる。第4章の経済性分析に環境価値による利益を含んでいないのはそのためである。

単位：t-CO2

		直接燃焼		ガス化		備考
		排出	削減	排出	削減	
建設段階	電力施設建設	3,290		4,830		国内最終需要計(購入者)
生産段階	木材チップ	14,597		6,737		国内最終需要計(購入者)・15円/kgと仮定・20年間生産
	所内消費	22,660		22,660		経済性分析条件・20年間生産
流通段階	送電時ロス	8,158		8,158		経済性分析条件・20年間生産
使用段階	電力供給		120,249		120,249	経済性分析条件・20年間生産
	排熱供給		266,610		123,034	経済性分析条件・20年間生産
廃棄段階	施設解体	2,300		10,100		国内最終需要計(購入者)・解体費を建設費の30%と仮定
合計		51,004	386,858	52,485	243,283	
差引合計			335,854		190,798	

南斉規介, 森口祐一 (2010)産業連関表による環境負荷原単位データブック(3EID): 2005年表(β+版), 独立行政法人国立環境研究所地球環境研究センター, <http://www.cger.nies.go.jp/publications/report/d031/index-j.html>
 温対法 算定報告制度HP



使用段階で生じる環境価値の算定

単位：円/年

		直接燃焼		ガス化		備考
		費用	取引益	費用	取引益	
前提条件						初年度申請費用のみでの比較
グリーン電力	概算内訳	938,520	48,228,048	938,520	48,228,048	
	差引合計		47,289,528		47,289,528	
グリーン熱	概算内訳	14,850,371	160,285,713	7,186,248	73,978,023	
	差引合計		145,435,342		66,791,775	

算定使用原単位: グリーンエネルギー認証センターHP
 売買価格: 環境省 カーボン・オフセットに用いられるVERの認証基準に関する検討会資料

図5-4 システム導入によるCO2排出削減量と環境価値創出について

6. おわりに

急速な人口減少、少子高齢化の進む高知県のような地方における経済、社会状況は今後ますます厳しい状況を迎えることになる。こうした超高齢化・人口減少社会に向けた新たな社会構築が求められるなか、われわれは国土の3分の2を占める森林資源を地域経済・社会活動の源であるエネルギーとして活用することで将来に渡り持続可能な社会構築を行うことを目的とし、その重要な供給先のひとつとして低迷の進む地方の公共交通に注目した。

モータリゼーションの進展等による利用者数の減少が進む地方の公共交通が維持されてゆくためには、何よりも主要な利用者である地域住民が重要な利害関係者となり、自分たちで支えているという意識に行動が伴わなければならない。本研究で提案を行った事業モデルにおいては、地域住民および地域の産業と公共交通がエネルギーを通じエネルギーの需給関係やあるいは資本関係といった密接な関係を有することとなり、また直接需給関係や資本関係がない場合でも、利用することにより森林資源管理およびエネルギー資源の供給に対する貢献活動を結び付けることで、地域の新しい公共交通に関する仕組みを構築することができるものとする。その仕組みを支える技術としての木質バイオマスコジェネ（熱電併給）システムについて本研究では技術・環境性および経済性について調査を行い、実現可能な構想であることを示すことができた。

日本の国土の3分の2は森林（山林）が占めている。地方においては面積の9割以上を森林が占める地域も数多く存在する。少子高齢化・人口減少の進む社会におけるこれからの国土政策として、経済・インフラ・産業基盤の脆弱な地域においては、地域に存在する資源を中心に農業、林業、機械産業など異なる産業によってクラスターが形成されていくことが重要であり、地域の山林より得られる木質バイオマス資源はこうした地域における持続可能な経営資源となるものとする。

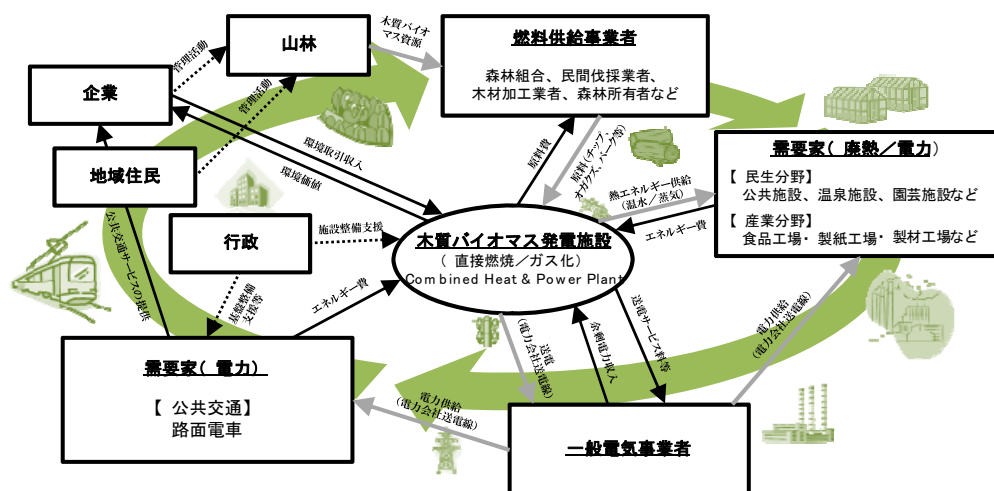


図 6-1 地方における木質バイオマスを中心とした産業クラスターの構築

○資料編

■直接燃焼発電

補助率：0%

余剰電力買取価格：¥15/kWh

原料価格：¥5,000/t

単位：百万円

事業年度	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
I															
a.建設費	900														
b.建設費減率及び補助率	0														
c.実質建設費	900														
a.収入															
①売電収入(a)	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402
②売電収入(b)	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
③熱販売収入	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
b.支出	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246
505	502	502	500	497	495	492	489	487	484	482	479	478	480	479	480
①ユーティリティ費	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
②メンテナンス費	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
③人件費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
④減価償却費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
⑤原材料調達費	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
⑥灰処理費	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
⑦支払金利	18	16	14	13	11	9	7	5	4	2	0	0	0	0	0
⑧租税公課	12	11	10	10	9	8	7	7	6	5	4	4	4	4	4
⑨一般管理費	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
c.税引前利益	-103	-100	-97	-95	-92	-90	-87	-85	-82	-80	-77	-76	-78	-77	-78
d.法人税等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
e.税引後利益	-103	-100	-97	-95	-92	-90	-87	-85	-82	-80	-77	-76	-78	-77	-78
f.減価償却費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
g.年間キャッシュフロー	-49	-46	-43	-41	-38	-36	-33	-31	-28	-26	-23	-22	-24	-23	-24
a.キャッシュフローの累計額	-49	-95	-138	-179	-217	-253	-286	-317	-345	-371	-394	-416	-440	-463	-486
b.回収率	-5%	-11%	-15%	-20%	-24%	-28%	-32%	-35%	-38%	-41%	-44%	-46%	-49%	-51%	-54%
II															
III															

■直接燃焼発電

補助率：0%

余剰電力買取価格：¥20/kWh

原料価格：¥5,000/t

	事業年度														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
I															
a.建設費	900														
b.建設費減率及び補助率	0														
c.実質建設費	900														
a.収入	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433
①売電収入(a)	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
②売電収入(b)	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124
③熱販売収入	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246
b.支出	505	502	500	497	495	492	489	487	484	482	479	478	480	479	480
①ユーティリティ費	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
②メンテナンス費	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
③人件費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
④減価償却費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
⑤原材料調達費	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
⑥灰処理費	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
⑦支払金利	18	16	14	13	11	9	7	5	4	2	0	0	0	0	0
⑧租税公課	12	11	10	10	9	8	7	7	6	5	4	4	5	4	5
⑨一般管理費	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
c.税引前利益	-72	-69	-66	-64	-61	-59	-56	-54	-51	-49	-46	-45	-47	-46	-47
d.法人税等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
e.税引後利益	-72	-69	-66	-64	-61	-59	-56	-54	-51	-49	-46	-45	-47	-46	-47
f.減価償却費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
g.年間キャッシュフロー	-18	-15	-12	-10	-7	-5	-2	0	3	5	8	9	7	8	7
a.キャッシュフローの累計額	-18	-32	-45	-55	-62	-67	-69	-69	-66	-60	-52	-43	-36	-28	-21
b.回収率	-2%	-4%	-5%	-6%	-7%	-7%	-8%	-8%	-7%	-7%	-6%	-5%	-4%	-3%	-2%

■直接燃焼発電

補助率：50%

余剰電力買取価格：¥15/kWh

原料価格：¥5,000/t

	事業年度														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
I	a.建設費	900													
	b.建設費減率及び補助率	450													
	c.実質建設費	450													
	a.収入	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402
	①売電収入(a)	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
	②売電収入(b)	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
	③熱販売収入	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246
	b.支出	463	462	460	459	458	456	454	453	451	450	450	450	450	450
	①ユーティリティ費	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
	②メンテナンス費	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
	③人件費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
	④減価償却費	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
	⑤原材料調達費	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
	⑥廃処理費	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	⑦支払金利	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0	0	0	0	0
	⑧租税公課	6	6	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2
	⑨一般管理費	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	c.税引前利益	-61	-59	-58	-57	-56	-54	-53	-50	-49	-48	-47	-48	-48	-48
	d.法人税等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	e.税引後利益	-61	-59	-58	-57	-56	-54	-53	-50	-49	-48	-47	-48	-48	-48
	f.減価償却費	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
	g.年間キャッシュフロー	-34	-32	-31	-30	-29	-27	-26	-23	-22	-21	-20	-21	-21	-21
III	a.キャッシュフローの累計額	-34	-66	-97	-127	-155	-183	-209	-233	-257	-279	-300	-341	-362	-383
	b.回収率	-7%	-15%	-22%	-28%	-35%	-41%	-46%	-52%	-57%	-62%	-67%	-76%	-81%	-85%

■直接燃焼発電

補助率：50%

余剰電力買取価格：¥20/kWh

原料価格：¥5,000/t

	事業年度														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
I	a.建設費	900													
	b.建設費減率及び補助率	450													
	c.実質建設費	450													
	a.収入	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433
	①売電収入(a)	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
	②売電収入(b)	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124
	③熱販売収入	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246
	b.支出	463	462	460	459	458	456	454	453	451	450	450	450	450	450
	①ユーティリティ費	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
	②メンテナンス費	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
	③人件費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
	④減価償却費	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
	⑤原材料調達費	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
	⑥廃処理費	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	⑦支払金利	9	8	7	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	⑧租税公課	6	6	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2
	⑨一般管理費	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	c.税引前利益	-30	-28	-27	-26	-24	-23	-22	-21	-19	-17	-16	-17	-17	-17
	d.法人税等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	e.税引後利益	-30	-28	-27	-26	-24	-23	-22	-21	-19	-17	-16	-17	-17	-17
	f.減価償却費	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
	g.年間キャッシュフロー	-3	-1	-0	1	3	4	5	6	8	9	10	11	10	10
III	a.キャッシュフローの累計額	-3	-4	-4	-3	-0	4	9	15	23	31	42	52	62	72
	b.回収率	-1%	-1%	-1%	-1%	0%	1%	2%	3%	5%	7%	9%	12%	14%	16%

■直接燃焼発電

補助率：80%

余剰電力買取価格：¥15/kWh

原料価格：¥5,000/t

	事業年度															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
I	a.建設費	900														
	b.建設費減率及び補助率	720														
	c.実質建設費	180														
	a.収入	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	402	
	①売電収入(a)	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	
	②売電収入(b)	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	
	③熱販売収入	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	
	b.支出	438	437	437	436	435	435	434	434	433	433	432	433	433	433	
	①ユーティリティ費	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	
	②メンテナンス費	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
	③人件費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	
	④減価償却費	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
	⑤原材料調達費	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	
	⑥廃処理費	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
	⑦支払金利	4	3	3	3	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	
	⑧租税公課	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	
	⑨一般管理費	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
	c.税引前利益	-35	-35	-34	-34	-33	-32	-32	-31	-31	-30	-30	-31	-30	-31	
	d.法人税等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	e.税引後利益	-35	-35	-34	-34	-33	-32	-32	-31	-31	-30	-30	-31	-30	-31	
	f.減価償却費	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
	g.年間キャッシュフロー	-25	-24	-24	-23	-23	-22	-21	-21	-20	-20	-19	-20	-20	-20	
III	a.キャッシュフローの累計額	-25	-49	-73	-96	-118	-140	-162	-183	-204	-224	-243	-263	-283	-302	
	b.回収率	-14%	-27%	-40%	-53%	-66%	-78%	-90%	-102%	-113%	-124%	-135%	-146%	-157%	-168%	-179%

■直接燃焼発電

補助率：80%

余剰電力買取価格：¥20/kWh

原料価格：¥5,000/t

		事業年度														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
I	a.建設費	900														
	b.建設費減率及び補助率	720														
	c.実質建設費	180														
II	a.収入	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433
	①売電収入(a)	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
	②売電収入(b)	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124
	③熱販売収入	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246
	b.支出	438	437	437	436	436	435	435	434	434	434	433	432	433	433	433
	①ユーティリティ費	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
	②メンテナンス費	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
	③人件費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
	④減価償却費	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
	⑤原材料調達費	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
	⑥戻処理費	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	⑦支払金利	4	3	3	3	2	2	2	1	1	1	0	0	0	0	0
	⑧租税公課	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
	⑨一般管理費	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	c.税引前利益	-4	-4	-3	-3	-2	-2	-1	-1	-0	-0	0	0	0	0	0
d.法人税等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
e.税引後利益	-4	-4	-3	-3	-2	-2	-1	-1	-0	-0	0	0	0	0	0	
f.減価償却費	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
g.年間キャッシュフロー	6	7	7	8	8	9	9	10	10	11	11	11	11	11	11	
a.キャッシュフローの累計額	6	13	21	28	37	46	55	65	76	86	98	109	120	131	142	
b.回収率	4%	7%	11%	16%	20%	25%	31%	36%	42%	48%	54%	60%	67%	73%	79%	

■ ガス化発電

補助率：0%

余剰電力買取価格：¥15/kWh

原料価格：¥5,000/t

	事業年度														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
I															
a.建設費	1,320														
b.建設費減率及び補助率	0														
c.実質建設費	1,320														
a.収入	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
①売電収入(a)	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
②売電収入(b)	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
③熱販売収入	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
b.支出	369	365	361	358	354	350	346	343	339	335	331	330	331	330	331
①ユーティリティ費	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
②メンテナンス費	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
③人件費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
④減価償却費	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
⑤原材料調達費	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
⑥灰処理費	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
⑦支払金利	26	24	21	18	16	13	11	8	5	3	0	0	0	0	0
⑧租税公課	17	16	15	14	13	12	11	10	9	7	6	5	6	5	6
⑨一般管理費	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
c.税引前利益	-99	-95	-92	-88	-84	-80	-77	-73	-69	-65	-62	-61	-62	-61	-62
d.法人税等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
e.税引後利益	-99	-95	-92	-88	-84	-80	-77	-73	-69	-65	-62	-61	-62	-61	-62
f.減価償却費	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
g.年間キャッシュフロー	-20	-16	-12	-9	-5	-1	3	6	10	14	18	19	18	19	18
a.キャッシュフローの累計額	-20	-36	-49	-57	-62	-63	-61	-55	-45	-31	-13	5	23	42	59
b.回収率	-2%	-3%	-4%	-4%	-5%	-5%	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	2%	3%	4%

■ ガス化発電

補助率：0%

余剰電力買取価格：¥20/kWh

原料価格：¥5,000/t

単位：百万円

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
事業年度																
I	a.建設費	1,320														
	b.建設費減率及び補助率	0														
	c.実質建設費	1,320														
	a.収入	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	
	①売電収入(a)	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	
	②売電収入(b)	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	
	③熱販売収入	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	
	b.支出	369	365	361	358	354	350	346	343	339	335	331	330	331	331	
	①ユーティリティ費	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	
	②メンテナンス費	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	
	③人件費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	
	④減価償却費	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	
	⑤原材料調達費	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	
	⑥灰処理費	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
	⑦支払金利	26	24	21	18	16	13	11	8	5	3	0	0	0	0	
	⑧租税公課	17	16	15	14	13	12	11	10	9	7	6	6	5	6	
	⑨一般管理費	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
	c.税引前利益	-68	-64	-61	-57	-53	-49	-46	-42	-38	-34	-30	-30	-31	-31	
	d.法人税等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	e.税引後利益	-68	-64	-61	-57	-53	-49	-46	-42	-38	-34	-30	-30	-31	-31	
	f.減価償却費	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	
	g.年間キャッシュフロー	11	15	19	22	26	30	34	37	41	45	49	50	49	49	
III	a.キャッシュフローの累計額	11	26	45	67	93	123	156	194	235	280	328	378	426	476	
	b.回収率	1%	2%	3%	5%	7%	9%	12%	15%	18%	21%	25%	29%	32%	36%	40%

■ ガス化発電

補助率：50%

余剰電力買取価格：¥15/kWh

原料価格：¥5,000/t

単位：百万円

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
事業年度															
I	a.建設費	1,320													
	b.建設費減率及び補助率	660													
	c.実質建設費	660													
	a.収入	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	①売電収入(a)	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
	②売電収入(b)	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
	③熱販売収入	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
	b.支出	307	306	304	302	298	296	294	292	291	289	288	288	288	289
	①ユーティリティ費	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	②メンテナンス費	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
	③人件費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
	④減価償却費	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	⑤原材料調達費	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
	⑥灰処理費	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	⑦支払金利	13	12	11	9	8	7	5	4	3	1	0	0	0	0
	⑧租税公課	9	8	8	7	6	5	5	4	4	3	3	3	3	3
	⑨一般管理費	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	c.税引前利益	-38	-36	-34	-32	-30	-28	-26	-25	-23	-21	-19	-18	-19	-19
	d.法人税等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	e.税引後利益	-38	-36	-34	-32	-30	-28	-26	-25	-23	-21	-19	-19	-19	-19
	f.減価償却費	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	g.年間キャッシュフロー	2	4	6	8	9	11	13	15	17	19	21	21	21	21
III	a.キャッシュフローの累計額	2	6	11	19	28	40	53	68	85	104	124	146	166	188
	b.回収率	0%	1%	2%	3%	4%	6%	8%	10%	13%	16%	19%	22%	25%	28%

■ ガス化発電

補助率：50%

余剰電力買取価格：¥20/kWh

原料価格：¥5,000/t

	事業年度														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
I															
a.建設費	1,320														
b.建設費減率及び補助率	660														
c.実質建設費	660														
a.収入	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
①売電収入(a)	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
②売電収入(b)	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124
③熱販売収入	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
b.支出	307	306	304	302	300	298	296	294	292	291	289	288	288	288	289
①ユーティリティ費	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
②メンテナンス費	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
③人件費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
④減価却費	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
⑤原材料調達費	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
⑥灰処理費	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
⑦支払金利	13	12	11	9	8	7	5	4	3	1	0	0	0	0	0
⑧租税公課	9	8	8	7	6	6	5	5	4	4	3	3	3	3	3
⑨一般管理費	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
c.税引前利益	-7	-5	-3	-1	1	3	5	6	8	10	12	13	12	13	12
d.法人税等	0	0	0	0	0	1	2	3	3	4	5	5	5	5	5
e.税引後利益	-7	-5	-3	-1	1	2	3	4	5	6	7	7	7	7	7
f.減価却費	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
g.年間キャッシュフロー	33	35	37	39	40	41	42	43	45	46	47	47	47	47	47
a.キャッシュフローの累計額	33	68	105	143	183	224	267	310	355	400	447	494	541	588	635
b.回収率	5%	10%	16%	22%	28%	34%	40%	47%	54%	61%	68%	75%	82%	89%	96%

■ ガス化発電

補助率：80%

余剰電力買取価格：¥15/kWh

原料価格：¥5,000/t

単位：百万円

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
事業年度															
I	a.建設費	1,320													
	b.建設費減率及び補助率	1,056													
	c.実質建設費	264													
	a.収入	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	①売電収入(a)	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
	②売電収入(b)	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
	③熱販売収入	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
	b.支出	271	270	269	268	267	266	265	265	264	263	263	263	263	263
	①ユーティリティ費	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	②メンテナンス費	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
	③人件費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
	④減価償却費	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	⑤原材料調達費	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
	⑥灰処理費	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	⑦支払金利	5	5	4	4	3	3	2	2	1	1	0	0	0	0
	⑧租税公課	3	3	3	3	3	2	2	2	1	1	1	1	1	1
	⑨一般管理費	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	c.税引前利益	-1	-0	1	1	3	4	4	5	6	7	7	7	7	7
	d.法人税等	0	0	0	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	3
	e.税引後利益	-1	-0	1	0	2	2	2	3	4	4	4	4	4	4
	f.減価償却費	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	g.年間キャッシュフロー	15	16	16	17	18	18	18	19	19	20	20	20	20	20
III	a.キャッシュフローの累計額	15	31	47	64	81	99	117	135	154	174	193	213	233	253
	b.回収率	6%	12%	18%	24%	31%	37%	44%	51%	58%	66%	73%	81%	88%	96%

■ ガス化発電

補助率：80%

余剰電力買取価格：¥20/kWh

原料価格：¥5,000/t

	事業年度														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
I															
a.建設費	1,320														
b.建設費減率及び補助率	1,056														
c.実質建設費	264														
a.収入	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
①売電収入(a)	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
②売電収入(b)	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124
③熱販売収入	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
b.支出	271	270	269	268	268	267	266	265	265	264	263	263	263	263	263
①ユーティリティ費	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
②メンテナンス費	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
③人件費	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
④減価償却費	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
⑤原材料調達費	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
⑥廃処理費	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
⑦支払金利	5	5	4	4	3	3	2	2	1	1	0	0	0	0	0
⑧租税公課	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
⑨一般管理費	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
c.税引前利益	30	31	32	33	33	34	35	36	36	37	38	38	38	38	38
d.法人税等	12	13	13	13	14	14	14	15	15	15	15	16	16	16	16
e.税引後利益	18	18	19	19	20	20	21	21	21	22	22	22	22	22	22
f.減価償却費	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
g.年間キャッシュフロー	34	34	35	35	36	36	36	37	37	38	38	38	38	38	38
a.キャッシュフローの累計額	34	68	103	138	173	209	245	282	320	357	395	434	472	510	548
b.回収率	13%	26%	39%	52%	66%	79%	93%	107%	121%	135%	150%	164%	179%	193%	208%
III															