

東京大学 大学院新領域創成科学研究科
基盤科学研究系
先端エネルギー工学専攻

平成 18 年度

修士論文

バイオマスを中心としたエネルギーシステム分析

2007 年2月提出

指導教員 山地 憲治 教授、山本 博巳 客員助教授

56214 永富 悠

内容梗概

日本のエネルギー事情は京都議定書、電力自由化、また昨今の原油価格の高騰等、種々の情勢の変化の煽りを受け一つの岐路に立たされている。本研究ではエネルギー資源の選択肢の一つとして注目を浴びているバイオマス資源のエネルギー活用を想定したシステムの分析を行い、その利点及び問題点に関する知見を得ることを目的とする。

本研究では対象となるバイオマスとして残渣系バイオマス特に廃棄物、キャッサバ残渣、パーム残渣の三つのバイオマスに着目しこれらのエネルギー利用に関するシステムの分析を行った。

本論文は第1章から第6章で構成され、第1章が序論、第2章から第5章が本論、第6章が結論となる。

初めに第1章では研究の背景と目的を序論として述べた。

次に、第2章では本研究の核となるバイオマス資源の特性と研究動向に関してバイオマス関連用語と基本特性、バイオマス資源の概観、バイオエネルギーの特性、バイオエネルギー利用の傾向と実態を中心として概論として示した。

第3章では地域特性を考慮した廃棄物の処理方法とエネルギー利用に関する分析を経済性、環境性の両面から分析を行った。

第4章ではタイにおけるキャッサバ残渣のエネルギー利用としてのエタノール製造に関する分析を行った。

第5章ではマレーシアにおけるパーム残渣のエネルギー利用として発電とエタノール製造に関する分析を行い、またそれらの共存に関する分析も行った。

最後に第6章で結論として本研究で得られた知見をまとめ、今後の課題について述べた。

目次

内容梗概.....	ii
目次.....	iii
第1章 序論.....	1
1-1 日本を取り巻くエネルギー事情と研究対象	1
1-2 バイオマスの位置付け	1
1-3 現在のバイオマスのエネルギー量	2
1-4 本研究の目的.....	2
第2章 バイオマス資源の特性と研究動向	4
2-1 バイオマスの関連用語と基本特性	4
2-2 地球上のバイオマス資源の概観	8
2-3 バイオエネルギーの特性.....	10
2-4 バイオエネルギー利用の傾向と実態	13
第3章 廃棄物処理におけるエネルギー活用と環境性評価	18
3-1 はじめに.....	18
3-2 対象地域	18
3-3 対象システム.....	21
3-4 評価モデル	23
3-5 結果と考察.....	27
3-6 ケース分析.....	29
3-7 まとめ	32
第4章 タイにおけるキャッサバ残渣を用いたエタノール製造に関する分析	33
4-1 はじめに.....	33
4-2 エタノール製造プロセスの概要	33
4-3 タイにおけるキャッサバ資源	34
4-4 評価モデル	36
4-5 ケース要素とケース設定	39
4-6 結果と考察.....	41
4-7 まとめ	47
第5章 マレーシアにおけるパーム残渣のエネルギー活用に関する分析.....	48
5-1 はじめに.....	48
5-2 マレーシアにおけるパーム資源	49
5-3 燃焼発電	51
5-4 エタノール製造.....	55
5-5 まとめ	63
第6章 結論.....	65
6-1 本研究の結論.....	65
6-2 今後の課題.....	65
参考文献.....	67
謝辞.....	69
発表実績.....	70

第1章 序論

日本のエネルギー事情は京都議定書、電力自由化、また昨今の原油価格の高騰等、種々の情勢の変化の煽りを受け一つの岐路に立たされている。本研究ではエネルギー資源の選択肢の一つとして注目を浴びているバイオマス資源のエネルギー活用を想定したシステムの分析を行い、その利点及び問題点に関する知見を得ることを目的とする。

1-1 日本を取り巻くエネルギー事情と研究対象

2005年2月16日の京都議定書の発効に伴い、地球温暖化問題が一層注目を浴びるようになった。特に先日のIPCCの第四次レポートより地球温暖化の要因はほぼ確実に人間活動に因るという画期的な報告がなされ、より真摯に地球温暖化と向き合うことが求められることとなった。そんな中で京都議定書において日本は1990年度に対して6%のCO₂の削減が求められ、そのための対策の一つとして政府から発表された温暖化対策推進大綱においてエネルギー起源の二酸化炭素の排出を最重要と位置づけその対策が期待されている。

また、イラクを始めとした中東の地政学的不安から石油が投機の対象となり、その価格を著しく向上させ各産業に多大な打撃を与えることとなった。

このように現在の日本を取り巻くエネルギー事情はめまぐるしく変化を遂げており、地球温暖化対策、エネルギーセキュリティの観点から脱化石燃料の流れが加速しつつあるといえる。

本研究ではそのような情勢の中で脱化石燃料の旗手として期待されている再生可能エネルギーの中でもその環境性、経済性の両面に優れた特徴を持つエネルギー源として見直されつつあるバイオマスを対象としバイオマスのエネルギー源としての可能性について分析を行った。

バイオマスは具体的に政策としても平成14年1月25日付で「新エネルギー利用などの促進に関する特別措置法(通称:新エネ法)施行令」の一部が改正され、「バイオマス」が始めて新エネルギーとして認知された。また、平成15年4月1日より、RPS(Renewable Portfolio Standard)制度¹⁾が導入、施行された。RPS法とは、電気事業者²⁾に新エネルギー等から発電される電気を一定割合以上利用することを義務づけ、新エネルギー等の一層の普及を図るものであり、ここにおいてもこれまで再生資源の一部としてくられていたバイオマスは独立した新エネルギー源の一つとして認められている。

このように昨今の情勢の変化の中で政策の後押しを受け、産業界でも改めて見直されているバイオマスの位置づけ及びそのエネルギー源としての可能性に関して簡単に示す。

1-2 バイオマスの位置付け

「バイオマス:biomass=[bio]+[mass]」は、元来は生態学の分野で生物量、もしくは生物現存量をあらわす用語である。生態学の用語の範囲を超え、「エネルギー源としての生物資源」の意味をも含むようになったのは、石油ショック以後、代替エネルギーの推進が強く推奨されてからといわれる。バイオマスの定義については、「太陽エネルギーを蓄えた様々な生物体の総称」、「重量またはエネルギー量で示す生物体の量、あるいはエネルギーや工業原料などの資源としてみた生物体」、あるいは「樹木の全部またはその一部を通常はチップにして得られる木産物質」などがあり、厳密な定義はされていない。エネルギー資源の観点からは、「ある一定量集積した動植物資源とこれを起源とする廃棄物の総称(ただし、化石資源を除く)」とすることが多い[1]。

したがってバイオマスの種類は農作物、木材、海藻などの従来型の農林水産資源のみならず、パルプスラッジ、黒液、アルコール発酵残渣などの有機性産業廃棄物、厨芥や紙くずなどの一般都市ゴミ、下水汚泥など多岐にわたり、その賦存量は膨大である。とはいえ、「恒常的に一定量供給できる」エネルギー資源として候補になるのは「有機性廃棄物」と「エネルギー作物」である(「エネルギー作物」とはエネルギー製造を主目的に栽培される植物で、樹木などの木質系バイオマスや、サトウキビ、トウモロコシ、アブラ

ナ、ミスカンタスなどの草本系バイオマスを指す。

当面現実的なのは都市ゴミ、農林廃棄物などの有機性廃棄物であろうが、将来的には「エネルギー作物」が大きな役割を果たすと考えられる。

またバイオマスのエネルギー利用の観点からバイオエネルギーと呼ばれる言葉が使われるようになった。バイオマスから得られたエネルギーについては、バイオエネルギー、バイオマスエネルギーなどの用語が、同じ意味で混在して使われていることが多い。FAO(国連食糧農業機関)は「バイオマスエネルギー」に代わり「バイオエネルギー」を用語として用いている。世界的な潮流としては「バイオエネルギー」が用いられる傾向にある。

バイオエネルギーの詳細な特徴に関しては次章に詳述する。以下ではバイオエネルギーのポテンシャルについて示す。

1-3 現在のバイオマスのエネルギー量

わが国におけるバイオエネルギー資源の対象となる副産物・廃棄物バイオマス(これらをまとめて以下、残渣系バイオマスと呼ぶ)は、早魃財を除いた合計で 1547PJ(ペタジュール: 10^{15} ジュール; 1PJは石油換算約 2.4 万トン)、石油換算で約 3700 万トンになる。ただし、これは残渣系バイオマスの全てが利用可能とした最大値であり、耕地への藁のすきこみや、バイオガス化の効率などの技術的条件を考慮すれば、実地的な利用可能量は 873PJ、石油換算約 2100 万トンになる。このうち現実利用されているのは紙パルプ産業における黒液・廃材の利用とごみ発電などによるものをあわせて石油換算約 600 万トンである[2]。

石油換算 2100 万トンという実際のバイオエネルギー供給力は、わが国の年間一次エネルギー所要量の石油換算約 5 億 3000 万トン(おまけ 22000PJ=22EJ)に比べれば小さいが、それでも世界最大に達したと誇るわが国の太陽電池発電(2000 年現在約 20 万 kW と推定)の一次エネルギー供給量が石油換算では年間約 4 万 5000 万トン(おまけ約 2PJ)に過ぎないことを考えれば、十分に大きいと評価すべきものである。

わが国の実際的なバイオエネルギー供給可能量 873PJ の内訳は、木材系残渣 678PJ、食料系残渣 195PJ である。なお、この評価はリサイクル利用されている古紙や廃材を除いたものである。このうち副産物系についてはすでにかなり有効利用されていると推定される(エネルギー利用用途に限らない)が、廃棄物系のもはごく一部がゴミ発電等で熱回収されているだけである。例えば、家畜の排泄物だけを取り上げても発生量で約 128PJ あり、このうち約 25%がバイオガス化によって有効利用できるとしてその実際的なバイオエネルギー利用可能量は 32PJ、石油換算約 76 万トンということになる。廃棄物処理としての側面を持つことも、バイオエネルギー利用の重要な特徴である。なお、間伐材については推定に難しいところがあるが、成長林面積の固定バイオマスの 30%が間伐されるとすると、わが国でも年間の発生量は 332PJ、石油換算約 800 万トンとなる。残念ながら、わが国の林業の弱体化によりこの可能性はほとんど利用されていないのが実態である。

これに対して、世界全体では、1990 年時点の世界全体のバイオマスバランス表の解析によると、間伐材を除く残渣系バイオマスの発生総量は 83.5EJ、石油換算約 20 億トンと評価される。内訳は、木材系残渣が 32.0EJ、食料系残渣が 51.5EJ である。これも、技術的条件を考慮して実際的なバイオエネルギー供給可能量として評価すれば、木材系残渣 17.2EJ、食料系残渣 17.2EJ、合計で 34.4EJ、石油換算約 8 億 2000 万トンとなる。なお、世界全体を考える場合には、これら残渣系バイオマスに加えて、現在すでに発展途上国を中心に大量に利用されている、燃料用木材消費約 20EJ、石油換算約 5 億トンを考慮する必要がある。

1-4 本研究の目的

バイオエネルギーは現在のような大規模集中型の産業構造、エネルギー多消費型、省力型の生活様式に適合しにくかったために敬遠されてきたが、前節で示したように大きなエネルギーポテンシャルを持

つことから将来のエネルギー資源枯渇を予測すると種々の問題点を克服して、利用する途を開いていかなければならない。その中でバイオマスの多くの利点を再認識して活かし発展させる必要がある。

バイオエネルギーの供給可能性は大きく、経済的競争力もある。また地域のエネルギー資源としての価値、合理的な廃棄物対策としての側面もある。現在は利用されていないバイオマス資源に関しても太陽電池や風力発電に対して行われているような初期導入促進のための制度を整備すれば、バイオエネルギーは急速に市場展開していく可能性が高い。

本研究では以上のような背景を受けて、バイオマスの中でも最も合理的なエネルギー利用が可能であると考えられる残渣系バイオマスに関する評価を行う。

残渣系バイオマスを資源としたエネルギーシステムをモデル化し、エネルギー密度の低さや資源収集に関する問題など、バイオマスが持つ短所に対してエネルギーシステム全体としてのどのようなアプローチが可能であるか、また経済的に利用可能なエネルギーポテンシャルはどの程度かと言った事に関する知見を得ることを目的とする。

第2章 バイオマス資源の特性と研究動向

本章では、次章からのバイオエネルギー分析に先立ってバイオマスの資源の関連用語と基本特性、地球上のバイオマス資源の概観、バイオエネルギーの特性、これまでのバイオエネルギー利用傾向と実態をまとめておく。尚、詳細は以下の文献に拠る[2],[3]。

2-1 バイオマスの関連用語と基本特性

ここでは、バイオマスの関連用語と基本特性に関して、バイオマスの関連用語と分類、基本特性、生産・消費システムの概要について説明する。

2-1-1 バイオマスの関連用語

次節以降の説明を補助するため、バイオマスの関連用語をまとめておく(表 2.1)。

まず、第1章でも述べたように、「バイオマス(biomass)」とは、重量またはエネルギー量で示す生物体の量、あるいは、エネルギーや工業原料などの資源として見た生物体、を意味する。「バイオエネルギー(bioenergy)」とは、「バイオマス・エネルギー」と同意で、エネルギー資源として見たバイオマス、あるいは、それを酸化・燃焼などの化学反応をして得られるエネルギー、を意味する(表 2.1)。

「バイオエネルギー」は、利用の形態により、「在来型バイオエネルギー(traditional bioenergy)」と「新型バイオエネルギー(modern bioenergy)」の2種に分類出来る。「在来型バイオエネルギー」とは、主に家庭の小規模な設備(コンロ、暖炉など)で使用される、低エネルギー効率(主に15%以下)の非商業エネルギーである。「新型バイオエネルギー」とは、より高エネルギー効率で利用される商業エネルギーである。「新型バイオエネルギー」は近代的で高効率の設備(ボイラー、ガスタービン、液化設備など)で加工された後に使用される[4]。

「エネルギー作物(energy crops)」とは、エネルギー用途に栽培される作物であり、品種としては、サリックス(salix、高収率のヤナギ)、ポプラ、スイッチグラス(switch grass、牧草の一種)、ユーカリ、サトウキビなどである。「エネルギー・プランテーション(energy plantation)」とは、エネルギー作物の生産を目的とする農場である(表 2.1)。一方、残さ系のバイオエネルギーの品種の用語としては、「黒液(black liquor)」、「バガス(bagasse)」、「バルボジョ(barbojo)」などがある(表 2.1)。

また、バイオマスの生産に関して、「純一次生産量(net primary production)」とは、植物の光合成量から呼吸量(暗呼吸、光呼吸)を差し引いた量である。枯死、摂食などにより失われた量は、純一次生産量に含まれる。「C3 植物」は光合成の初期産物として、炭素数 3 の化合物を生成し、「C4 植物」は、炭素数4の化合物を生成する。C4 植物は一般にC3 植物よりも光合成能力が高い(表 2.1)。

表 2.1 バイオマス関連用語[3]

バイオマス関連用語	説明
バイオマス(biomass)	①重量またはエネルギー量で示す生物体の量。②エネルギーや工業原料などの資源として見た生物体。おもに、炭水化物、タンパク質、脂肪から構成される。
バイオエネルギー(bioenergy)	バイオマス・エネルギーと同意。①エネルギー資源として見たバイオマス。②①を酸化・燃焼などの化学反応をして得られるエネルギー。
在来型バイオエネルギー(traditional bioenergy)	主に家庭の小規模な設備(コンロ、暖炉など)で使用される、低エネルギー効率(主に15%以下)の非商業エネルギーである[4]。
新型バイオエネルギー(modern bioenergy)	より高エネルギー利用効率の商業エネルギー。近代的で高効率の設備(ボイラー、ガスタービン、液化設備など)で主に産業用に使用される[4]。
エネルギー作物(energy crops)	エネルギー用途に栽培される作物。品種としては、サリックス(Salix、高収率のヤナギ)、ポプラ、スイッチグラス(牧草)、ユーカリ、サトウキビなど。
エネルギー・プランテーション(energy plantation)	エネルギー作物の生産を目的とする農場。
黒液(black liquor)	クラフトパルプ生産時に木材中のリグニンが蒸解液中に溶出したもの。黒液中のリグニンその他の有機物は、回収ボイラーで燃焼されエネルギー回収されている[5]。
バガス(bagasse)	サトウキビの絞りかすで、燃料やパルプ原料となる。
バルボジョ(barbojo)	サトウキビ収穫時残さ。サトウキビの茎の先端や葉の部分で、収穫時に現地に残されることが多い。
純一次生産量(Net Primary Product)	植物の光合成量から呼吸量(暗呼吸、光呼吸)を差し引いた量。枯死、摂食などにより失われた量は、純一次生産量に含まれる。
C3 植物、C4 植物	C3 植物は光合成の初期産物として、炭素数 3 の化合物を生成する。C4 植物は、炭素数4の化合物を生成する。 C4 植物は一般に C3 植物よりも光合成能力が高い。C4 植物は C3 植物よりも光合成の必要水量が少ない(約 1/3 程度)。C4 植物は C3 植物よりも低温障害になりやすい。C3 植物の光合成能力は低 CO ₂ 濃度、高 O ₂ 濃度で大きく低下する。 C3 植物の代表は、イネ、麦類、ダイズ。C4 植物の代表はサトウキビやトウモロコシ。
暗呼吸	植物の個体維持のための呼吸。暗所で測定する。
光呼吸	植物の光照射下における光合成に関連する CO ₂ 放出。

2-1-2 バイオマス分類の概要

バイオマスは、土地利用、用途など様々な項目によって分類出来る。代表的な分類項目を表 2.2に示す。表に示すように、代表的な分類項目には、バイオマスを生産する土地利用(森林・耕地・牧草地・その他土地・水圏)、最終用途(食料、原材料、エネルギー)、利用段階(生産直後の一次段階、加工プロセスの中間段階、消費プロセスの最終段階、消費後の廃棄段階)などがある。

バイオエネルギーは、エネルギー利用効率により在来型バイオエネルギーと新型バイオエネルギーに分類出来る。また、生産に直接土地を要求するかないかの区別により、言い換えれば、エネルギー用

途を主用途として生産されたバイオマスか、他用途のため生産された残渣(副産物・廃棄物)かの区別によっても分類出来る。

表 2.2 バイオマス分類の代表例[3]

分類項目	分類の例
土地利用(生産地)	森林 耕地 牧草地 その他土地 水圏
最終用途	食料 原材料 バイオエネルギー
利用段階	一次 中間 最終 廃棄
組成	炭水化物 タンパク質 脂肪 など

2-1-3 バイオマス資源の基本特性

次に、エネルギーに関係するバイオマスの基本特性として、含水率、容積重、発熱量、炭素含有率を説明する(表 2.3)。

含水率に関連する用語としては、BD (bone-dry、絶対乾燥)とAD (air-dry、空気乾燥)がある。BD(絶対乾燥)は含水率ゼロである。AD(空気乾燥)の含水率は、バイオマスの種類や周囲の湿度によって異なる。例えば、AD(空気乾燥)の丸太の含水率は、FAOでは 20%[6]、わが国では 40%が用いられている。このように、丸太の重量は含水率によって大きな影響を受けるため、その商取引には重量に代わって体積を用いることが多い。本論文では木材の含水率として、特に断らない限り、FAOの 20%を使用する。

バイオマスの単位容積あたりの重量(容積重)も、バイオマスの種類や含水率によって異なる。木材の容積重は、カナダ産針葉樹チップの 0.40 BD-t/m^3 からマレーシア産広葉樹チップの 0.80 BD-t/m^3 に至る約 2 倍のばらつきがある。また、木材の容積重は、針葉樹で低く、広葉樹で大きい傾向がある。わが国の代表的な輸入チップである、米国からの輸入チップの容積重は、 0.43 BD-t/m^3 (針葉樹)、 0.50 BD-t/m^3 (広葉樹)である。また、FAOでは、パルプ用木材の容積重として、 0.65 AD-t/m^3 (針葉樹)、 0.75 AD-t/m^3 (広葉樹)を用いている(含水率 20%)[7]。本研究では、特に断らない限り、FAOの含水率を使用する。

バイオマスの発熱量もまた、バイオマスの種類や含水率によって異なる。高等植物、水生植物、植物プランクトン、動物組織の発熱量は $17.8 \sim 20.9 \text{ GJ/BD-t}$ の間にある[8]。本研究で用いる木材の発熱量は 15 GJ/AD-t (含水率 20%、 19.37 GJ/BD-t 、水の潜熱 2.5 GJ/t-水 を使用)[6]であり、石油の発熱量の約 1/3、石炭の発熱量の約 1/2 に相当する。バイオマスとその成分の炭水化物(糖、デンプン、セルロースなど)とタンパク質、脂質に分解すると、炭水化物とタンパク質の発熱量は約 17 GJ/BD-t 、脂質の発熱量は約 33 GJ/BD-t で、脂質は前者 2 者の約 2 倍の値になる。

バイオマスの炭素含有率は、バイオマスのCO₂ 収支を分析するために重要である。バイオマスの炭素含有率はバイオマスの種類によって異なる。例えば、植物の主要構成要素の一つであるセルロース(C₆H₁₀O₅)_nの炭素含有率は 0.44 t-C/BD-t 、リグニンのそれは約 0.7 t-C/BD-t である。本論文では、バイオマスの平均炭素含有率として、特に断らない限り、文献[9]の値である、 0.50 t-C/BD-t (空気乾燥含水率 20%の場合は 0.40 t-C/AD-t)を採用した。従って、木材の発熱量(15 GJ/AD-t)あたりのCO₂ 排出量(CO₂ 原単位)は、 0.027 t-C/GJ (1.16 t-C / TOE)であり、石炭の値よりもやや大きい。ただし、バイオマスのCO₂ 収支を分析するには、燃焼時に排出されるCO₂ だけでなく、光合成により大気中から固定されるCO₂ も考慮する必要がある。

尚、本研究では特に断りのない限り、バイオマスの重量は含水重量で示し、発熱量は低位発熱量を用いて計算を行う。

表 2.3 バイオマスの基本特性[3]

項目	基本特性
含水率	バイオマスの種類や大気湿度によって異なる。 例えば、木材のAD(air-dry、空気乾燥)における含水率は、FAOでは 20%、わが国では 40%が用いられている[6]。
容積重	バイオマスの種類や含水率によって異なる。 木材の容積重は、一般に針葉樹で低く、広葉樹で大きい。 パルプ材の容積重(含水率 20%)は、0.65 AD-t/ m ³ (針葉樹)、0.75 AD-t/ m ³ (広葉樹)[10]。
発熱量 (低位発熱量で示す)	バイオマスの種類や含水率によって異なる。 高等植物、水生植物、植物プランクトン、動物組織の発熱量は 17.8~20.9 GJ/BD-tの間にある[8]。 木材発熱量は約 15GJ/AD-t(含水率 20%、19.37GJ/BD-t)[6][b]
炭素含有率	バイオマスの平均炭素含有率は 0.50 t-C/BD-t[9]。 木材燃焼時のCO ₂ 原単位は 0.027 t-C/GJ(1.16 t-C/TOE)[a]

[a] 炭素含有率(0.40 t-C/AD-t) / 木材発熱量(15.0 GJ/AD-t)から求めた。

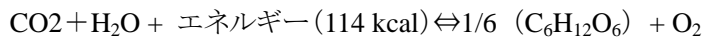
[b] 水の潜熱として 2.5GJ/t-水 を使用した。

2-1-4 バイオマス生産・消費システムの概要

バイオマスの生産・消費システムの概要を、光合成の主要最終産物であるグルコース(ブドウ糖、C₆H₁₂O₆)を代表として説明する(図 2.1)[8]。

バイオマスは CO₂ と水から光合成によって生産される。このプロセスで副産物として酸素(O₂)が生産される。生産されたバイオマスは、消化、腐食、および燃焼などの化学反応によって、最終的には酸素と結合して CO₂ と水に分解される。このプロセスは発熱反応であり、得られる熱エネルギーは、動植物の生体活動の維持やエネルギー資源(バイオエネルギー)として用いられる。

このシステムの物質・エネルギーバランスは1mol の CO₂ あたり、



である。

光合成の全反応において、1 mol の CO₂ を還元し、114 kcal のエネルギーを固定するためには、8 光子が必要である。可視領域における1mol の光子の平均エネルギー含量を 50 kcal とすると、光合成の理論上のエネルギー転換効率(Ec)は、

$$E_c = 114 / (50 * 8) = 0.285$$

になる。

ただし、光合成の地表に到達する全入射光に含まれる光合成有効放射(PAR)の割合は 50%である。また、植物群落の PAR 吸収率の最大値は 90%と言われている。さらに、植物の呼吸による損失は、暗呼吸で C₃ 植物 21%、C₄ 植物 32%、光呼吸で C₃ 植物 29%、C₄ 植物 0%程度である。以上より、植物の全入射光に対する純一次生産(光合成-呼吸)の理論効率 Eu は

C₃ 植物の場合

$$E_u = 0.5 * 0.9 * 0.285 * (1 - 0.21 - 0.29) = 0.064$$

C₄ 植物の場合

$$E_u = 0.5 * 0.9 * 0.285 * (1 - 0.32) = 0.087$$

になる。実際、短期間の実測された Eu の最大効率としては、C₃ 植物で 4.4%、C₄ 植物で 4.6%が得られており、これらは、Eu の理論最大効率のそれぞれ 68%、53%に相当する。

ただし、次節で説明するように、地球上における実際の平均 Eu の値は、地表全体で 0.20%、陸地全体で 0.44%、水圏で 0.11%という低レベルにあり、マクロに見たバイオマス生産性は、日射量以外の要因によって強く制約されている。

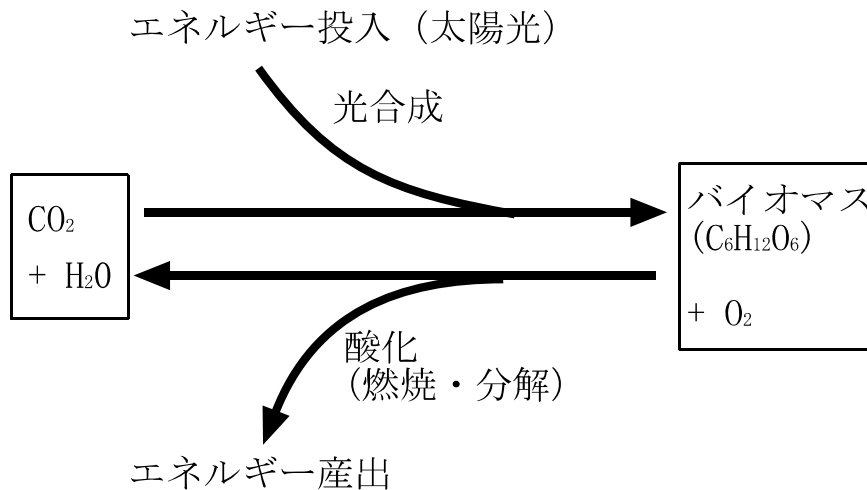


図 2.1 バイオマス生産・消費システムの概要[3]

2-2 地球上のバイオマス資源の概観

バイオマス資源には、森林などのストックの側面と、植物の光合成を起源として毎年生産されるフローとしての側面がある。バイオマス・ストックは、光合成によるバイオマス生産によって増加し、バイオマスの呼吸、枯死、人類の利用などにより酸化・分解され、CO₂ や土壌有機物などに変化して減少する。

ここでは、地球上のバイオマス・ストックとバイオマス・フローを概観する。特にバイオマス・フローに関しては、地球への入射光から、光合成、人類のバイオマス利用に至るエネルギー・フローを概観し、地球上のバイオマスのストック・フローと人類のバイオマス利用量を比較する。

2-2-1 バイオマス・ストック

地球上のバイオマス・ストックの主体は植物体で約 90% が陸地の森林として存在する[9]。世界の陸地のバイオマス・ストックは、1.2 から 2.4 兆BD-t (絶対乾燥トン、0.5 t-C/BD-t で換算) と推計されている[9],[11],[12]。本研究では、新しい推計値(1.2 兆BD-t、0.6 兆t-C)[9]を採用する。陸地のバイオマス・ストックをエネルギー換算すると、24,000 EJ (バイオマス発熱量 20 GJ/BD-t で換算) (図 2.2) で、世界の年間一次エネルギー消費(330 EJ/年)の約 70 倍に相当する。海洋のバイオマス・ストックは 36 億BD-t (72 EJ)[12]で、陸上の 1/300 に過ぎない。海洋のバイオマス・ストックの中心は、植物プランクトンであり、単位面積あたりのストック密度が低い。

次に、バイオマスの遺体を起源とする炭素ストックである、土壌有機物の量をまとめておく。土壌有機物は人類が直接使用する資源としては価値が低いが、微生物が空気中から窒素を固定したり有機物中のミネラルをバイオマスの可給態に変えたりする際の、微生物の養分として土壌の肥沃化に寄与している[13]。また、単位面積あたりの土壌有機物の量は、植生によって異なるため、土地利用の変化はバイオマスの炭素ストックだけでなく、土壌の炭素ストックにも影響する。例えば、森林破壊は、木材の炭素ストックだけでなく、土壌有機物の炭素ストックも減少させるため、2 重のCO₂ 排出源となっている。陸地のPEAT (泥炭)を除く土壌有機物ストックは、1.2 兆t-Cで、陸地のバイオマス・ストック(0.6 兆t-C)の約 2 倍の量である[9]。

なお、バイオマス・ストックはバイオマス生産速度よりもバイオマス減少速度(人類のバイオマス消費速度 + バイオマス枯死の速度)が上回れば減少・枯渇する資源である。このため、永続的な資源としてはバイオマス・ストックよりもバイオマス・フローがより重要である。

2-2-2 入射光からバイオマス生産に至るエネルギー・フロー

続いて、地球上のバイオマス・フローの前段として、地球への入射光からバイオマス純一次生産に至るエネルギー・フローを説明する[8]。

太陽から地球への入射光のエネルギーは 5,400,000 EJ/年 (170,000 TW)で、その約半分の 2,700,000 EJ/年 (86,000 TW) が地表に入射する。ただし、入射光のエネルギーの約半分を占める赤外線は光合成に利用出来ないため、光合成有効放射量 (PAR) は 1,300,000 EJ/年 (43,000 TW) である。

入射光は以下の土地利用で利用される。地球の表面積は 510 億haで、その内、陸地面積は 146 億ha (28.6%)、残りの 364 億ha (71.4%) が海・湖沼・河川などの水圏である。陸地面積のうち、森林が 39 億ha、牧草地が 34 億ha、耕地が 14 億ha、その他の土地 (砂漠、南極などの不毛地、人工建造物に覆われている土地など) が 59 億haである[7],[9]。

地球上のバイオマスの純一次生産量 (光合成の生産量－呼吸の消費量) は、エネルギー換算で 2,580 から 2,930 EJ/年である[9],[12]。本研究では、新しい推計値 2,580 EJ/年 (81.8 TW、1,289 億 BD-t/年) [9]を採用する。純一次生産量の内訳は、陸地 1,580 EJ/年 (50.2 TW、791 億 BD-t/年)、水圏で 1,010 EJ/年 (32.2 TW、507 億 BD-t) である (図 2.2) [9],[12]。

地球上の光合成有効放射に対する純一次生産の効率は、地表全体で 0.20%、陸地全体で 0.42%、水圏全体で 0.11%程度に過ぎない。ただし、その効率は、氷雪・砂漠地帯 (0.003%)、外洋 (0.09%) など低いものから、耕地 (0.47%)、熱帯多雨林 (1.73%) など高いものを含めて、しかも、生育の悪い時期も含めた年間の平均値である (2-1-4参照)。

2-2-3 人類の利用するバイオマス・フローの概観

続いて、バイオマス純一次生産から人類の最終消費に至る人類利用のバイオマス・フローを最終消費から間接利用に遡って、エネルギー単位で説明する。

人類の最終消費するバイオマス量は、食料として 21.3 EJ/年、原材料として 11.3 EJ/年[14]、エネルギーとして 55.8 EJ/年、合計 88.4 EJ/年 (2.8 TW) である。

人類の最終消費するバイオマス量を、飼料から肉への転換ロス、紙生産の転換ロス、収穫時のわらなどの残さなどを考慮して、バイオマス収穫量に換算する。バイオマス収穫量は、食料として 91.7 EJ/年、原材料として 26.8 EJ/年[15]、エネルギーとして 55.8 EJ/年、合計 174.3 EJ/年 (5.53 TW) である。

次に、食料収穫量の中の魚介類収穫量は 0.3 EJ/年である。収穫される魚介類は、間接食料として、水圏の植物プランクトンの純一次生産 37.5 EJ/年を消費している[15]。従って、魚介類が摂取した間接食料を考慮に加えると、人類の間接的消費するバイオマス純一次生産量は、食料として 128.9 EJ/年 (91.7+37.5-0.3)、原材料として 26.8 EJ/年、エネルギーとして 55.8 EJ/年、合計 211.5EJ/年 (6.71 TW) である。

さらに、人類はバイオマスを消費する以外に、公園、ゴルフ場、経営林、果樹園などとして土地を経営している。人類はこれらの土地で生産されるバイオマスの間接的な利用者である。人類の間接利用するバイオマスの純一次生産量は、陸地 769 EJ/年 (24.4 TW)、水圏 37.5EJ/年 (1.2 TW)、合計 807 EJ/年 (25.6 TW) に達する[16]。この量と前項で説明した地球の純一次生産量を比較すると、人類の間接的な純一次生産の利用率は、陸地で 49% (769/1580)、水圏で 3.7% (37.5/1010)、地表全体で 31% (807/2580) であり、特に、陸地の純一次生産の利用率が高い。

太陽光入射 (5,400,000 EJ/年, 170,000 TW)
 ↓
 ▶ 反射、大気の吸収など (2,700,000EJ/年, 86,000 TW)
 地表への入射 (2,700,000EJ/年, 86,000 TW)
 ↓
 ▶ 赤外線など光合成に無効な成分 (1,350,000EJ/年, 43,000 TW)
 光合成に有効な入射 (1,350,000EJ/年, 43,000 TW)
 ↓
 ▶ 光合成に利用されない入射 (1,330,000EJ/年, 42,200 TW)
 光合成に有効利用された入射 (18,100 EJ/年, 574 TW)
 [光合成の理論効率 28.5% を仮定]
 ↓
 ▶ 光合成プロセスの放出熱 (12,900 EJ/年, 410 TW)
 光合成のバイオマス生産量 (5,160 EJ/年, 163 TW)
 [呼吸の消費率 50% (C3 植物) を仮定]
 ↓
 ▶ 光呼吸、暗呼吸のバイオマス消費量 (2,580 EJ/年, 81.8 TW)
 純一次生産量 (NPP) (2,580 EJ/年, 81.8 TW)
 うち、陸地 (1,580 EJ/年, 50.2 TW) 水圏 (1,010 EJ/年, 32.2 TW)
 ↓
 ▶ 人類の非間接利用バイオマス (1,773 EJ/年, 56.2 TW)
 人間の間接利用バイオマス [a] (807 EJ/年, 25.6 TW)
 うち、陸地 (769 EJ/年, 24.4 TW)、水圏 (37.5EJ/年, 1.2 TW)
 ↓
 ▶ 間接利用のうち非間接消費バイオマス [a] (596 EJ/年, 18.9 TW)
 人類の間接消費バイオマス [a] (211.5EJ/年, 6.71 TW)
 うち、食料 128.9 EJ/年、原材量 26.8 EJ/年、エネルギー 55.8 EJ/年
 ↓
 ▶ 間接消費のうち非直接消費のバイオマス (加工ロス、副産物など) [b] (123.1 EJ/年)
 人類の直接消費バイオマス (88.4 EJ/年, 2.8 TW)
 うち、食料 21.3 EJ/年、原材料 11.3 EJ/年、エネルギー 55.8 EJ/年

(参考) バイオマス蓄積量	
陸地	24,000 EJ
水圏	72 EJ

図 2.2 入射光からバイオマス利用に至る地球上のエネルギーフロー[3]

- [a] 間接消費バイオマスとは、飼料から肉への転換や麦わらなどの残さなどの加工ロス、および収穫した魚介類のえさなどを考慮して、人類のバイオマス消費を純1次生産量に換算したものである。間接利用バイオマスとは、間接消費バイオマスに加えて、公園、ゴルフ場、経営林、果樹園などとして人類が経営する土地から生産されるバイオマスを含む。
- [b] この一部は既にエネルギーとして消費されており、将来、エネルギー利用可能である。本論文第3章以降で分析する。

2-3 バイオエネルギーの特性

2-3-1 バイオエネルギーの特徴

昔から使われてきたバイオマスエネルギーには、薪、木炭などや、種油、蠟燭などがあるが、現在ではほとんど見向きもされなくなっている。バイオマスをもっとエネルギー源として使うようにしようとすると、現在

の都市ガス、石油、電力、粉炭などのように、利用しやすい形にし安定して需要者に供給しなければならない。燃料化しようとした場合のバイオマスの問題点を検討すると、次の通りである。

(1) 嵩が高い

バイオマスは適切な加工をしない限り、空隙率の高い固形物であり、単位カロリーあたりの嵩が高い。そのため、原料供給地から需要地に輸送する効率が低く、貯留する場合も広大なスペースを要することになりやすい。

(2) ハンドリングが面倒である

石油は液体であるために輸送、貯留、燃焼などが容易であり、石炭も塊上では取り扱いが不便であるので、粉炭やCOM(石炭を粉砕し、石油に懸濁させたもの)のようなスラリー状にしている。バイオマスの多くは、原型のままではハンドリングが不便で、粉砕、ペレット化、液化、ガス化などの加工をしなければならなくなる。その加工工程が複雑になったり、エネルギーを消費したり、設備投資を要したりするためハンドリングが問題となる。

(3) 低カロリーである

バイオマス資源の多くは水分が多く、乾物中のほとんどはセルロースである。水分の蒸発のために 1kg 当たり 585kcal の潜熱を消費し、セルロースの発熱量は 1kg 当たり 4185kcal にすぎないので、通常の燃料の石油や石炭に比べて低カロリーのものが多い。そのため直接燃焼させると、燃焼温度が上がりにくく、ボイラーの熱源に使う場合、熱交換の効率が劣化しやすくなる。

(4) 集中して供給されない

石油、石炭などは油田、炭鉱などから集中して供給され、産業として成り立ちやすいが、バイオマスは単位面積当たりの生産量が少ないので、従来の燃料供給の企業形態のままでは産業として成立しにくい。樹木・海藻のような自然のバイオマスは広大な生産地から収穫し収集しなければならないし、ごみのような廃棄物も各排出源から収集してまわらなければならないことになる。それに(1)、(2)、(3)の欠点も重なって、現在の大規模発電やガス供給事業のシステムとはドッキングしにくい面がある。

(5) 供給量に変動がある

炭素の固定は気温や水温に影響され、また日照時間の影響、降雨量の影響を受けやすい。そのため季節的にバイオマスの増大の多い時と少ない時とがあり。それらを乾燥、貯蔵できればよいが、残葉や栽培作物のように腐敗しやすい資源は直ちに使わなければならない。バイオマス資源供給の季節的変動に関しては一般的にエネルギー需要が冬季に多くなるが、バイオマス供給は夏季に多くなりやすい。廃棄物を再利用する場合は均等な供給が対応できるが、その他のバイオマスの供給の変化と冬季需要増には対応しにくい。

(6) エネルギー以外の用途と競合する

従来、人間社会では植物や動物を食糧、繊維、飼料、建材するなどにするために伐採し、栽培し、飼育してきた。一般的には、それらの用途に使う方がバイオマスの単位重量あたりの価格が高いためエネルギー価格がさらに高騰しない限り、直接エネルギー源には使われにくい。そのためエネルギー以外の用途に使にくい形のバイオマスは、一次的にほかの用途に使った後で廃棄されたバイオマスがエネルギー利用の対象になると見られる。ものによってはエネルギー利用と有機質肥料としての利用が競合することもあるため、エネルギー以外の用途との競合は慎重に考える必要がある。

(7) 灰渣がやや多い

バイオマスの乾物中には通常 10%~30%の無機物が含まれており、それも(2)の低カロリーに関係している。石炭も石油に比べて灰分が多いことが、燃焼時のハンドリングや灰渣処分を複雑にすることになっているが、バイオマスではそれがいっそう問題になると見られる。その灰渣がクリンカー(高温で熔融した塊上のもの)になることもあり、燃料ガスと一緒に排出される危険性もある。環境面から考えても排出した灰渣の搬出、処分も考慮しなければならない。

このように、バイオマスは本来、エネルギー資源として重要な位置にありながら、同時に多くの欠点も内包している。そのような欠点を緩和し、輸送、貯蔵、改質などを容易にすることが大きな課題であるといえる。バイオマスエネルギーの利用者側から見ると、有効なエネルギー単位数あたりの燃料費、設備投資、敷地面積(用地費)、労務費、灰渣処分費などが、石油や石炭に比べて低く抑えることができなければ、魅力がないといえる。そのような燃料としての経済性に最重点をおいてバイオマス利用のシステムを評価したり、開発したりしなければならないと考えられる。

2-3-2 バイオマスの魅力

前項ではバイオマスの特徴の中でも比較的負の要素の強い面を挙げたが、本項ではバイオマスの魅力について言及する。

19 世紀までは薪炭としてエネルギーの主流であったものの、20 世紀には石炭、石油にとって代わられたバイオマスが、21 世紀になってエネルギー・環境問題軽減に貢献できると見直されるようになったのは、バイオマスの有する以下の特性による[17]。

① 再生可能である(renewable)

○資源が枯渇しない

太陽光線が地球に降り注いでいる限り生物による光合成が行われ、その炭素固定分だけを毎年利用している限りは、そのバイオマス資源は枯渇することがない。ほかの各種の資源は利用し廃棄するとなくなってしまうが、バイオマス資源と水資源は再生可能な資源であるといえる。

② 貯蔵性・代替性がある(storable and substitutive)

○他の新エネルギーより貯蔵性が大きい

化石燃料に代替するエネルギー源として、原子力や核融合反応以外に、太陽熱、水力、風力、潮力、波力、地熱などが注目されているが、それらは電力に変換したり、直接エネルギー源として利用したりしても、ほとんど貯蔵することはできない。バイオマスはその点では、一部に腐敗減量する可能性のあるものもあるが、一般的にはスペースさえあれば、一時貯留し必要に応じてエネルギーを取り出すことができる。

バイオマスは石油や石炭よりは貯蔵の効率は悪いが、固体、液体、気体の燃料に加工、変換することも可能であり、その特性や変換技術を生かして発展、普及させることが望まれる。

○大きな設備投資は不要である

バイオマスの開発、増産は土地や水域に広大なスペースを確保し、それに技術と多少の労力をかけると可能である。そのため油田や炭鉱の開発・生産のような工業的な大規模投資をしなくても生産できることになる。しかし、バイオマスを液体燃料やガス燃料に変換しようとするると収集輸送や変換プラントにかなりの投資を要する。その一方で有機性資源であるので、原料としてあるいは生産物である液体・気体燃料として貯蔵が可能であり、液体・気体燃料は石油石炭を動力源とする既存のシステムに投入可能であるため、それらの代替物としてその分の投資を省くことができる。

○小規模、分散型のエネルギー源に向いている

バイオマスは低レベルのエネルギーが分散して生産されることになるので、その生産地の近くで、分散してエネルギーを利用する工業や生活の用途に向いている。従来、そのような小規模の分散型産業に対して送電線、油送管、自動車輸送などによって経費をかけてエネルギーを配給していたが、その種の需要とバイオマスとをドッキングできれば、きわめて経済的なエネルギー源になりうるといえる。

③ カーボンニュートラルである(carbon neutral)

○大気中の炭酸ガスのバランスが取れる

現在のように化石燃料を集中して燃焼させていると空気中の炭酸ガス濃度が上昇し、地熱の宇宙への

放散が抑制され、地球全体の温暖化が進むといわれている。バイオマスの生産とその燃焼によるエネルギー需要システムでは、バイオマス燃焼により放出される CO₂ はバイオマスの再生時に光合成により固定・吸収されるので、バイオマスの生産と消費のバランスをとれば、全体のサイクルとして CO₂ バランスを崩さない。つまり生産と消費というフローの概念から全体としてバイオマスはカーボンニュートラルであるといわれる。

近年気候変動に関する政府間パネル(Intergovernmental Panel on Climate Change :IPCC)、気候変動に関する国際連合枠組条約(Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change:FCCC-COP、通称 COPx、x=3~7)が提唱する温暖化軽減対策としてのバイオマスの大量導入は、これを根拠としている。

○燃焼による有害ガス排出が少ない

化石燃料の大量使用はSO_x、NO_x、ばいじんなどによる大気汚染をもたらしてきた。それに対してほとんどのバイオマス資源はいおう含有率が低く、空気中の窒素を酸化するほどの高温燃焼は起こらないので、クリーンなエネルギー源であるといえる。バイオマスはカーボンニュートラルであると同時に大気に優しい。これは環境保全の立場から著しい利点である。

④ 莫大な賦存量を有する(abundant)

○増産が可能である

森林樹木の年間の生長量は膨大で、世界の一次エネルギーの 7~8 倍に相当するといわれる。実際の利用の利用可能量はこのうちの 10%前後と推定されるが、十分にエネルギー供給に貢献できる量である。また 1 年間に地球上に供給されている太陽エネルギーは 7.2×10^{20} kcal であるとみられており、その数千分の 1 しかバイオマスエネルギーとして固定されていない。荒地に植林したり、単位面積当たりの収量を上げたりするように、地球上では努力しだいでまだまだバイオマスを増加させることが可能であると見られる。特に近年、細胞融合や遺伝子組み換えなどのいわゆるバイオテクノロジーが著しく発達し、きわめて効率的にバイオマスを増産できる可能性が芽生えてきた。それらによって、現在の 10 倍のバイオマス資源を供給しうるようにすることも夢ではなくなりつつある

バイオマスの莫大な賦存量と利用傾向と実態に関しては次節に示す。

2-4 バイオエネルギー利用の傾向と実態

バイオエネルギーは、産業革命によって石炭の消費が本格的に始まる 19 世紀中頃までは、人類の最も重要なエネルギーであった。非商業エネルギーを含む全一次エネルギー消費に占めるバイオエネルギーの割合は、現在においても、世界で 15% (55 EJ/年)、特に途上国では 38% (48 EJ/年) である。途上国では依然として、総一次エネルギー供給の中で、バイオエネルギーのシェアが最も高い[18]。

次に、バイオエネルギーを在来型と新型に分類して説明する。

まず、非商業エネルギーである在来型バイオエネルギーの消費量は、経済成長とともに減少する傾向がある。世界の一次エネルギー源の中心は、1870 年ごろ在来型バイオマスから石炭へと交代し、1970 年ごろ石炭から石油へと交代した。そして、今後は石油から天然ガス、原子力、その他新エネルギー(新型バイオエネルギーを含む)への移行が予想されている[16]。

また、インドの都市(ハイデラバード)における事例によれば、1980 年から 1994 年にかけて、貧困層では在来型バイオマス(主に薪)から灯油へ、中流層では灯油からLPGへのエネルギー転換が行われた。このため、全エネルギー消費は増大したが、薪消費は 20%減少した。エネルギー価格は、薪を 1.0 とすると、灯油 0.76、LPG 0.61 である。薪のエネルギー価格は高いが、LPG、灯油の設備費を払えない最貧困層は依然として薪を利用している[19]。

さらに、文献[2]の著者らの分析によれば、在来型の燃料用丸太の使用量は、経済発展に従って減少傾向にあり、GDP_{PPP}(購買力平価換算GDP)との間に負の相関の傾向を持っている。

このように、エネルギーシステムに占める在来型バイオエネルギーの重要性は、経済発展とともに低下する傾向にある。

一方、商業エネルギーである新型バイオエネルギーは、現在のところ、製材残渣、黒液(クラフトパルプ生産時の残さ)、バガス(サトウキビの絞りかす)、養鶏場残渣(チキン・リッター)、都市ゴミなど、バイオマス残渣の利用が中心である。ただし、西欧、米国、ブラジルなどでは、一部で余剰耕地を利用したエネルギー作物の生産が行われている。

新型バイオエネルギーは、ボイラだけでなく、ガス化複合発電や液化などの高効率の技術を用いて転換後に利用される。このため、新型バイオエネルギーの導入には、バイオマス原料コストとともに、これらの技術の改良・低コスト化が重要である。

2-4-1 バイオエネルギーの利用技術

バイオエネルギーは、古くから薪や木炭などの在来型エネルギーとして使われてきた。また、バイオエネルギーは、新型エネルギーとして、気体、液体、電力などに変換されて使われ始めている。新型バイオエネルギーは、他の商業エネルギーおよびその利用技術と競合する。ここでは、バイオエネルギーの利用技術を簡単にまとめておく。

(1) 直接燃焼プロセス

直接燃焼プロセスは既に使用されているプロセスであり、製造された熱や蒸気は、発電、産業用の熱、暖房、調理など幅広く用いられている。

バイオエネルギーは、主に途上地域では、暖房・調理の用途の在来型エネルギーとして用いられている。しかし、この用途の設備は、小規模で非常に低効率なものが多かった。例えば、中国における旧式の薪コンロのエネルギー効率は約 10%と低い。その理由は、燃焼室が大きすぎる、燃焼室の扉が大きすぎる、灰の取り出し口が大きすぎる、火格子がない、などである。これに対して、高効率のストーブやコンロの導入が始まっている[20]。例えば、新型の薪コンロでは、煙突をつける、火格子をつけて扉を小さくする、燃焼室を適切にデザインする、炎の妨げをなくす、などの対策によって、エネルギー効率が約 30%に上昇した。現在、途上地域では、改良型の薪コンロの普及プロジェクトが、大規模に行われている。

産業用としては、木材、木材廃棄物、黒液、バガス、都市廃棄物などを利用したボイラが開発されている。そのエネルギー効率は化石燃料ボイラに迫っている。

(2) 熱化学プロセス

熱化学プロセスは、バイオマスに熱を加えて、水素、一酸化炭素、メタン、木炭などに変換するプロセスである。

a. 木炭化

バイオマスの蒸し焼きによる木炭化は、既に完成した技術であるが効率が低い。木材の木炭化効率 20% (廃熱利用の新技术でも 30%)、在来型の木炭コンロの熱効率 20% で、総合効率は 4% に留まる。

b. 高温熱分解(ガス化)

高温熱分解は、バイオマスをガス化するシンプルな技術として、研究が進められている。現在、高速熱分解の新プロセス技術の開発が、世界各地で行われおり、そのいくつかは実証段階まで達している。高温熱分解プロセスでは、バイオマスの部分酸化と熱分解が同時に生じる。反応の生成物質は、600°C程度ではタール、チャー(木炭)などの固形物質が多く、より高温(1,000°C程度)では水素、一酸化炭素など気体物質が多い。高温熱分解のエネルギー効率は、原料の条件が良ければ、8割程度を実現可能である[17]。高温熱分解は、メタノール生産の前段プロセスや、バイオマス・ガス化複合発電の前段プロセスとしても重要である。

(3) バイオ化学プロセス

a. 嫌気性消化

嫌気性消化は、様々な有機廃棄物から、メタンを主とするガスを生産する効率的な技術である。特に、動物の糞、食品廃棄物、下水汚泥などの含水率の高いバイオマスの利用に適している。ただし、反応の副産物としてアンモニアが排出されて悪臭が生じるため、都市部では水によるガス吸収など適切な付帯設備が必要である。近代的な設備・手法による嫌気性消化のエネルギー効率は 48%である[18]。中国の農村部では約 500 万の小規模な反応器が運転中である[20]。

b. エタノール発酵

砂糖や穀物のエタノール発酵は古くから飲料、工業用に行われている。ただし、エネルギー用途のエタノール発酵は、前処理(原料の糖化)・後処理(廃液処理)を含めた問題点の多さと、プロセス自体のエネルギー効率低さ(45%)のために、新種の糖化酵素や発酵のための酵母によって、変換効率が飛躍的に向上することがなければ、実用化困難と考えられている[21]

(4) 発電

a. 蒸気発電

蒸気発電は、バイオマス直接燃焼によって得られた蒸気による発電である。含水率 50%のバイオマスを用いた 37MWe の蒸気発電の効率は 20.9%である。米国では製材残さを燃料として、英国では養鶏所廃棄物(糞と敷きわら)を燃料として、商業発電が行われている。また、先進国では、工場で発生するバガスや黒液を燃料として、蒸気発電・CHP(熱電併給)が行われている。

b. ガス化複合発電

ガス化複合発電は、発電効率上昇のための新技術として有望視されている。ガス化複合発電の例として、含水率 50%のバイオマスを用いた 39MWeのバイオマス統合型ガス化/蒸気噴射ガスタービン(BIG/STIG)の効率は 33.5%である[18]。1990 年代に入り、米国、英国、スウェーデンでガス化複合発電の実証プラントが建設され、運転試験が行われている。

2-4-2 バイオエネルギーのコスト

次に、バイオエネルギーの生産・利用技術のコスト・データをまとめておく。なお、特に表示のない数値は、1990 年換算の米ドル換算値である。

(1) バイオエネルギー生産コスト

エネルギー作物の生産コストに関して、WEC[20]は、木材チップを事例として\$1.9~5.9/GJと推計した。Johansson et al.[18]は、植え付けから伐採、輸送、乾燥、貯蔵までのプロセスを含んだ、米国の商用生産のバイオマス生産コストを\$2.7~3.9/GJ(1990 年)、\$1.9~2.7/GJ(2010 年)と推計した。ブラジルのサトウキビ生産コストは、\$4.1/GJ(\$9.55/t-サトウキビ)である。

1998 年の英国のエネルギー作物買い上げ価格は、£ 20/AD-tonで、\$1=£ 0.6、発熱量 15GJ/AD-tで換算すると、\$2.2/GJ(1998 年名目)である。これ以外に農家は農地の転作補助金を得られる。同様に、米国ニューヨーク州の事例では、1998 年のエネルギー作物買い上げ価格は、\$2.6/GJ(1998 年名目、\$51.4/BD-ton、発熱量 20GJ/BD-tで換算)である[22]。

参考のため、バイオマスと同じ固体燃料である石炭の価格は 1996 年に\$1.7/GJ(1996 年名目、\$50/t-石炭、1t-石炭 = 29.3 GJで換算)、石油の価格は 1996 年に\$3.1/GJ(\$19/bbl、1bbl = 6.15 GJで換算)である[23]。現在のところ、エネルギー作物の価格は、石炭価格よりも若干高い。

ただし、バイオエネルギー残さの価格は、エネルギー作物よりも低い。上記の米国ニューヨーク州の事例では、製材残さの価格は\$9.14/BD-t(1998 年名目、\$0.49/GJ)に過ぎない。また、わが国の製材残さのうち、おがくずや樹皮など最低級グレードの価格は、1000 円/m³、\$0.73/GJ(1997 年名目、\$1=140 円、容積重 0.65 AD-t/m³で換算)である。

(2) 輸送コスト

次に、バイオエネルギーの輸送コスト・データを説明する。

文献[21]では、輸送コストは木材伐採地と集材施設との距離に依存すると考えて、現在のパルプ材輸送の実績(1立米を100km輸送するのに\$20、50kmではその30%減、200kmではその80%増)を基にして算出している。そのコストは、\$1.0~2.0/GJ(輸送距離:0~200km)である。

文献[18]では、米国の2000年における輸送コストを\$0.49/GJと推計している。ただし、輸送距離は40kmである。

(3) 変換コスト

バイオマスの変換技術は、在来型技術である燃焼と木炭化、および工場で発生する黒液・バガスなどのバイオマス残さを燃料とするコージェネレーションだけが商業化完成されているが、それ以外の発電、ガス化、液化などの技術は開発途上の技術であり、コスト評価のデータが十分揃っていない。

ここでは、高効率の発電技術として有望視されているバイオマスガス化・蒸気インジェクトガスタービン発電(BIG/STIG)、および、バイオマスガス化・インタークールド蒸気インジェクトガスタービン発電(BIG/ISTIG)の変換コストだけを示す。それによれば、6%割引率で、BIG/STIGは\$1,121/kWe、BIG/ISTIGは\$874/kWeである[18]。ただし、これらは石炭ガス化発電のコスト試算から石炭ガスの硫黄クリーンアップ費用分を削除して求めた試算値である。また、一つの試算結果だけに頼ることは危険であり、今後、技術開発の実地調査、文献調査などにより、より信頼度の高い変換コストデータを収集していく必要がある。

2-4-3 バイオマス発電とその他エネルギーとの比較

ここでは、新型バイオエネルギーの代表的な用途の一つである発電に着目し、その他のエネルギー源による発電と比較する(表 2.4)。

まず、CO₂ 排出原単位に関しては、化石燃料発電が高く、その他の発電は低い。再植林によるCO₂ 吸収で燃焼時のCO₂ を相殺するように管理したバイオマス資源を用いた場合、バイオマス蒸気発電(発電効率20%を仮定)のCO₂ 原単位は33 g-C/kWh程度で、石炭火力の1/8程度である。CO₂ 排出の主な原因は、バイオエネルギー生産・輸送のためのエネルギー投入、および、バイオマス蒸気発電を建設するためのエネルギー投入からの間接的なCO₂ 排出である。

バイオマス中の硫黄の比率は石炭の1/50以下、窒素の比率は石炭の1/10から2/3程度である。

資源量に関しては、石炭、太陽光、風力は十分に存在する。また、原子力のウラン燃料は、FBRで効率よく使えば十分に存在する。バイオマスのストック量(主に森林)は、約600 GTOEで、在来型の石油・天然ガスの埋蔵量よりも大きく決して無視出来ないが、その利用には、他用途(用材、紙)との需要競合、森林破壊、バイオマス・ストックの減少によるCO₂ 排出などの問題を考慮しなければならない。このため、バイオエネルギー資源としては、ストック量よりも、エネルギー利用可能なフロー量の方が重要である。ただし、バイオエネルギー利用可能量に関する意見は分かれている。

発電所の立地制約は、特に原子力と水力において厳しい。このため、これらの電源は、発電所の新規の立地が需要地から遠くなる傾向にあり、送電コストの増加や送電効率の低下という問題も抱えている。

系統安定性に関しては、風力・太陽光発電などの間欠性エネルギーは、系統安定を確保するため、系統容量の10%を越えて導入することは難しいと言われている[21]。

負荷追従性は、間欠性再生可能エネルギー(風力、太陽光)と原子力発電で低い。

コストに関しては、既に大規模な導入が進んでいる化石燃料、原子力、水力は低いが、導入の初期にあたるバイオマス発電や間欠性再生可能エネルギー(風力、太陽光)は高い。しかし、化石燃料は資源枯渇による採掘コストの上昇、および炭素税やCO₂ 排出抑制のためコスト上昇する可能性が高い。これに対して、バイオマス発電コストと間欠性再生可能エネルギー・コストは、技術の習熟とともに低下すると予想される。特にバイオマス副産物・廃棄物は、現時点でも化石燃料よりも低コストのものがあるので有望で

ある。

まとめると、表 2.4でバイオマス発電の列には×が存在せず、バイオマス発電には大きな欠陥が存在しないことが分かる。将来のエネルギー需要の増加、化石資源枯渇、環境問題の顕在化により、他のエネルギー源の導入制約が克服不可能になれば、バイオマス発電が相対的に有利になる。バイオエネルギーの他の用途(液化、熱供給)に関しても同じことが言える。

バイオエネルギーが他のエネルギー源よりも有利になれば、バイオエネルギーの供給可能量の制約が最大の問題になる。ただし、バイオエネルギーの供給可能量に関しては、意見が大きく分かれている。このバイオエネルギー利用可能量の分析が、本研究の主要対象の一つである。

表 2.4 バイオマス発電とその他発電の制約[3]

	バイオマス発電	化石燃料発電	原子力発電	水力発電	間欠性再生可能エネルギー発電
排出ガス					
CO ₂	○	×	○	○	○
NO _x	△	×	○	○	○
SO _x	○	× [a]	○	○	○
資源制約	△ [b]	△	△ [c]	△	○
立地制約	△	△	×	×	△
系統安定性	○	○	○	○	×
負荷追従性	○	○	△	○	×
コスト	△	○	○	○	×
その他	不適切な管理の場合の森林破壊	採掘地の被害	放射性物質の管理	流域の環境変化	景観の問題

[a] 天然ガスは○。

[b] 意見が分かれている。本研究の主要分析対象である。

[c] FBRの商業利用が実現すれば○。

次章より、バイオマス資源の中でも経済的に導入可能性が高いと見込まれる残渣系バイオマスに関して、それらの資源のエネルギー利用を想定した際の経済性、環境性、バイオエネルギーの経済的利用可能量について分析を行う。

第3章 廃棄物処理におけるエネルギー活用と環境性評価

3-1 はじめに

都市廃棄物の処理は多くの地域で問題となっており、国の発展段階及び国土の大小や廃棄物の排出量、種類といった地域特性は廃棄物の処理方法に大きな影響を及ぼす。特に我が国では最終処分場の確保が大きな問題となっている。そこで本研究では、先進国で一人あたり最終処分場面積の小さい東京23区と途上国で一人あたり最終処分場面積の大きい中国呉忠市という特徴的な2地域のデータを用いて、代表的な廃棄物処理方法である埋立、直接燃焼、灰溶融の3つのシステムに関する優位性の評価を行った。また、埋立処理の場合は埋立地から有機物の発酵によって発生するランドフィルガス(LFG、主成分はメタン)の処理方法として、LFG回収発電とフレア処理の付加を想定し、燃焼及び灰溶融処理にはそれぞれ廃棄物燃焼発電設備の付加を想定することで廃棄物のエネルギー活用の可能性も考慮した。そして、それらの発電設備の投入による経済性、環境性の影響評価も合わせて行った。更に、中国においては温室効果ガス対策としてCDMを想定し、その際の温室効果ガス削減効果に関する評価を行った。

3-2 対象地域

3-2-1 中国呉忠市

本研究ではNEDOの共同実施等推進基礎調査の一環としてLFG回収発電に関する詳細な調査報告があり[24]、その中で途上国の一都市の代表として中国呉忠市を分析対象地とした。

呉忠市は寧夏回族自治区の中部に位置し、一つの市(県規模)、二つの県と二つの区(青銅峡市、同心県、塩池県、利通区、紅寺ボ区)。面積は21436.5平方キロメートル、人口は123万人である。人口の中、少数民族の回族人口は58万人がおり、総人口の47.2%を占め、中国回族人口の主要な集中地域の一つである。呉忠市は今後の大きな発展のポテンシャルを多く含んでおり、特徴(強み)は以下のとおりである。

1. 鉱産物資源が豊富である。主に石油、石炭、鉍石、天然ガスなど30数種類の鉱産資源がある。その中、石油の埋蔵量3700万トン、天然ガスの埋蔵量8000億立方メートル、石炭の埋蔵量64.7億トン、石灰岩の埋蔵量49億トンがある。火力発電、水力発電の電力資源が豊富であり、設備規模は寧夏回族自治区の54%を占め、寧夏における重要なエネルギー基地になっている。
2. 工業発展のポテンシャルが大きい。エネルギー、電力、新材料、製紙、乳製品、ワインなどの工業体系を形成され、寧夏の重要な工業基地になっている。さらに、現在青銅峡新材料工業区、太陽山工業区の建設企画ができており、呉忠市工業の素早い発展に優れた条件を提供できる。
3. 農業の産業化レベルが絶え間なく高くなりつつある。
4. 交通、通信が便利。銀川市から60キロメートル、国家レベル空港から40キロメートル、西安から400キロメートルである。包蘭、大古鉄道及び建設中の中太鉄道は呉忠市を通過しており、109、211などの国道もネットワークになっている。市内各地通信の発展が迅速のものであり、長距離電話で国際、国内のあらゆる所とつながる。
5. 観光資源にも恵まれている。市内に秦、漢、明の旧長城の跡が残り、青銅峡108タワー、青銅峡鳥島、金沙湾などの景勝地は、歴史・人文と自然が融和された独特な西部旅行景観と形成されている。
6. 商業が盛んである。呉忠市には物流業が発達しており、各種の専門マーケットは105箇所があり、年間取引額は30億元以上ある。呉忠市は比較的早期に開発された都市建設に対応して、環境衛生の質を改善し、国家レベルの衛生都市として街を作り上げるために、2003年に国債を利用して、廃棄物を衛生的に埋め立てることを目的に、大規模なランドフィル場を建設している。

このように多くの特色を持つ呉忠市においては廃棄物にもその特色が見られる。呉忠市ではプラスチック

ク、紙類が少ないなど途上国に特徴的な廃棄物種別で持つ。またその上で呉忠市独自の特徴として石炭灰及び泥が多いこともわかる。詳細は表 3.1に示す。

表3.1 呉忠市における廃棄物種別

分類	無機物				有機物					
	石炭灰 泥	陶器 など	金属	ガラ ス	食物廃 棄物植 物	動物 残渣	紙類	織物 類	竹 木屑 類	プラス チック、 ゴム類
含有量 (%)	29.3	1.5	0.1	0.4	58.6	3.7	1.8	0.2	4.4	
小計 (%)	31.3				68.7					

3-2-2 東京 23 区

平成 11 年度における都全体のごみ排出量は約 476 万トンであり、前年度と比較して約 34 万トン(7%)減少している。区部では、ごみ排出量が減少を続けている。その主な理由としては、都民及び事業者によるごみの減量・リサイクルの自主的な取組が拡大していることにより、一般家庭や事業所から回収される資源が増加したことなどがあげられる[25]。

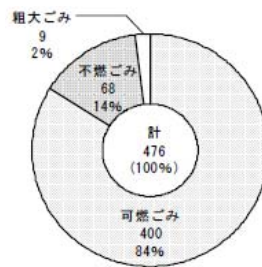
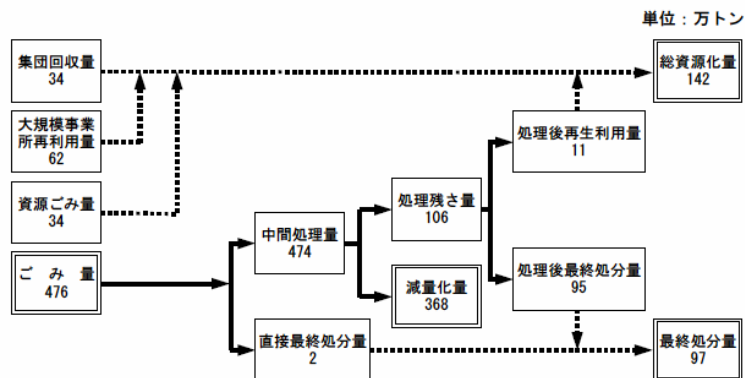


図3.1 種類別排出量(平成 11 年度) (資源ごみを除く)

・一般廃棄物処理フロー

平成11年度の都内のごみ排出量(資源ごみを除く)は 476 万トン、うち、焼却などの中間処理による減量化量が約 368 万トン(77%)、処理後の再生利用量が約 11 万トン(2%)、最終処分量が約 97 万トン(20%)である。都内の主要な廃棄物フローは下図のように表される。



注1 各項目量は四捨五入してあるため、合計値が合わない場合がある。
 注2 大規模事業所再利用量は、区部の延べ床面積3,000平方メートル以上の事業所の再利用量等のデータから推計したものである。

図3.2 都内から排出された一般廃棄物処理フロー(平成 11 年度)

・最終処分場

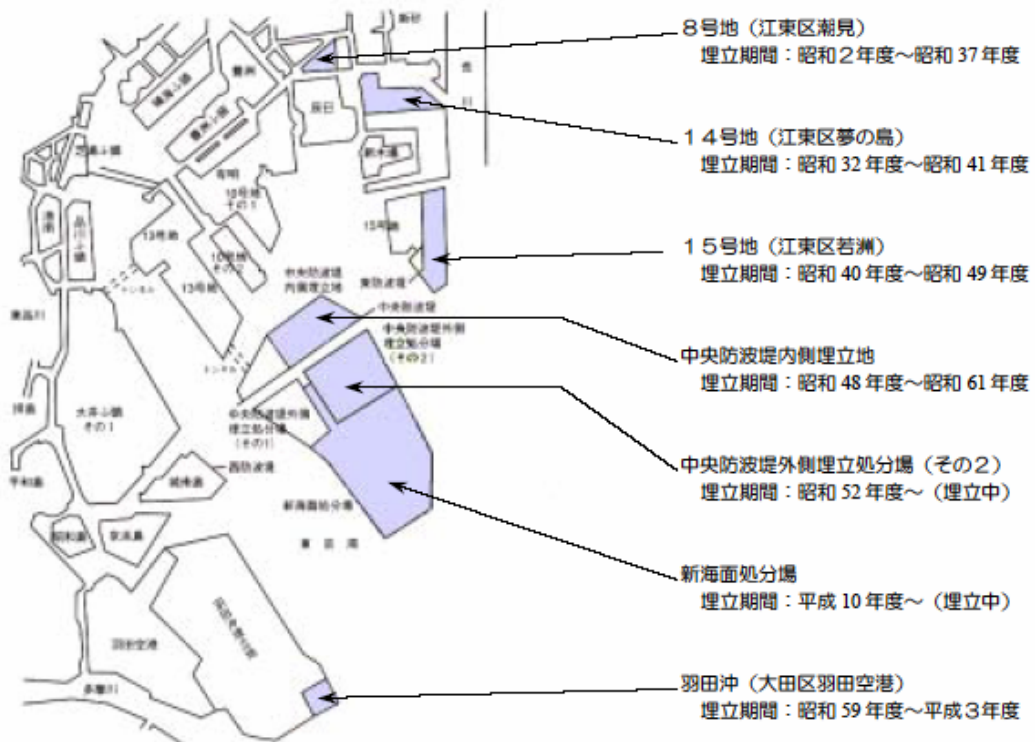
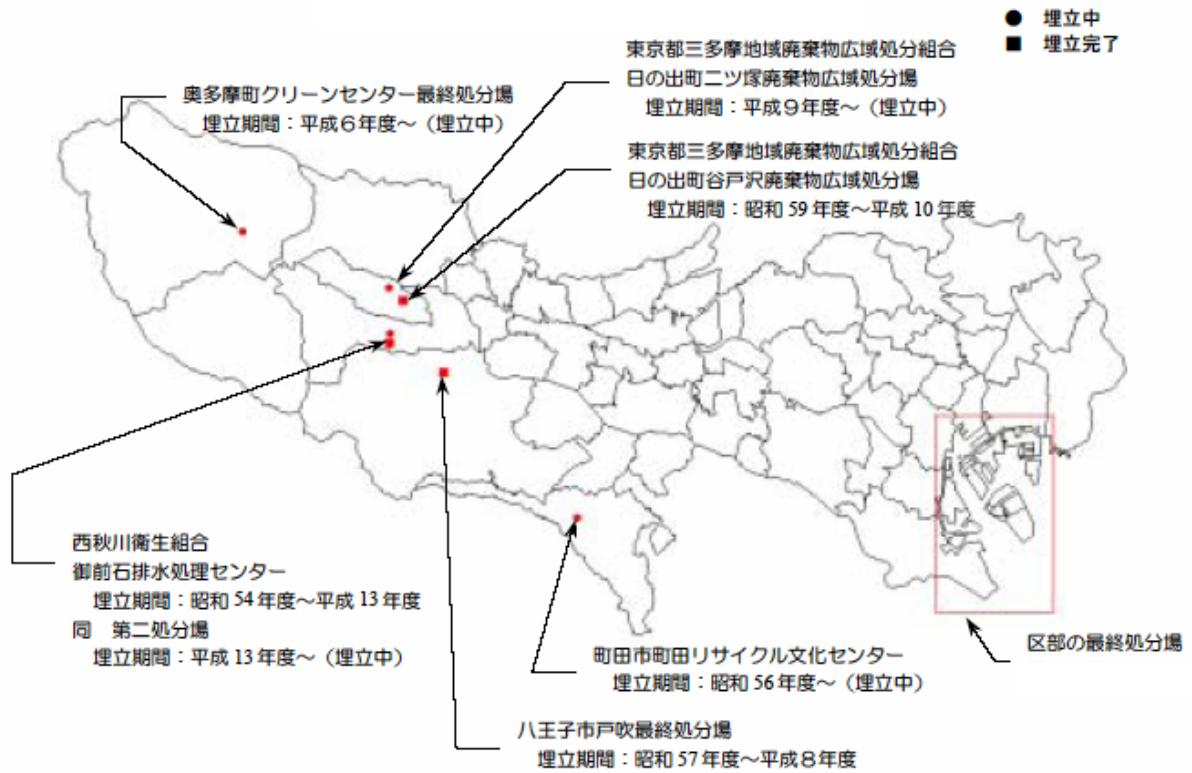


図3.3 主な最終処分場の位置とその変遷

3-3 対象システム

3-3-1 廃棄物処理システム

本研究では、廃棄物を処理する際のシステムとして主に三つのシステムを想定する。

廃棄物を直接最終処分場に埋設する直接埋立処分。廃棄物を燃焼することによって減量化を行い、その焼却灰を最終処分場に埋め立てる直接燃焼処分。直接燃焼処分によって排出される焼却灰を溶融することでスラグ化しそのスラグを活用することで減量化を更に高めることが可能な灰溶融処分である。

尚、本研究では一般廃棄物を対象としている。その中には不燃物も含まれているが、これらを資源化するなどの処理もそれぞれの処理システムに内包することとした。

以下は本研究で想定した、廃棄物のフロー図である。

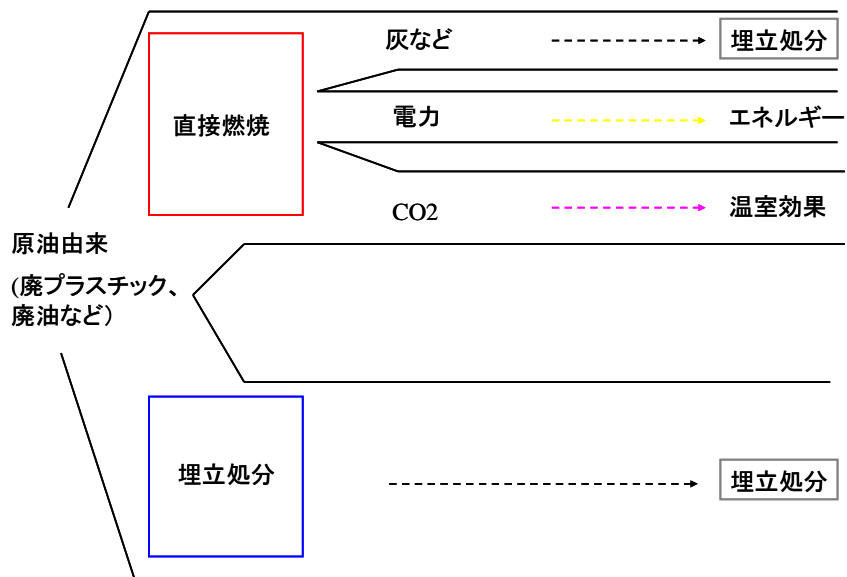


図3.4 原油由来廃棄物フロー図

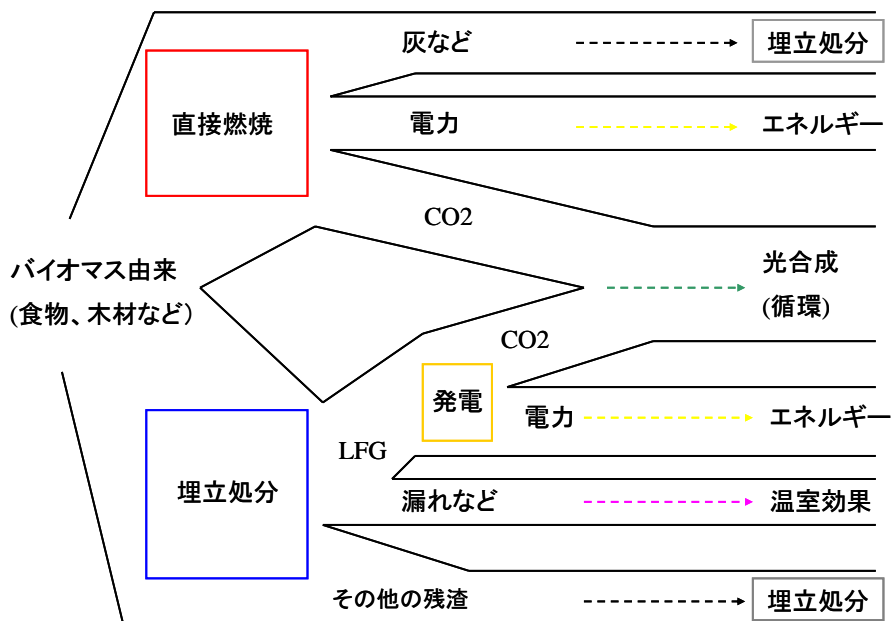


図3.5 バイオマス由来廃棄物フロー図

3-3-2 LFG設備

本研究の大きなポイントとなるLFGの回収設備に関して、NEDO資料より詳細な情報を以下に示す[24]。

・LFG 回収設備

LFG を回収する設備は垂直抽出井戸と水平配管、ブロアー設備、気密シートから構成される。垂直抽出井戸は、埋立処分場の地中に設置し、埋立処分場から発生する LFG を回収する役割を果たす。一方、水平配管は垂直抽出井戸からの回収された LFG を、後段の設備(ブロアー設備)にまで搬送する役割を果たす。ブロアー設備は、系内(垂直抽出井戸と水平配管)に負圧を与え、LFGを回収しやすくするとともに、LFG を遠方にまで搬送させることができるよう LFG にエネルギーを与える役割を果たす。気密シートは埋立地表面からの地中への空気の侵入を防ぎ、LFG が空気で薄まってしまわないようにする役割を果たす。

・LFG 処理設備

LFG には、様々なガス成分が含まれる。このうち、システム、特にガスエンジン発電設備にとって有害なものを除去する LFG 処理設備が必要となる。LFG 処理設備は、必要に応じ、水分、シロキサン、硫化水素、微粒子等を除去できる設備が必要である。水分は、それ自体が鋼でできた配管や設備を腐食させたり、配管を閉塞させたりする可能性がある。また、LFG に含まれる硫化水素を反応して硫酸となり、さらに大きな障害をシステムにもたらす。水分は脱水器、トラップ等により除去する。シロキサンは、メチル基(-CH₃)等の有機基を持つケイ素と酸素が交互に結合したポリマーの総称である。シロキサンはガスエンジンの燃焼室内で燃焼すると、粉末または結晶状のシリカに酸化してガスエンジン内に残留する。一般に、このシリカ残渣物は、ガスエンジン摺動面へ研磨剤として作用して部品の早期劣化を起こしたり、スパークプラグへ堆積して燃焼を不安定にしたり、排ガス浄化触媒を閉塞し浄化機能を早期低下させる等問題を引き起こす。従って、LFG に含まれるシロキサンの除去は重要である。シロキサンは、シロキサン除去装置で除去する。硫化水素は、腐食性があるので、所定の濃度以上になると除去する必要がある。硫化水素は脱硫装置で除去する。以上の各除去装置は、LFG の性状を詳しく分析してから、その必要性の有無も含めて計画を行う必要がある。LFG の性状の詳細な分析は、プロジェクトの実施設計段階で行う必要がある。

・ガスエンジン発電設備

ガスエンジン発電機は LFG に含まれる温室効果ガスであるメタンガスを燃焼させ、CO₂ にまで破壊させるという重要な役割がある。加えて、電力が得られるので、得られた電力を所内で使用し、余った分を系統に売電することも可能となる。発電設備の容量は、発電出力が安定的に確保でき、なおかつ投資効果が高まるように設定することが望ましい。即ち、プロジェクト期間中における回収可能ガス量の変動に対し、定格の発電が可能となるように設定することが望ましい。

・フレア設備

フレア設備は、ガスエンジン発電機に対して余剰の LFG(メタンガス)を破壊する目的で設置する。また、ガスエンジン発電機が点検や緊急停止で使用できない場合には、発生する LFG(メタンガス)の全量をフレア設備で破壊する。このため、フレア設備には広範囲な量のガスを安定的に処理できる能力(部分負荷に対する性能が良いこと)が求められる。フレア設備側で広範囲な量のガスを安定的に処理できない場合は、フレア設備自体を分割し、複数のフレア設備を設置する必要がある。また、LFG の成分変化、圧力変化にもある程度は追従できる性能が求められる。このためには、LFG の試掘を行い、LFG 成分を分析しておく必要がある。実施設計段階では、これら処理能力範囲等要求性能を決定次第、フレアスタックメーカーとの協議が必要である。

•CO₂クレジット収入 $CO2_t = RCer \cdot CER_t$ (3.7)

•処分設備更新 $P_{n,t} = P_{n,t-1} + PN_{n,t} - PN_{n,t-y_n}$ (3.8)

•LFG 発電設備及びフレア処理設備更新 $P_{m,5s} = P_{m,5(s-1)} + PN_{m,5s} - PN_{m,5s-y_m}$ (3.9)

•処分運転制約 $V_{n,t} \leq P_{n,t}$ (3.10)

•LFG 処理制約 $LB_{m,t} \leq P_{m,t}$ (3.11)

•埋立地制約 $\sum_t \sum_n (V_{n,t} \cdot Lr_n \cdot LA_n) \leq S \cdot H$ (3.12)

•廃棄物処理量制約 $\sum_m V_{m,t} = E_t$ (3.13)

•埋立地より排出される LFG 量
直接処分によって埋め立てられた廃棄物の埋立場からのLFG排出量を推算するために、IPCCのガイドライン[29],[30]よりFirst Order Decay方式を用いて推定した。

•埋立に対するメタン発生量の式 $Q = L_0 \times R \times (e^{-kc} - e^{-kt})$ (3.14)

式(3.14)を用いて、係数を以下のように設定することで、ガス発生量の推移は以下のように推計される。

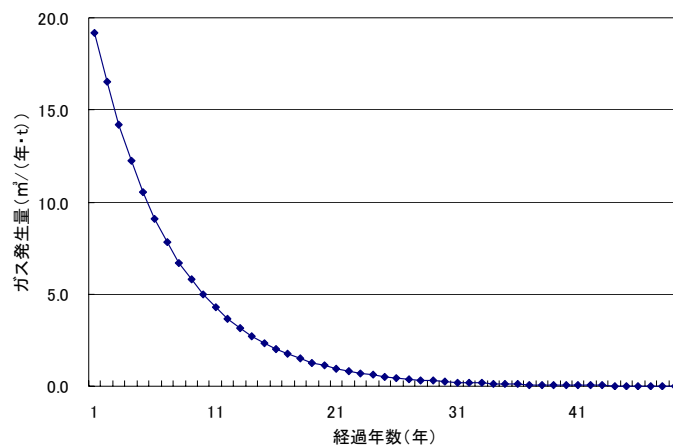


図3.7 First Order Decay 方式による推計結果

(※L₀ : 160(m³/Mg 廃棄物)、R : 文献より1、k : 文献より0.15) [29]

・総 LFG 排出量
$$Q = \sum_t Q_t = \sum_t L_0 \cdot Vlf_t \cdot (e^{-k(t-1)} - e^{-kt})$$
 (3.15)

・LFG 処理量制約
$$LB_t = \sum_m LB_{m,t} \leq Q_t \cdot Collect$$
 (3.16)

・送電端総発電量
$$GE_t = \sum_{\omega} (1 - Com_{\omega}) \cdot Ge_{\omega} \cdot V_{\omega,t} + (1 - Com_{lfg}) \cdot Glfg \cdot LB_{lfg,t}$$
 (3.17)

・CO₂クレジット
$$CER_t = RCO2 \cdot GE_t + Rlfgco2 \cdot LB_t$$
 (3.18)

・実質CO₂排出量
$$\sum_t (\sum_{\omega} (ECO2 \cdot V_{\omega,t} + Rlfgco2 \cdot (Q_t - LB_t)) - RCO2 \cdot GE_t)$$
 (3.19)

表3.2 3-4 節中の記号

モデル		処分場関連定数	
m	: LFG回収発電、フレア処理	Lr _n	: 最終処分率
n	: 直接埋立処分、燃焼処分、灰溶融処分	LA _n	: 廃棄物密度
ω	: 燃焼処分、灰溶融処分	S	: 埋立地面積
t	: 時点(50年)	H	: 埋立深さ
s	: 時点(50年)	E _t	: 廃棄物排出量
コスト		Collect	: LFG回収率
PCost _{n,t}	: 処分設備費	発電関連定数	
RCost _{n,t}	: 処分設備運転費	RGe	: 単位電力量あたりの電力買取価格
PECost _{n,t}	: 発電設備費	RGer	: CO ₂ クレジット買取価格
RECost _{n,t}	: 発電設備運転費	Glfg	: 単位LFG処理量あたりの発電量
INC _t	: 売電収入	Ge	: 単位廃棄物処理量あたりの発電量
CO _{2t}	: CO ₂ クレジット収入	Com _ω	: 燃焼発電所内率
変数		Com _{lfg}	: LFG発電所内率
P _{m,t}	: LFG処理設備量	GE _t	: 総発電量
PN _{m,t}	: 新設LFG処理設備量	処理関連定数	
P _{n,t}	: 廃棄物処理設備量	RPCost _n	: 単位処理設備量あたりのコスト
PN _{n,t}	: 新設廃棄物処理設備量	RPECost _n	: 単位発電設備量あたりのコスト
V _{n,t}	: 廃棄物処理量	RRCost _n	: 単位処理量あたりのコスト
Vlf _t	: 直接埋立処分量	RRECost _n	: 単位LFG処理量あたりのコスト
LB _{m,t}	: LFG処理量	δ	: 割引率
CO ₂ 関連定数		y _n , y _m	: 耐用年数
RCO ₂	: 単位電力量あたりの代替CO ₂ 量	First Order Decay	
Rlfgco ₂	: LFGの温室効果をCO ₂ 質量換算する係数	Q _t	: 当該年に発生するメタン量(m ³ /年)
ECO ₂	: 単位原油由来廃棄物処理量あたりのCO ₂ 排出量	Lo	: メタン発生ポテンシャル(m ³ /Mg 廃棄物)
CER _t	: CO ₂ クレジット量	R	: 運用期間中の平均年間廃棄物受入割合(Mg/年)
		k	: メタン発生割合定数(1/年)
		c	: 処分場が閉鎖されてからの時間(年)
		t	: 処分場が廃棄物受入を開始してからの時間(年)

3-4-3 データ

モデルで用いたシステム諸データを表 3.3、表 3.4、表 3.5に示す。また、地域特性データを表 3.6に示す。各パラメータ名は3-4-2項を参照のこと。

表3.3 処理システム諸データ(中国吳忠市)[24], [26], [27]他

中国吳忠市	ランドフィル	燃焼	灰溶融
RPCost (万円/(t/日))	19	5556	6111
RRCost (万円/(t/日))	0.27	262	524
Lr (%)	100	20	9
LA (m ² /t)	0.25	1.30	1.60
Ge (kWh/t)	-	365	365
RCO ₂ (kg-C/kWh)	-	0.15	0.15
ECO ₂ (kg-C/t)	-	118.7	118.7
Lo(m ³ /t)	125.5	-	-
Com (%)	-	22	44
UT(%)	-	93.8	93.8

表3.4 処理システム諸データ(東京 23 区)[24], [26], [27]他

東京23区	ランドフィル	燃焼	灰溶融
RPCost (万円/(t/日))	19	5556	6111
RRCost (万円/(t/日))	4.20	320	640
Lr (%)	100	20	9
LA (m ² /t)	0.25	1.30	1.60
Ge (kWh/t)	-	637	637
RCO ₂ (kg-C/kWh)	-	0.1	0.1
ECO ₂ (kg-C/t)	-	96.6	96.6
Lo(m ³ /t)	167.5	-	-
Com (%)	-	22	44
UT(%)	-	93.8	93.8

諸データはランドフィルに関しては文献[24]、燃焼及び灰溶融に関しては文献[26]及び[27]を参照した。尚、全てのシステム共通で、設備に関して償却期間、耐用年数を 20 年、残存価値率 10%、固定資産税率 1.4%、運転費率 5.0%、割引率は中国 8%、東京 5%として年経費率を用いて計算を行った。また、LFG発電設備及びフレア設備は処理場の覆土、設備設置のタイムラグを考慮し、設備の更新は五年毎に行うものとした。

表3.5 その他のシステム諸データ[24], [26]他

	LFG発電 (中国吳忠市)	フレア処理 (中国吳忠市)	LFG発電 (東京23区)	フレア処理 (東京23区)
RPECost (万円/kW)	30.6	9.1	30.6	9.1
RRECost (万円/kW)	0.5	0.2	5.6	2.9
Collect (%)	60	60	60	60
Glfg (kWh/m ³)	1.79	-	1.79	-
Com (%)	6.5	6.5	6.5	6.5
UT(%)	91.8	91.8	91.8	91.8

フレア処理設備容量は同量のガスで発電する時の LFG 発電設備容量で表した。また化石燃料由来廃棄物から排出される CO₂ 排出量を計上した。燃焼、灰溶融設備はそれぞれ発電設備を含む。

表3.6 地域特性諸データ[24], [25], [28]他

	中国呉忠市	東京23区
RGe (円/kWh)	5	8
RCer (\$/t-CO ₂)	5	-
δ (%)	8	5
H (m)	25	15
S (万㎡)	170	150
E (t/日)	900	10214

CO₂クレジット価格、550円/t-CO₂はドル換算で5\$/t-CO₂であるとした。処分場面積は将来世代を考慮して、50年間で処分場の半分を利用し半分を残す、と仮定した。東京23区に関しては現在建設されている埋立処分場、特に新海面処分場の面積の半分とした。中国呉忠市に関しては同じ内陸部にある京都市を参考に面積比より建設可能処分場面積を推定し、その面積の半分とした。廃棄物排出量は平成14年度現在の一般廃棄物排出量とし、時間変化は考慮せず一定と仮定した。

3-4-4 ケース設定

廃棄物処理に伴う温室効果ガスの排出量の削減を CDM 事業として想定した際の分析を行うために本研究では中国呉忠市を対象としてケース分析を行った。

基準ケースと売電価格が低下したケースそして売電価格が低下した場合に温室効果ガス削減分にCO₂クレジットを認める CDM ケースの3 ケースを設定し分析を行った。

基準ケースの基準売電価格を5円/kWh、低価格ケースの売電価格を3円/kWhとし、CDMケースの基準CO₂クレジット価格を5\$/t-CO₂とする[24]。

3-5 結果と考察

本研究ではまず、中国呉忠市と東京23区という地域特性が異なる地域を比較することで地域特性が処理システムの選択に与える影響を分析する。

次に、中国呉忠市を対象にCO₂クレジットや売電価格を変化させてケース分析を行う。

中国呉忠市及び東京23区の最終処分場の面積及び各発電施設の設備容量推移を図3.8、図3.9にそれぞれ示す。尚、中国においては図3.8の結果を基準ケースの結果とする。

中国、東京それぞれに共通する傾向として廃棄物処理単価の安い埋立、燃焼、灰溶融の導入順序が経済合理性を持つことがわかる。

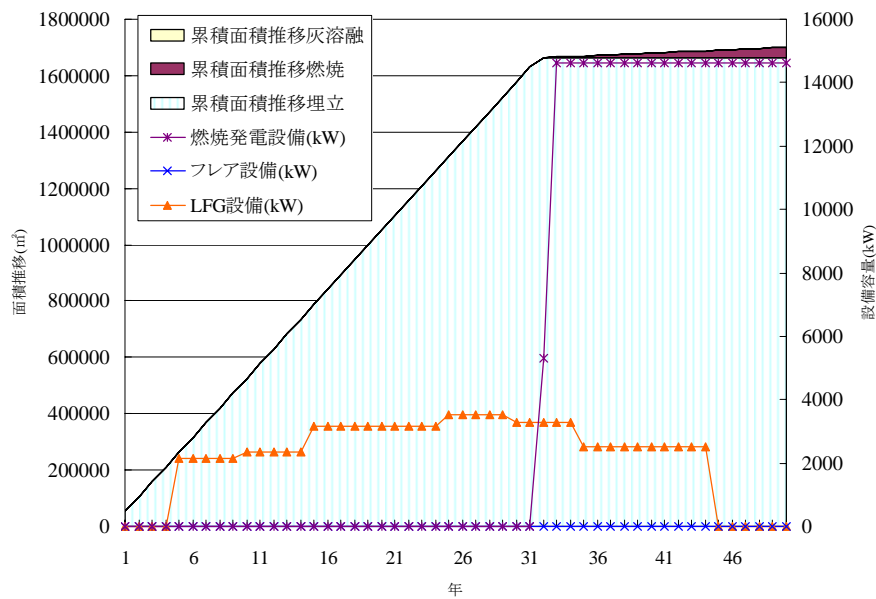


図3.8 呉忠市における処分場面積推移及び各発電設備量

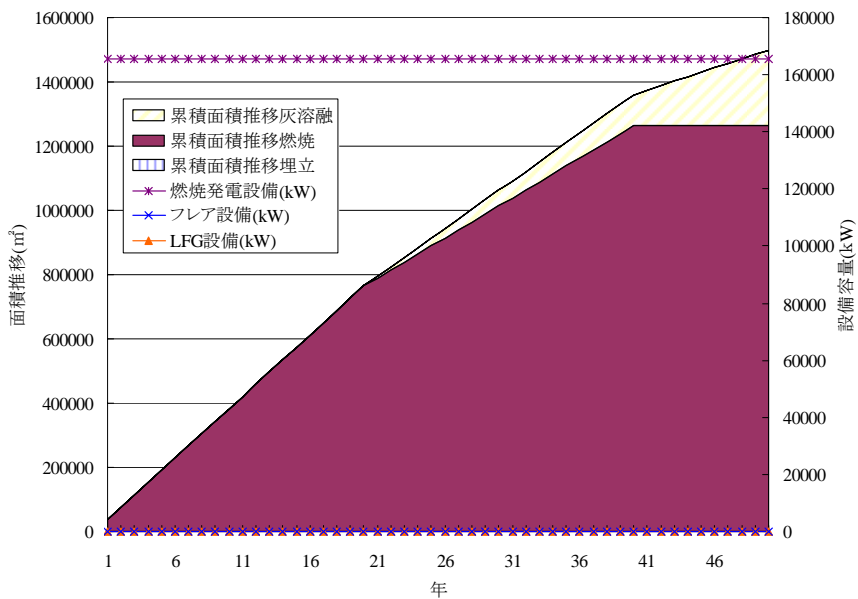


図3.9 東京 23 区における処分場面積推移及び各発電設備量

図 3.8より比較的に埋立処分場面積に余裕のある呉忠市では、30 年後まで廃棄物は直接埋め立てられ、埋立場から発生ガスを利用するLFG発電が経済性を持つため最大で約 4000kW導入される。しかし、30 年を過ぎると廃棄物は直接燃焼処分されるようになり同時に廃棄物燃焼発電設備が約 15000kW導入される。これより、将来的には直接燃焼によって廃棄物を減量することが求められると考えられる。

図 3.9より排出される廃棄物量に対して最終処分場の面積が小さい東京 23 区においては、廃棄物の減量化のため初期から直接燃焼が導入され同時に約 17 万kW規模の燃焼発電が行われる。燃焼処分に続いて約 20 年後に更に減量化が可能な灰溶融システムが導入され始める。この時、40 年後前後までは直接燃焼と灰溶融が共存する形になる。

図 3.8、図 3.9より廃棄物処理システムは埋立処分場の面積条件に大きく影響を受けることがわかる。

3-6 ケース分析

3-6-1 低価格ケース

基準ケースではLFG発電が一定量導入された。しかし、LFGの発生不安定性などにより売電価格は不安定さを持つと考えられる。そこで、本項では売電価格が基準ケースよりも低い場合の各設備の導入量などに関する分析を行った。尚、基準ケースが5円/kWhであるのに対し、売電価格は3円/kWhとした。

処分場面積推移及び各発電設備量の推移を図3.10に示す。またその際に排出されるLFGの処理方法と実質の利用可能量を図3.11に示す。

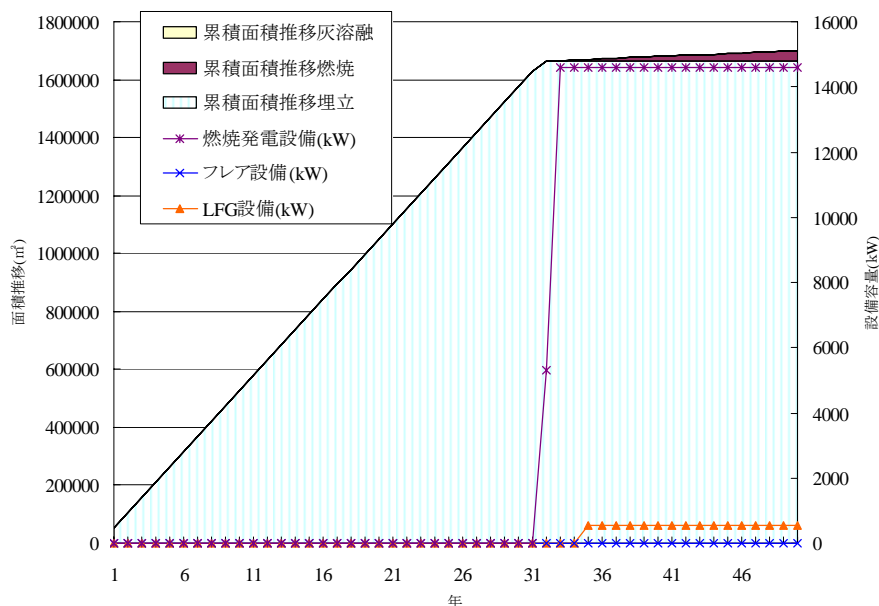


図3.10 低価格ケースにおける処分場面積推移及び各発電設備量

図3.10より廃棄物燃焼発電設備容量は図3.8の結果とほぼ変わらないにもかかわらず、LFG発電設備はほとんど導入されない。これより十分な売電価格はLFG発電設備導入の大きなインセンティブになると言える。

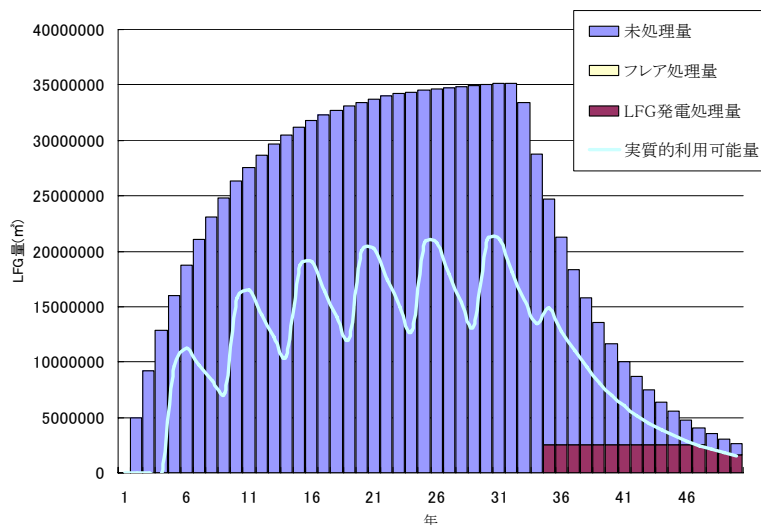


図3.11 低価格ケースのLFG処理量及び処理方法

注) 実質的 LFG 利用可能量が周期的に増減を繰り返すのは覆土を含めた LFG 回収設備の更新が 5 年毎に行われることと、LFG の排出量が経過時間によって漸減して行くことに因る。

図 3.11よりLFG発電設備の導入量が小規模であるために、大半のLFGが未処理のまま大気中に放出される。LFGの主成分はメタンであるため大量にLFGが排出されることは温暖化の一要因となる。

廃棄物を直接埋め立てることによって処分している途上国ではこのように廃棄物処理場からの未回収 LFG が問題となる例が報告されている。

3-6-2 CDMケース

次に、中国吳忠市を対象に CDM 等により GHG 削減量に対してクレジットが得られるケースを検討する。低価格ケースと同等の条件下で、CO₂ クレジット価格 5\$/t-CO₂ の CO₂ クレジットを認めたケースを想定した。

処分場面積推移及び各発電設備量の推移を図 3.12に示す。またその際に排出されるLFGの処理方法と実質的利用可能量を図 3.13に示す。

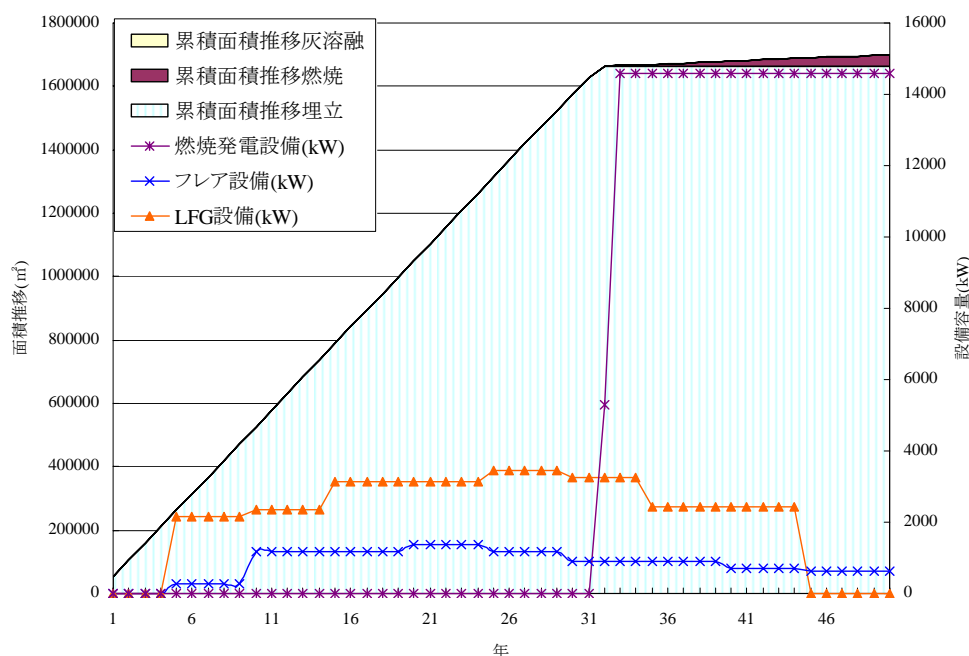


図3.12 CO₂ クレジット価格の変化に伴う LFG 回収発電及びフレア処理の導入推移 (CO₂ クレジット価格 5\$/t-CO₂)

図 3.12より廃棄物燃焼発電設備容量及びLFG発電設備容量は図 3.8の結果とほぼ変わらないが、CO₂ クレジットを認めることによってLFGを燃焼し、CO₂ に変えることで温室効果の削減を行うフレア処理設備が導入される。実際的には周囲環境への影響を考慮した上で、プロジェクトの自主環境配慮設備としてLFGをフレア処理することも考えられるが、CO₂ クレジットを認めることで経済的にフレア処理の導入を推し進めることが可能であることが本結果からわかる。

これより CO₂ クレジットは LFG 発電設備の更なる導入及びフレア処理設備導入の大きなインセンティブになると言える。また、比較的low価格な CO₂ クレジット価格でも十分な一定の温室効果ガス削減効果を上げることが考えられる。

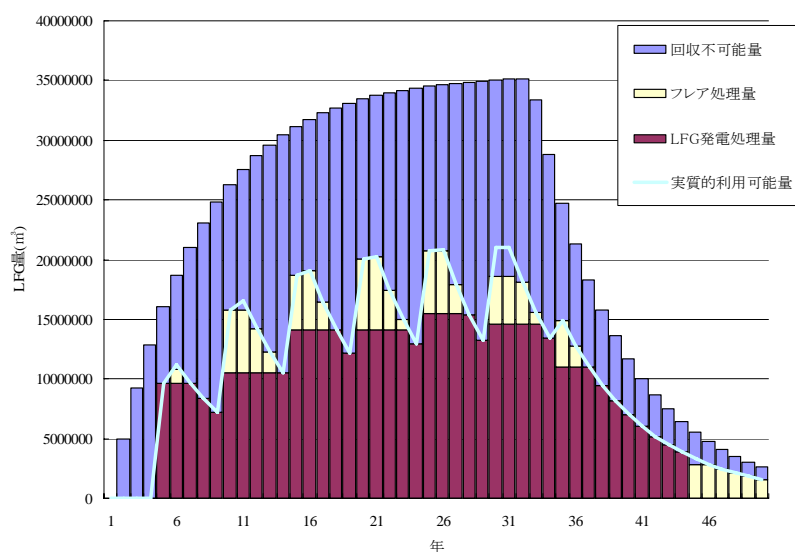


図3.13 CDM ケースの LFG 処理量及び処理方法

図 3.13よりLFG発電設備の導入量が相当量でありかつ、フレア処理設備が導入されることによって実質的利用可能量の大半のLFGが回収され処理される。これよりCO₂ クレジットの導入は低価格ケースに対して大きな温室効果ガス削減効果を持つ。

しかし、本研究では実際的な限界から最大でも発生 LFG の 6 割までしか回収できないとしたため、ほぼ実際上最大限に LFG を回収しても最低 4 割の LFG が排出されることとなるため LFG 回収に関する技術面での向上も期待される。

3-6-3 GHG排出量

中国呉忠市に関してLFG回収発電、フレア処理及び廃棄物燃焼発電の導入効果を温室効果ガス排出量の推移から分析した。図 3.14は基準ケース、低価格ケース、CDMケースの各温室効果ガス削減分を控除した場合の温室効果ガスの排出量の推移を示したものである。

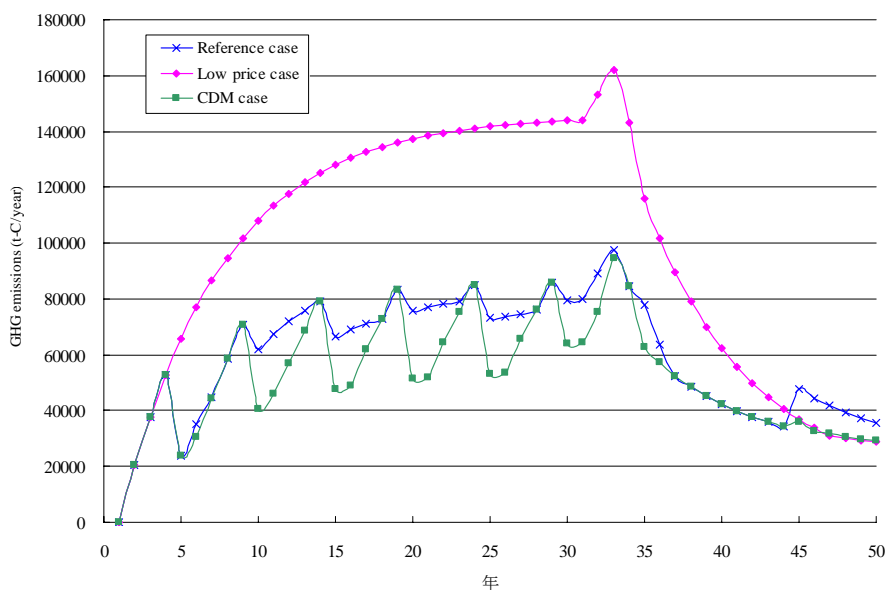


図3.14 温室効果ガス排出量推移(中国呉忠市)

図 3.14において、いずれのケース結果においても 30 年頃から温室効果ガス排出量が立ち上がっているのは直接燃焼システムが導入され廃棄物を燃焼処理する際に伴って原油由来の廃棄物などからCO₂が排出されるためである。

基準ケースにおいてはLFG回収発電設備が導入されるためにほぼLFG回収発電が導入されない低価格ケースに対して大きな削減効果を持つ。また CDM ケースにおいては LFG 回収発電に加えてフレア設備が導入されるために基準ケースよりも更に温室効果ガス削減効果を持つことがわかる。

結果より、LFG 回収発電を導入するに足る十分な売電価格の確保、CO₂ クレジットの導入、いずれの手段を講じるにしても LFG を回収することは温室効果ガス削減の観点から重要な手法であるといえる。

3-7 まとめ

本章では、廃棄物の排出量、最終処分の埋立可能面積などの地域特性と動的なランドフィルガス発生量を考慮した廃棄物処理システム評価モデルの作成を行い、シミュレーション分析を実施した。主な分析結果を以下にまとめる。

- 1) 廃棄物の処理方法は、処理単価の低い、埋立、焼却、溶融の順に導入することが経済合理的である。最終処分場面積の制約の厳しい東京 23 区では、現在の焼却から将来は灰溶融へと遷移する。制約の厳しくない中国呉忠市では、現在の埋立から将来は燃焼へと遷移する。いずれにせよ廃棄物を処理する際には減量が求められる。
- 2) 埋立地から排出される LFG の発電への活用は LFG の回収、電力代替の両面で温室効果ガス削減につながるため、それらの発電設備の導入促進のために売電価格は重要な要素となる。そのため LFG 回収発電を含めたバイオマス由来の発電事業に対する売電価格の支援を行うことは温室効果ガス削減の対策の観点から有用であるといえる。
- 3) 途上国において温室効果ガス削減分に CO₂ クレジットを認めることは埋立地からの LFG の漏れを削減し、発電量を増加することで温室効果ガス削減効果を持つ。

今後の課題は、中国呉忠市、東京 23 区の経済成長及び人口の増減に伴う排出量の時間的変化の取り扱いと廃棄物処理システムデータの精緻化である。

第4章 タイにおけるキャッサバ残渣を用いたエタノール製造に関する分析

4-1 はじめに

バイオマスを原料とする燃料用バイオエタノールは、主にガソリンなど自動車用燃料の代替用途として検討が進んでいる。現在、数あるバイオマス資源の中でも安価でかつ豊富な資源を擁するリグノセルロース系バイオマスを用いてエタノールを生産する技術の研究が行われている。

昨今では、ブラジルにおいて大量のエタノールの生産が行われており、輸送部門の技術開発でもエタノールを燃料として使用可能な乗用車の開発が進んでいる。政策としてもわが国では、政府が発表している京都議定書目標達成計画[31]にて、2010年に原油換算で50万klのバイオエタノールの導入目標が掲げられている。

ASEAN 諸国では豊富なリグノセルロース系バイオマスが存在する。代表的なリグノセルロース系バイオマスとしてキャッサバからスターチを製造する過程で生じる残渣であるキャッサバパルプが注目を浴びている。特にタイにおいては年間約1800万t前後のキャッサバが生産され、キャッサバスターチへの加工プロセスで大量のキャッサバパルプが残渣として排出されている。そのため豊富な資源を持つキャッサバパルプの活用が期待される。

そこで、本研究ではタイにおいてキャッサバパルプを原料としたエタノール製造プラントの最適化計算の下、キャッサバパルプを用いたエタノール製造システムの分析を行った。

4-2 エタノール製造プロセスの概要

今回評価対象としたエタノール製造プロセスはNREL(National Renewable Energy Laboratory (USA))によって検討されているプロセス[32]とそれを基に合理化を行った山田らのプロセス[33]の二つである。

NREL プロセスはコーンストーバからエタノールを生産するプロセスを想定しており、山田らはそれを基にキャッサバパルプを原料としたプロセスを想定し、それに伴い各種の過程における作業の合理化を行い、エタノール製造コストの低減に成功している。具体的には以下のような点が NREL との大きな変更点である。詳細は参考文献を参照。

- ・水熱法による前処理過程の合理化
- ・発酵バクテリアに関する合理化
- ・精製法の組み合わせによる合理化
- ・コーンストーバからキャッサバパルプへの応用の検討

プロセスのフローとして NREL プロセスは前処理として硫酸による加水分解を行い、*Zymomonas mobilis* を用いて発酵させ、蒸留及び PSA 法によって精製する。山田らのプロセスは水熱法により加水分解を行い、*Coryneform* バクテリアを用いて発酵させ、蒸留・膜・PSA のハイブリッドプロセスによって精製を行っている。山田らの合理化により従来の NREL プロセスに対してコスト削減が実現された。



図4.1 エタノール製造プロセスフロー図(上段がNRELプロセス、下段が山田らのプロセス)

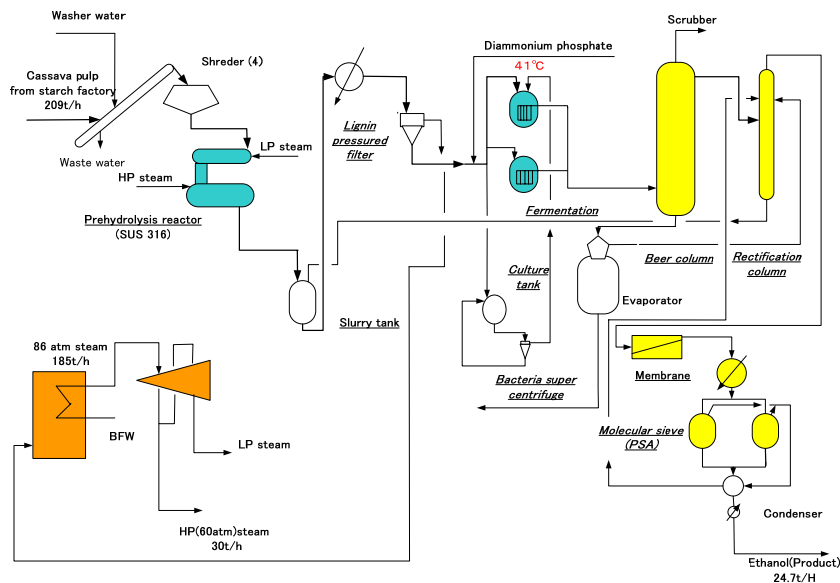


図4.2 山田らのプロセス[33]

4-3 タイにおけるキャッサバ資源

キャッサバを用いてスターチを生産する過程において 1tのキャッサバから 0.2tのスターチが生産され、0.6t(含水重量)のキャッサバパルプが排出される。タイでは年間約 170 万t前後のスターチが生産されており[34],[35]、それに伴って約 500 万t(含水重量)のキャッサバパルプが排出されている。これは山田らのプロセスを用いればエタノール約 70 万klに相当する資源量となる。

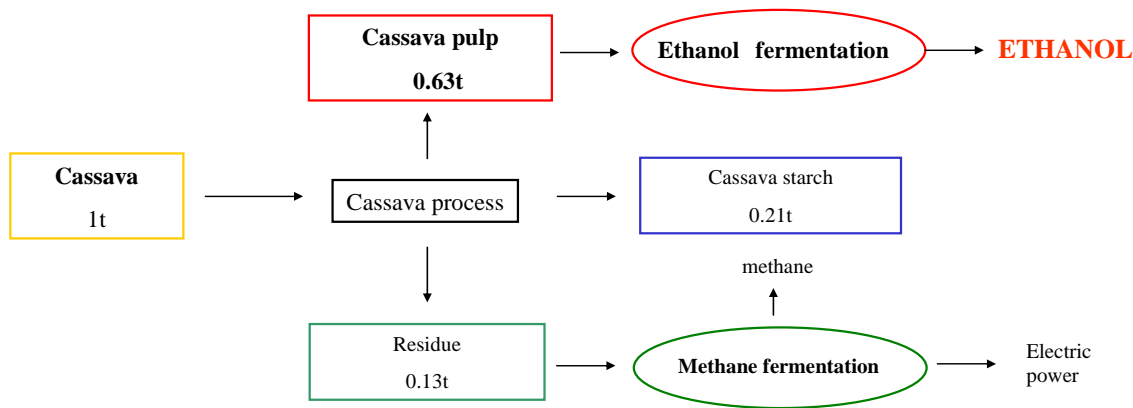


図4.3 スターチ生産過程におけるキャッサバフロー図

表4.1 タイにおけるキャッサバスターチ及びキャッサバ生産量[34]

Year	Domestic food (t)	Export cassava starch (t)	Gross starch production (t)	Gross cassava production (t)
1999	581,000	591,236	1,172,236	16,507,000
2000	591,000	906,422	1,497,422	19,064,000
2001	621,000	748,819	1,369,819	18,396,000
2002	641,000	767,420	1,408,420	16,868,300
2003	652,000	1,023,073	1,675,073	19,717,534

現地調査の結果よりタイには 68 のスターチ製造プラントがある。それらを県単位で分類し、各県のスターチプラント数を各県の人口、面積等の諸情報とあわせて表 4.2及び図 4.4に示す。

尚、現地調査では個々のスターチプラントの規模の定量的なデータは入手できず、どのプラントもほぼ同程度の規模であるとの情報を得るにとどまったため、スターチプラントの規模は全て一定であると仮定した。

表4.2 各県のスターチプラント数及び諸情報[34]

NO.	name	area(km ²)	population	plant
1	NakonRatchasima	20494	2556260	18
2	Kalasin	6947	921336	8
3	Rayong	3552	522133	8
4	ChonBuri	4363	1040865	4
5	Chanthaburi	6338	480064	3
6	NakonPathom	2168	815122	3
7	KamphaengPhet	8608	674027	3
8	Chachonengsao	5351	635153	2
9	Chaiyaphum	12778	1095360	2
10	MahaSarakhanm	5292	947373	2
11	UthaiThani	6730	304122	2
12	Sakaeo	7195	485632	2
13	Ratchaburi	5197	791.217	1
14	Bangkok	1569	6355144	1
15	Kanchanaburi	19483	734394	1
16	Uttaradit	7839	464474	1
17	PathumThani	1526	677649	1
18	SaraBuri	3577	575053	1
19	SiSaKet	8840	1405500	1
20	RoiEt	8299	1256458	1
21	KhonKaen	10886	1733434	1
22	UdonThani	11730	1467158	1
23	Loei	11425	607083	1

注) 各県には便宜上 1 から 23 までのノード番号を振った。

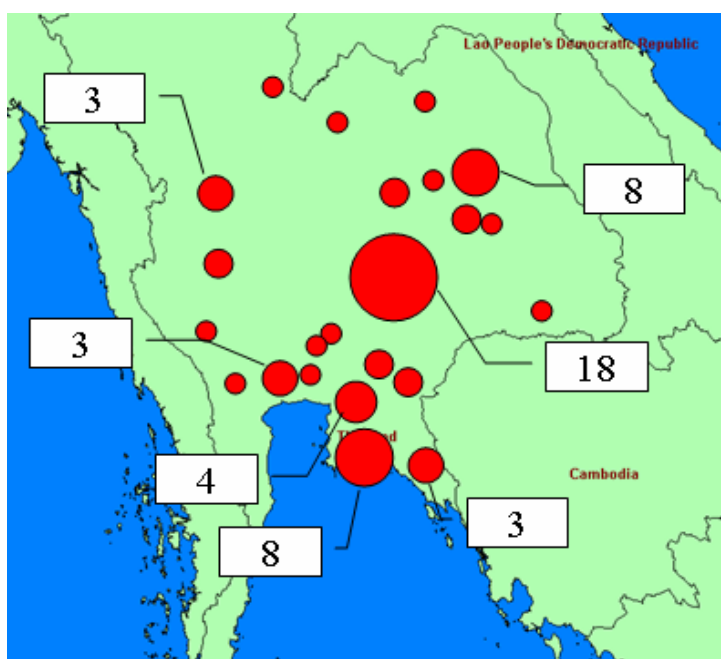


図4.4 工場分布図

注) 数字は各県に存在するスターチプラント数

排出されるキャッサバパルプは相当量であり、タイでは広い地域にわたってスターチプラントが存在することがわかる。また表 4.2に示した各県はそれぞれ主要幹線道路でつながっており、道路網を考慮した各県間の結線状況及び各県間の距離は表 4.4のようになる。

4-4 評価モデル

本研究では輸送費及びエタノール製造プラントの規模の経済を模擬するために、Dijkstra法[36]及び0.7乗則を用いてモデルを作成した。モデルの目的関数の中で、エタノール製造プラントのコスト(固定費)は設備の規模の経済があるため、設備の大規模化が望ましい。キャッサバパルプの輸送費は、設備が大規模化すれば平均輸送距離が増加することにより増加する。本モデルではこれらの要素を考慮して、利益最大化を達成するように各スターチプラントからのエタノール製造プラントへのキャッサバパルプの輸送を割り付けた。そして、その上でプラントの最適な配置、設備規模、生産エタノール量等に関して評価を行った。

4-4-1 計算の全体像

タイにおいてスターチプラントが存在する全 23 県を対象に、エタノール製造プラントを建設するか否かの 2 の 23 乗通りの組み合わせを考慮する。2 の 23 乗のプラント建設候補地の組み合わせ毎に、以下に定式化する計算モデルによってシステム総収支最大化の最適化計算を行った後に、全組み合わせの中で最もシステム総収支が良い計算結果を選択する。

従って、本計算方式で得られた結果(建設場所、プラント設備規模、プラント別エタノール生産量、資源輸送量等)は、プラント建設候補地の全組み合わせを網羅した上での厳密な最適解である。

4-4-2 定式化

- ・目的関数(プラント建設ノードの組み合わせ毎のシステム総収支)

$$J = \sum_n (ESELL_n - (CSF_n + CSV_n + CSR_n + CST_n)) \quad (4.1)$$

- ・固定費 $CSF_n = PFC * CAP_n + LC_n \quad (4.2)$

- ・可変費 $CSV_n = VC * CAP_n * UT \quad (4.3)$

- ・資源費 $CSR_n = RSCC * CP_n \quad (4.4)$

- ・輸送費 $CST_n = \sum_m ((TRNPCA * DST_{m,n} * ROAD + TRNPCR) * TCP_{m,n}) \quad (4.5)$

- ・設備規模 $CAP_n = EP * \sum_m TCP_{m,n} / UT \quad (4.6)$

・エタノール収入

$$ESELL_n = CAP_n * UT / DENS * EPRICE$$

(4.7)

各式中の文字に関しては表 4.3に注と共に示す。

表4.3 4-4 節中の記号

モデル	定数
n	RSCC : 単位キャッサバパルプ質量あたり資源費
コスト	VC : 単位設備規模あたり可変費
CSF _n	UT : 稼働率
CSV _n	TRNPCA : 単位距離あたりの単位重量輸送費
CSR _n	TRNPCR : 距離に依存しない単位重量輸送費
CST _n	ROAD : 道路係数
LC _n	EP : 単位キャッサバパルプ量あたり生産エタノール量
ESELL _n	DENS : エタノール密度
変数	EPRICE : エタノール価格
CAP _n	その他
TCP _{m,n}	PFC(CAP _n) : 単位設備規模あたり建設費
	DST _{m,n} : ノードm-n間直線距離
	CP _n : 各ノードにおけるキャッサバパルプ量

著者らの現地調査よりキャッサバパルプ資源費は 600 円/tを使用する。山田らのモデルプラントの値[33]よりEPは質量比で 0.11 とする。各種定数の値に関しては4-5-3項に示す。

・固定費

本研究では、プラントの規模の経済を模擬するために 0.7 乗則を用いた。0.7 乗則を用いて規模の経済を模擬した結果、単位設備規模に対する建設費及び総建設費は図 4.5のようになる。

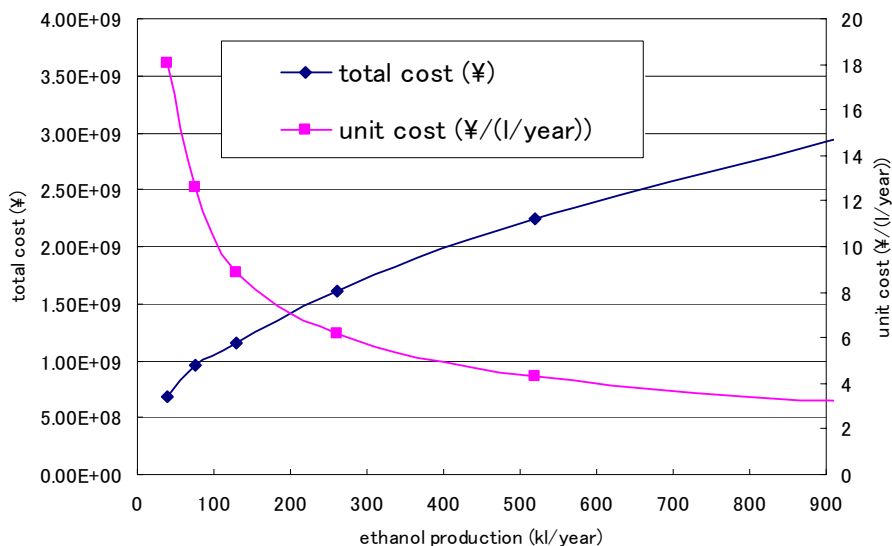


図4.5 総建設費及び単位設備規模あたり建設費

図 4.5より、規模の拡大に伴い、単位規模あたりの建設費が低減していることがわかる。尚、式(4.2)の労働費に関しては、プラント規模によらず 3.8 億円で一定であるとした。一次式は以下のようになる。

$$TotalCost = a * ethanol\ production + b$$

・輸送費

本研究では輸送費を式(4.5)のように定式化した。つまり輸送費は輸送距離と輸送量によって決定される。本項では輸送費の定式化に関して記述する。輸送はトラックを用いたパルプの資源輸送のみを考慮し、生産されたエタノールはプラントのある場所で売りさばかれると仮定した。尚、輸送費に関する各定数値は筆者らの現地調査より得られたものである。

・道路係数

道路係数とは直線距離から道路の曲がりなどを考慮した道路上の実移動距離を算出するために用いる係数である[38]。

・Dijkstra 法

Dijkstra 法とは特定の点からの最短経路・最短距離を求める手法である。特定の始点からネットワーク上の各ノードへの最短経路を始点の周辺から一つずつ確定し、徐々に範囲を広げ、最終的には直接的に道路でつながっていないノードを含めて全ノードへの最短経路を求める。ネットワークは各ノード間の距離を配列要素としたノード数×ノード数の隣接行列で表す。

・道路網を考慮した県間距離

以下では、Dijkstra 法を用いた分析結果を示す。

表 4.4はタイにおける県間をつなぐ主要幹線道路による県の結線状況を示したものである。表 4.4においてNはノード(県)間で直接道路がつながっていないことを示す。表内の数字は各県間の直線距離であり単位はkmである。

表4.4 各県の道路網による結線状況

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
1	-	N	N	N	N	N	321	184	89	182	226	N	N	N	N	N	N	141	240	203	177	N	N		
2	N	-	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	177	71	N	N	
3	N	N	-	87	91	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
4	N	N	87	-	N	N	N	30	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
5	N	N	91	N	-	N	N	N	N	N	N	134	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
6	N	N	N	N	N	-	N	N	N	N	N	N	40	51	61	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
7	321	N	N	N	N	N	-	N	279	N	132	N	N	N	N	143	N	259	N	N	N	N	N	260	
8	184	N	N	30	N	N	N	-	N	N	N	106	N	64	N	N	75	100	N	N	N	N	N	N	
9	89	N	N	N	N	N	279	N	-	N	219	N	N	N	332	289	256	187	N	N	110	N	189		
10	182	N	N	N	N	N	N	N	N	-	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	42	55	N	N	
11	226	N	N	N	N	N	132	N	219	N	-	N	N	N	159	249	160	131	N	N	N	N	N	293	
12	N	N	N	N	134	N	N	106	N	N	N	-	N	168	N	N	169	150	283	300	N	N	N	N	
13	N	N	N	N	N	40	N	N	N	N	N	N	-	N	63	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
14	N	N	N	N	N	51	N	64	N	N	N	168	N	-	N	N	29	N	N	N	N	N	N	N	
15	N	N	N	N	N	61	N	N	332	N	159	N	63	N	-	N	106	156	N	N	N	N	N	N	
16	N	N	N	N	N	N	143	N	289	N	249	N	N	N	N	-	402	353	N	N	N	N	N	172	
17	N	N	N	N	N	N	N	75	256	N	160	169	N	29	106	402	-	69	N	N	N	N	N	N	
18	141	N	N	N	N	N	259	100	187	N	131	150	N	N	156	353	69	-	N	N	N	N	N	324	
19	240	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	283	N	N	N	N	N	N	-	126	N	N	N	N	
20	203	177	N	N	N	N	N	N	N	N	42	N	300	N	N	N	N	N	N	N	126	-	N	N	N
21	177	71	N	N	N	N	N	N	110	55	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	-	109	166
22	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	109	-	113
23	N	N	N	N	N	N	260	N	189	N	293	N	N	N	N	172	N	338	N	N	166	113	-	-	

表 4.4より道路網で結ばれている県間の距離は得られた。道路網で結ばれていない県への資源輸送は別の県を経由して行われる。その際の最短経路を動的計画法の一つであるDijkstra法を用いて探索し、その上で全ての県間の距離を得る。結線状況からタイにおける各県間の輸送距離はDijkstra法により表 4.5のように決定される。

表4.5 Dijkstra 法によって求めた最短経路及びノード間距離

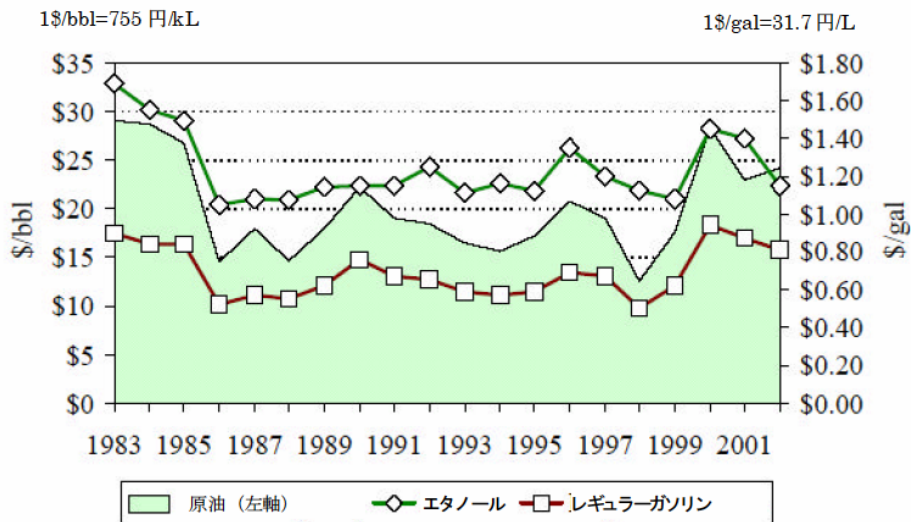
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	54	302	355	268	446	344	375	238	143	236	280	344	384	293	351	432	264	195	294	257	231	340	332
2	279	31	580	493	633	548	491	463	212	157	431	499	588	497	544	440	468	399	325	199	102	211	268
3	323	571	22	109	113	254	498	139	412	505	370	245	294	203	315	592	214	239	528	526	500	609	563
4	239	487	112	25	203	170	414	55	328	421	286	161	210	119	231	508	130	155	444	442	416	525	479
5	422	632	121	208	30	353	573	238	501	506	445	164	393	302	414	667	313	314	447	464	561	670	638
6	308	535	250	163	341	18	370	133	354	490	238	237	58	69	79	487	98	167	520	511	464	573	491
7	356	495	511	424	578	387	35	394	314	479	167	444	389	356	326	178	327	294	596	521	424	408	295
8	212	460	145	58	236	143	387	28	301	394	259	134	183	92	204	481	103	128	417	415	389	498	452
9	132	224	433	346	514	379	322	316	43	208	262	380	419	328	375	332	299	230	372	250	153	262	232
10	209	153	510	423	503	499	471	393	192	27	411	369	539	448	506	420	419	350	195	69	82	191	248
11	257	431	379	292	446	251	163	262	250	415	31	312	253	220	190	280	191	162	497	457	360	437	324
12	322	500	255	168	166	251	441	138	369	374	313	32	291	200	307	535	201	182	315	332	429	538	506
13	357	584	299	212	390	67	381	182	403	539	249	286	27	118	90	498	147	216	569	560	513	622	540
14	254	481	196	109	287	66	336	79	300	436	204	183	106	15	127	446	44	113	466	457	410	519	437
15	350	566	346	259	437	114	344	229	385	532	212	328	116	165	53	461	159	209	590	553	495	604	505
16	411	442	603	516	670	502	176	486	322	426	282	536	504	464	441	33	435	386	594	468	371	318	205
17	225	452	207	120	298	95	307	90	271	407	175	184	135	44	121	417	15	84	465	428	381	490	408
18	163	390	239	152	306	171	281	122	209	345	153	172	211	120	178	375	91	22	403	366	319	428	346
19	275	329	541	454	452	537	596	424	364	203	501	318	577	486	572	596	485	416	35	161	258	367	424
20	237	202	538	451	468	527	520	421	241	76	460	334	567	476	534	469	447	378	160	34	131	240	297
21	216	110	517	430	570	485	428	400	149	94	368	436	525	434	481	377	405	336	262	136	39	148	205
22	286	180	587	500	640	555	373	470	219	164	406	506	595	504	551	285	475	406	332	206	109	41	113
23	318	277	595	508	662	527	300	478	229	261	333	528	555	476	492	212	447	378	429	303	206	153	40

注) 数値はノードを経由した最短距離であり、単位は km。

同一県内輸送距離は各県を円とみなした時の半径の 2/3 とし、県間距離はDijkstra法によって最短直線距離を求めそれぞれに道路係数[38]をかけたものを輸送距離とする。これより輸送費は輸送距離及び輸送するキャッサバパルプの重量によって決定される。

4-5 ケース要素とケース設定

4-5-1 エタノール価格



出所) EPA 資料、Oxy-Fuel News 資料

図4.6 エタノール価格推移

図 4.6よりエタノール価格は原油価格の影響を受けていることがわかる。特に本年度に記録した 1 バレル 70ドルという原油価格は相当な価格であり、それに伴ってエタノール価格も相当に高騰したと考えられる。今後の石油価格動向に伴うエタノール価格の変化に対する影響を考慮すべきであると考えケース要素とし分析を行った。本研究ではエタノール価格の基準ケース 30 円/lとし、高価格ケース 50 円/lとした。

4-5-2 エタノール製造プラントの稼働率

エタノール製造の原料に用いるキャッサバパルプは農作物製品の残渣であるために、資源量が季節変化し、また含水率が高いために長期間の貯蔵が困難であると考えられる。そのためエタノール製造プラントの稼働率が利用可能な資源量に影響を受けると考えられるため、これらを考慮してFAOの情報[34]より稼働率 82.2%を基準ケースとし、稼働率 50%を低稼働率ケースとした。

4-5-3 プラントのプロセス合理化

山田ら[33]によって検討されたプロセス合理化を基準ケースとし、NRELオリジナルプロセス[32]をプロセス合理化なしケースとした。表 4.6は合理化前後の各コストの比較である。ただし表 4.6のPFC値は設備規模が 25 万kl時の値である。

表4.6 プロセス合理化と各定数

		NREL original	Process Improvement
constant cost	PFC(¥/kg-ethanol)	10.4	7.8
	LC(M¥)	380	380
variable cost	VC(¥/kg-ethanol)	8	2.6
resource cost	RSCC(¥/kg-cassavapulp)	0.6	
	TRNPCA(¥/(t-cassavapulp·km))	3	
transportation cost	TRNPCR(¥/(t-cassavapulp))	150	
	income	EPRICE(¥/l)	
others	UT(%)	case	
	ROAD	1.25	
	EP(kg-ethanol/kg-cassavapulp)	0.11	
	dens(kg/l)	0.793	
	gross cassavapulp (kt-wet)	5000	

4-5-4 規模の経済の上限

基準ケースでは規模の経済の上限を仮定していない、しかし、実際は巨大なプラントになると規模の経済が働かない可能性があるため規模の経済の上限を想定したケース分析を行う。規模の経済の上限有りケースでは、規模の経済が働く上限を年産 25 万 kl の規模とし、それ以上のプラント規模においては規模の経済が働かないとした。

4-5-5 ケース設定まとめ

以上よりエタノール価格 30 円/l、稼働率 82.2%、プロセス合理化有、規模の経済上限無を基準ケースとし、基準ケースを基にそれぞれの各ケース要素に対してケースを設定する。そして特に基準ケースに対して経済的に不利な条件を揃えたケースを最悪ケースとした。

以上より各ケース設定は以下表 4.7の通りである。

表4.7 各ケース設定

	ethanol price (¥/l)	operation rate (%)	improvement	upper limit of scale economy
reference case	30	82.2	yes	no
upper limit case	30	82.2	yes	yes
low operation rate case	30	50	yes	no
high ethanol price case	50	82.2	yes	no
NREL original case	30	82.2	no	no
worst case	30	50	no	yes

4-6 結果と考察

4-6-1 結果

基準ケースのシミュレーション結果を表 4.8、規模の経済の上限ケースを表 4.9、低稼働率ケースを表 4.10、NRELオリジナルケースを表 4.11、高エタノール価格ケースを表 4.12、最悪ケースを表 4.13に示す。表 4.14に各プラントの合計総生産エタノールあたりコストに換算してまとめた。また表 4.8の結果を図 4.7で示し、表 4.9の結果を図 4.8で示す。

表4.8 基準ケース結果

	1	2	4	sum (kt-wet/year)
1	1324	0	0	1324
2	588	0	0	588
3	588	0	0	588
4	294	0	0	294
5	221	0	0	221
6	221	0	0	221
7	221	0	0	221
8	147	0	0	147
9	147	0	0	147
10	147	0	0	147
11	147	0	0	147
12	147	0	0	147
13	74	0	0	74
14	74	0	0	74
15	74	0	0	74
16	74	0	0	74
17	74	0	0	74
18	74	0	0	74
19	74	0	0	74
20	74	0	0	74
21	74	0	0	74
22	74	0	0	74
23	74	0	0	74
scale of ethanol plant(Ml/year)	846	0	0	846
amount of produced ethanol(Ml/year)	694	0	0	694
constant cost(M\$/year)	3167	0	0	3167
variable cost(M\$/year)	1434	0	0	1434
resource cost(M\$/year)	3000	0	0	3000
transportation cost(M\$/year)	4985	0	0	4985
gross expenditure(M\$/year)	12586	0	0	12586
income(M\$/year)	20872	0	0	20872
profit(M\$/year)	8286	0	0	8286

表4.9 規模の経済上限ケース結果

	1	2	4	sum (kt-wet/year)
1	1324	0	0	1324
2	0	588	0	588
3	0	0	588	588
4	0	0	294	294
5	0	0	221	221
6	0	0	221	221
7	221	0	0	221
8	0	0	147	147
9	0	147	0	147
10	0	147	0	147
11	147	0	0	147
12	0	0	147	147
13	0	0	74	74
14	0	0	74	74
15	0	0	74	74
16	0	74	0	74
17	0	0	74	74
18	0	0	74	74
19	0	74	0	74
20	0	74	0	74
21	0	74	0	74
22	0	74	0	74
23	0	74	0	74
scale of ethanol plant(Ml/year)	286	224	336	846
amount of produced ethanol(Ml/year)	235	184	276	694
constant cost(M\$/year)	2151	1861	2459	6470
variable cost(M\$/year)	485	380	570	1434
resource cost(M\$/year)	1015	794	1191	3000
transportation cost(M\$/year)	958	899	1232	3090
gross expenditure(M\$/year)	4609	3934	5452	13994
income(M\$/year)	7060	5525	8287	20872
profit(M\$/year)	2451	1591	2836	6878

表 4.10 低稼働率ケース結果

	1	2	4	sum (kt-wet/year)
1	1324	0	0	1324
2	588	0	0	588
3	588	0	0	588
4	294	0	0	294
5	221	0	0	221
6	221	0	0	221
7	221	0	0	221
8	147	0	0	147
9	147	0	0	147
10	147	0	0	147
11	147	0	0	147
12	147	0	0	147
13	74	0	0	74
14	74	0	0	74
15	74	0	0	74
16	74	0	0	74
17	74	0	0	74
18	74	0	0	74
19	74	0	0	74
20	74	0	0	74
21	74	0	0	74
22	74	0	0	74
23	74	0	0	74
scale of ethanol plant(Ml/year)	1391	0	0	1391
amount of produced ethanol(Ml/year)	696	0	0	696
constant cost(M¥/year)	4225	0	0	4225
variable cost(M¥/year)	1434	0	0	1434
resource cost(M¥/year)	3000	0	0	3000
transportation cost(M¥/year)	4985	0	0	4985
gross expenditure(M¥/year)	13644	0	0	13644
income(M¥/year)	20872	0	0	20872
profit(M¥/year)	7228	0	0	7228

表 4.11 NREL オリジナルケース結果

	1	2	4	sum (kt-wet/year)
1	1324	0	0	1324
2	588	0	0	588
3	588	0	0	588
4	294	0	0	294
5	221	0	0	221
6	221	0	0	221
7	221	0	0	221
8	147	0	0	147
9	147	0	0	147
10	147	0	0	147
11	147	0	0	147
12	147	0	0	147
13	74	0	0	74
14	74	0	0	74
15	74	0	0	74
16	74	0	0	74
17	74	0	0	74
18	74	0	0	74
19	74	0	0	74
20	74	0	0	74
21	74	0	0	74
22	74	0	0	74
23	74	0	0	74
scale of ethanol plant(kl/year)	846	0	0	846
amount of produced ethanol(kl/year)	694	0	0	694
constant cost(M¥/year)	4096	0	0	4096
variable cost(M¥/year)	4414	0	0	4414
resource cost(M¥/year)	3000	0	0	3000
transportation cost(M¥/year)	4985	0	0	4985
gross expenditure(M¥/year)	16494	0	0	16494
income(M¥/year)	20872	0	0	20872
profit(M¥/year)	4378	0	0	4378

表4.12 高エタノール価格結果

	1	2	4	sum (kt-wet/year)
1	1324	0	0	1324
2	588	0	0	588
3	588	0	0	588
4	294	0	0	294
5	221	0	0	221
6	221	0	0	221
7	221	0	0	221
8	147	0	0	147
9	147	0	0	147
10	147	0	0	147
11	147	0	0	147
12	147	0	0	147
13	74	0	0	74
14	74	0	0	74
15	74	0	0	74
16	74	0	0	74
17	74	0	0	74
18	74	0	0	74
19	74	0	0	74
20	74	0	0	74
21	74	0	0	74
22	74	0	0	74
23	74	0	0	74
scale of ethanol plant(kl/year)	846	0	0	846
amount of produced ethanol(kl/year)	694	0	0	694
constant cost(M¥/year)	3167	0	0	3167
variable cost(M¥/year)	1434	0	0	1434
resource cost(M¥/year)	3000	0	0	3000
transportation cost(M¥/year)	4985	0	0	4985
gross expenditure(M¥/year)	12586	0	0	12586
income(M¥/year)	34786	0	0	34786
profit(M¥/year)	22200	0	0	22200

表4.13 最悪ケース結果

	1	2	4	sum (kt-wet/year)
1	1324	0	0	1324
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0	0	0	0
7	0	0	0	0
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	0	0	0	0
11	0	0	0	0
12	0	0	0	0
13	0	0	0	0
14	0	0	0	0
15	0	0	0	0
16	0	0	0	0
17	0	0	0	0
18	0	0	0	0
19	0	0	0	0
20	0	0	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0
scale of ethanol plant(Ml/year)	368	0	0	368
amount of produced ethanol(Ml/year)	184	0	0	184
constant cost(M¥/year)	3418	0	0	3418
variable cost(M¥/year)	1168	0	0	1168
resource cost(M¥/year)	794	0	0	794
transportation cost(M¥/year)	467	0	0	467
gross expenditure(M¥/year)	5847	0	0	5847
income(M¥/year)	5525	0	0	5525
profit(M¥/year)	-322	0	0	-322

注) 最悪ケースではプラントを設置しないことが最適解となるため同ケースの結果は空欄となるが、参考値としてノード 1 にプラント設置を仮定したときの結果を掲載した。

上記の表では縦の項目を資源輸送の出発点、横の項目を資源輸送の目的地とし、数値はキャッサバパルプの輸送量を示している。

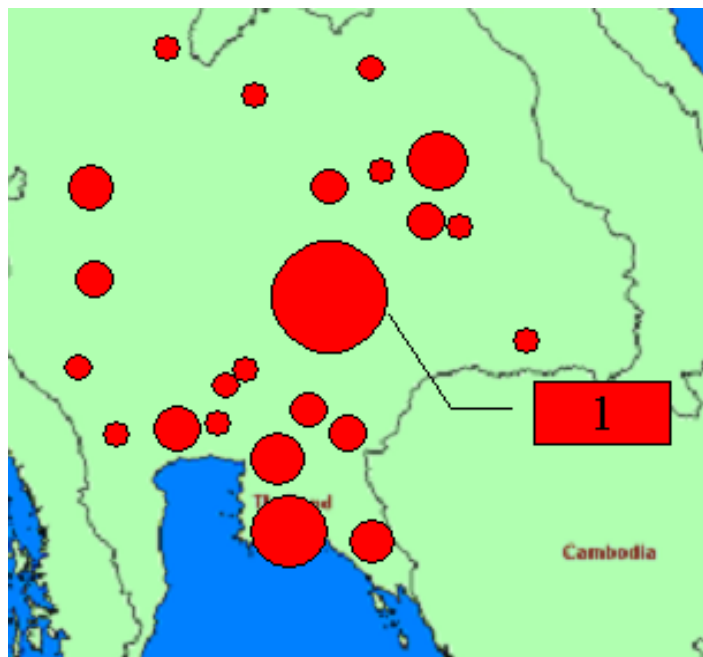


図4.7 基準ケース結果図

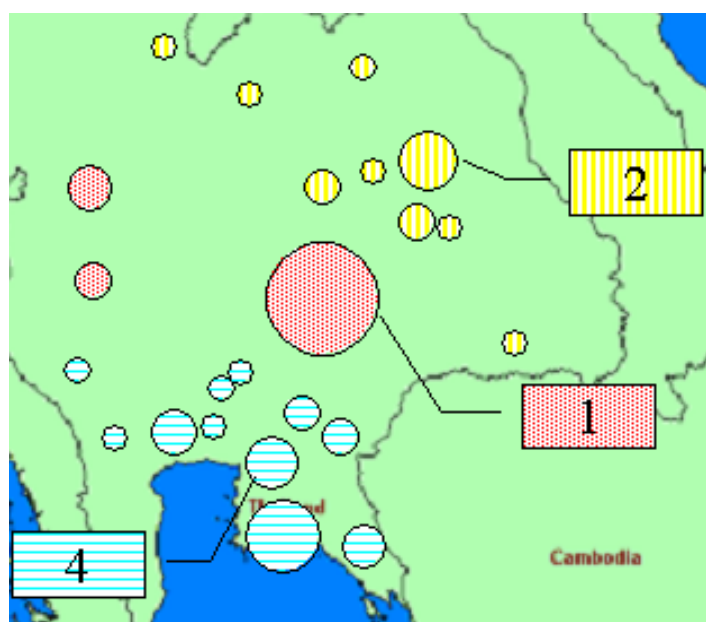


図4.8 規模の経済上限ケース結果図

図 4.7及び図 4.8それぞれにおいて図中の数字はエタノールプラントが建造される県のノード番号である。それぞれ色分けされたグループ毎にキャッサバパルプを集めて、数字で示した県にエタノールプラントをそれぞれ建造する。

つまり図 4.7ではタイ全土のキャッサバをノード1に集約し、プラント規模84.6万の大規模なプラントを一つ建設する。それに対して図 4.8ではキャッサバをそれぞれ三箇所に分散して回収し、合計で三つのプラントをそれぞれノード1、ノード2、ノード4に建設する。またそれらの規模はそれぞれ28.6万kl、22.4万kl、33.6万klとなる。

表4.14 生産エタノール量あたりの各コスト

	reference case	upper limit case	low operation rate case	high ethanol price case	NREL original case	worst case
amount of produced ethanol(Ml/year)	694	694	696	694	694	184
constant cost (¥/l)	4.6	9.3	6.1	4.6	5.9	18.6
variabed cost (¥/l)	2.1	2.1	2.1	2.1	6.4	6.3
resource cost (¥/l)	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
transportation cost (¥/l)	7.2	4.5	7.2	7.2	7.2	2.5
gross expenditure (¥/l)	18.1	20.2	19.6	18.1	23.8	31.7
income (¥/l)	30	30	30	50	30	30
profit (¥/l)	11.9	9.9	10.4	32.0	6.3	-1.7

4-6-2 考察

(1)基準ケース

表 4.8より基準ケースにおいてはタイ国内で発生する全てのキャッサバパルプをキャッサバスターチプラントの最集積地であるNakon Rachasima県(ノード 1)に運搬し、年間約 70 万klのエタノールを生産する。エタノール生産量に対するコスト内訳は表 4.14より固定費 4.6 円/l、可変費 2.1 円/l、資源費 4.3 円/l、輸送費 7.2 円/l、総支出は 18.1 円/l、エタノール売却収入 30 円/lとなる。利益は年間で約 83 億円となる。

(2)規模の経済

規模の経済の上限を考慮したケースでは表 4.9よりエタノール生産量でそれぞれ約 24 万kl、約 18 万kl、約 28 万klのプラントを3カ所に建設し、分散化して輸送費を削減する。またプラントの分布は図 4.8より県内に多くのスターチプラントを持つ県を中心としてその周辺の県からパルプを集めてエタノールを製造することがわかる。各プラントの合計コストは、固定費 9.3 円/l、可変費 2.1 円/l、資源費 4.3 円/l、輸送費 4.5 円/l、エタノール売却収入 30 円/l、総支出は 20.2 円/lとなり総利益は年間で約 69 億円となる。

(3)その他

・低稼働率

このケースでは基準ケースの表 4.8同様パルプ資源全量をNakon Rachasima県に集め、プラントを建造する。稼働率が低いいためプラントの規模が大きくなるが規模の経済の効果のために固定費は基準ケースに対して 1.5 円/l大きくなる程度にとどまる。利益は 10 億円程度下がり約 72 億円となる。

・プロセス合理化なし

このケースでは資源の輸送及びプラントの規模などに関しては基準ケースと同様である。ただし、固定費に関して 1.3 円/l、可変費に関して 4.3 円/l悪化している。全体の利益は約 44 億円に減少する。これらからプロセス合理化の効果が大きいことがわかる。

・高エタノール価格

このケースでも資源の輸送及びプラントの規模などに関しては基準ケースと同様である。エタノール価格が高いために収入が向上し、利益が約 222 億円へと大幅に向上する。

また、表 4.14及び図 4.9より各ケースにおける総支出がいずれのケースにおいても大よそ 20 円/l程度であることから、エタノール価格が 20 円/l以上であれば、どのケースにおいても大よそ利益が出るということがわかる。

・最悪ケース

基準ケースに対して低稼働率、プロセス合理化なし、規模の経済の上限有りとなら経済的に不利な条件を揃えた最悪ケースにおいてはどのように資源を活用しても赤字になるためプラントを建造しないことが経済的に最も合理的であるという結果になった。表 4.14においては参考値として、Nakon Rachasima県にプラントを必ず建造するという条件下での計算結果を掲載する。その場合はNakon Rachasima県内のキャッサバパルプ資源のみを用いてプラントを建造し、収支の改善を図るが約 3 億円の赤字となる。

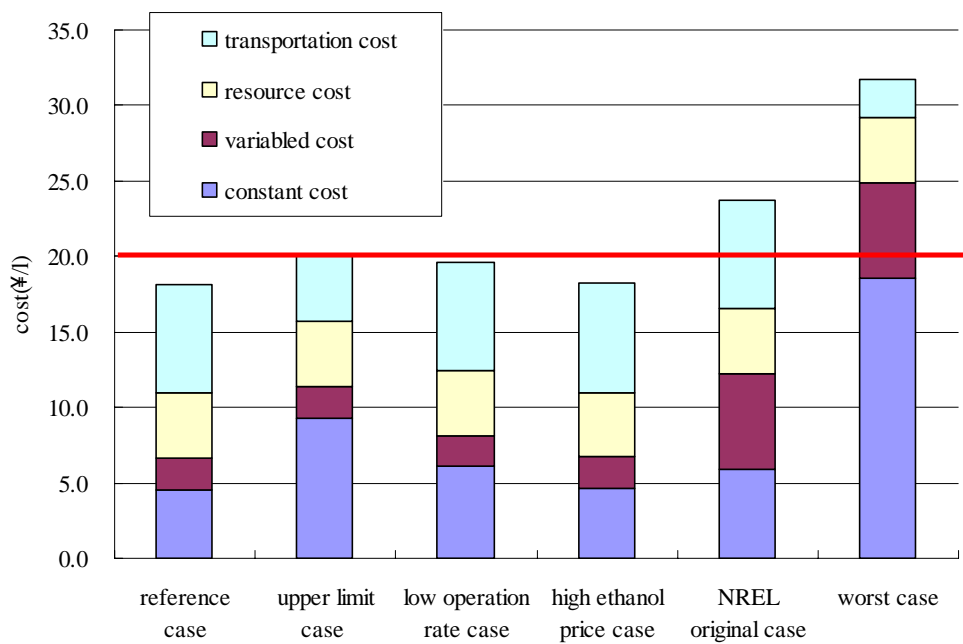


図4.9 生産エタノール量あたりの各コスト

4-6-3 準最適な立地

前項までは最適な立地の探索を行ってきたが、本項では感度解析の一つとして準最適な立地に関する分析を行った。本研究では、プラントの立地に関しては網羅的に最適化を行っているためにこのような感度解析も容易に行うことができる。

準最適な立地を検討するに当たり以下の点を念頭に置いた。(1)最適な立地とのコスト差はどの程度か、(2)選択される立地に何らかの傾向が見られるか。

最適解から順に三番目までの立地組み合わせとコスト及び最適解に対する収支の割合を示す。尚、選択される立地は、規模の経済の上限の有無に大きく影響を受けるので、以下では(1)基準ケースと(2)規模の経済上限ケースの結果を示す。その後これらの結果を図 4.12でまとめる。

(1)基準ケース

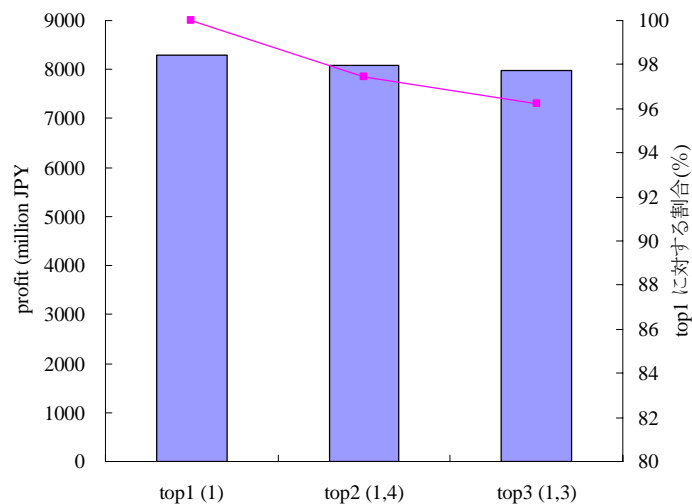


図4.10 基準ケースにおける最適立地と準最適立地

図 4.10より、基準ケースにおいては準最適立地においては、最適立地の際の収支に対して、2%の低減が見られる。最適立地はノード1の一地点、準最適立地はノード1及び4の二地点であることがわかる。これより規模の経済があるために、大規模なプラントを建造することが有利であるため、立地点が絞られ集約されているといえる。しかし、最適と準最適の収支差は比較的小さいといえる。

(2)規模の経済条件ケース

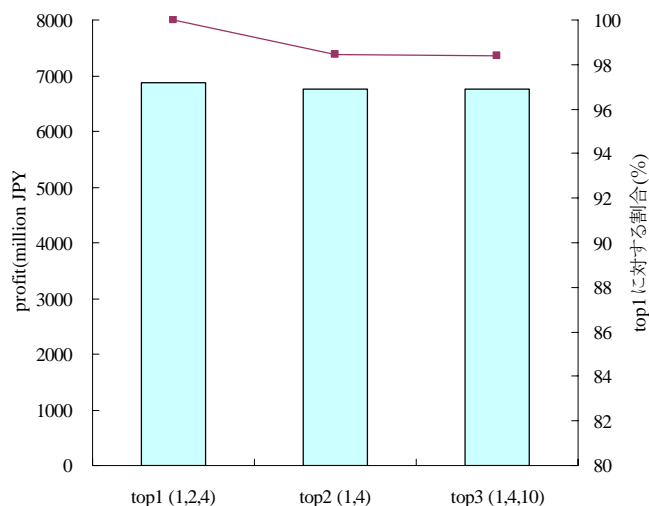


図4.11 規模の経済上限ケースにおける最適立地と準最適立地

図 4.11より、規模の経済上限ケースにおいても同様に準最適立地においては、最適立地の際の収支に対して2%の低減が見られる。最適立地はノード1,2,4の三地点、準最適立地はノード1及び4の二地点であることがわかる。これは規模の経済の上限が存在するために、一定規模以上では規模の経済が期待できないために、適度な分散が求められるためであると考えられる。ここにおいても最適と準最適の収支差は小さい。

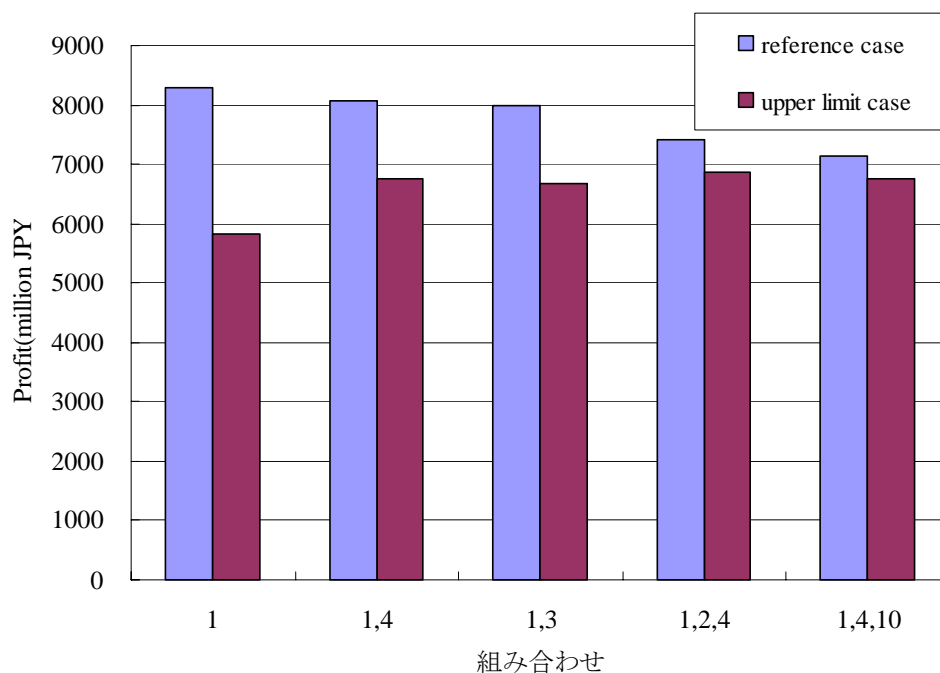


図4.12 準最適立地の結果(まとめ)

図 4.12では、基準ケース及び規模の経済上限ケースそれぞれにおける最適立地から三番目までの立地条件を選び出し、それぞれのケースにおける収支を示した。

基準ケースではノード1に集約することが最適であるが、規模の経済ケースにおいてノード1に集約することは、分散立地に対して明らかに経済的に不利である。それに対してノード1及び4の分散立地は基準ケースにおいてはノード1集約に対して2%程度収支が低減するものの、規模の経済上限ケースでは明らかにノード1よりも収支が良い。

これより、規模の経済の効果を見込んだ状態で一極集中的なプラント建造計画を進めている際に、想定通りの規模の経済の効果が得られないといった場合には分散立地の方が収支が良い。また規模の経済の効果が想定通り得られたとしても、分散立地は一極集中に対して2%の収支減に抑えることが出来る。つまり規模の経済を見込んだ状態で規模の経済の上限というリスクを内包するような状況下において事前に分散立地を施すことで規模の経済の上限等で十分に規模の経済の効果を享受できない状況になった時のリスクヘッジの効果を持つことが考えられる。分散立地は、規模の経済上限というリスクファクターに対して柔軟であると考えられる。また、それ以外の交通網のトラブル、プラントの自体に対する天災といったリスクまで考えるならば、そのような面でも分散立地が持つ柔軟性及びリスクヘッジ効果は重要な機能であると考えられる。

4-7 まとめ

本研究では、タイにおけるキャッサバスターチプラントの配置、キャッサバパルプの資源輸送費及び建設するプラントの規模の経済などを考慮した線形最適化モデルを作成した。そしてそれを用いてタイにおけるキャッサバパルプを用いたエタノール製造プラントの最適な立地、設備数、設備規模、生産エタノール量等を分析した。シミュレーション分析より以下の結果が得られた。

- 1) 基準ケースにおいては一つの集約的なプラントが建造され、年間で約 83 億円の利益を生み出す。
- 2) 規模の経済上限ケースでは三つのプラントが建造され、合計で年間約 69 億円の利益を生む。その他のケースでは最悪ケースを除いて、一つの集約的なプラントが建造され、それぞれ利益を生み出す。最悪ケースにおいてはプラントは建造されない。
- 3) プロセスの合理化、設備稼働率、エタノール価格は収支に直接的に影響を及ぼす。
- 4) 規模の経済の上限がある場合には輸送費を削減することができる分散的なプラント配置が経済的に有利である。
- 5) 分散立地は、規模の経済上限などのリスクファクターに対して柔軟であると考えられる。そのため分散立地が持つ柔軟性及びリスクヘッジ効果は重要な機能であると考えられる。

今後は籾殻と同様にキャッサバパルプの資源需要が高まり資源費が高騰した状況下での収益性の分析及び輸送モデルに関してより詳細な道路網、輸送費を勘案した分析を行う必要があると考えられる。また、道路網の詳細化と合わせてエタノール需要量などを考慮した分析も必要であると考えられる。

謝辞 本研究は NEDO の the International Joint Research Grand Project の費用でおこなわれました。関係各位に御礼申し上げます。

第5章 マレーシアにおけるパーム残渣のエネルギー活用に関する分析

5-1 はじめに

マレーシアにおいてオイルパームは主要な農作物である。その作付面積はマレーシア国土の約 15% の約 400 万 ha にも及び、年間で約 7000 万 t のオイルパーム(FFB)が生産されている。

パーム油の生産過程において大量の残渣が排出されており、パーム油の増産に伴って残渣の量も増加している。パームの残渣には幾つかの種類があり、それぞれに関してエネルギー利用が検討されている。表 5.2 のように特に、繊維(fiber)、パームの実を包む殻部分(shell)においては既にパーム油工場において自家発電用燃料として用いられている。しかし、残渣の中でも、Empty Fruit Bunch(EFB)は、現在ほとんどがエネルギー回収されずに単純焼却されており、その灰が肥料として用いられているのみである。

本研究ではパーム残渣の中でも Empty Fruit Bunch(EFB)に着目し、そのエネルギー利用に関する検討を行った。始めに EFB のエネルギー利用法の中でも特に技術的に実現可能性が高いと見込まれている燃焼発電を分析対象とし、マレーシアにおいて EFB を用いた燃焼発電プラントの最適化に関する評価を行う。その後、昨今のバイオ燃料の需要の高まりから EFB を用いてエタノールを製造することを想定し、その際の燃焼発電との共存関係に関する分析を行った。尚、EFB の燃焼発電によるエネルギー活用はローカルな分析を中心として NEDO 報告書としてまとめられている。本研究はその報告書に沿った分析を行った。



図5.1 パーム

表5.1 パーム成分図[40]

Name	Oil-palm empty fruit bunch
Chemical composition (wt% dry) ¹	
Ash	6.82
SiO ₂	1.52
Extractive	5.67
Holocellulose	65.57
Lignin	21.97
Cellulose	35.71
Elemental composition (wt% dry) ²	
Carbon	45.1
Hydrogen	5.5
Nitrogen	0.1
Oxygen	42.5
Calorific value ³ , kJ/g-dry	18.5

表 5.2 パーム資源フロー

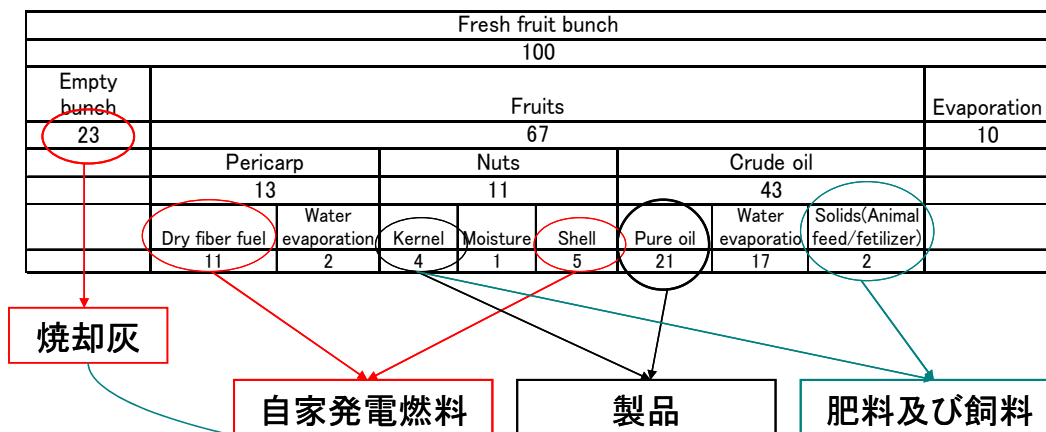


表5.3 資源価格

	Fresh fruit bunch	Empty bunch	Crude oil	Kernel	PKE (Palm Kernel Expeller)	CPKO (Crude Palm Kernel Oil)	Shell
price(RM/t)	270	18(handling cost)	1350	970	200	2200	60

またパーム資源は表 5.3のように、詳細に分別されほぼ全ての部分に値段がついていることから、マレーシアでは現在でも比較的無駄なく関して利用されていることが伺える。しかし、冒頭で述べた通りEFBに関しては単純に処理されているに留まっている。

5-2 マレーシアにおけるパーム資源

オイルパームからパーム油を生産する過程において 1tのオイルパームから0.2tのパーム油が生産され、同時に 0.2t(含水重量)のEFBが排出される。マレーシアでは年間約 1300 万t前後のパーム油が生産されており、約 1400 万tのEFBが排出されている。また、マレーシアには 370 のパームオイルミルがあり[40]、それらを州単位で分類しその分布状況を表 5.4に示す。

本研究ではより詳細な分析を行うために、表 5.4で示した州を更に細分化し合計で 24 の地域をノードとして分析を行った。本研究で設定したノードは表 5.5のようになり、そのノード毎のパームオイルミル分布は、図 5.2、図 5.3のようになる。

表5.4 パームオイルミル基数と処理能力[41]

state	mills	Capacity(t/y)
PENINSULA		
Perlis	0	0
Kedah	3	548000
Perak	45	8205320
Penang	3	438000
Selangor	26	3878800
Negeri sembilan	13	2614138
Melaka	3	603263
Johor	67	14618400
Pahang	66	13343200
Kelantan	9	1619200
Terengganu	11	2571200
ISLAND		
Sabah	98	22253000
Sarawak	26	4886400
SUM	370	75578920

表5.5 ノード別資源量[41],[42]他

NO.	Region	mills	Capacity(t/y)
1	Pahang1	38	7682448
2	Pahang2	18	3639055
3	Pahang3	11	2223867
4	Perak1	21	3829149
5	Perak2	17	3099788
6	Perak3	9	1641064
7	Johor1	39	8509218
8	Johor2	14	3054591
9	Johor3	14	3054591
10	Selangor	26	3878800
11	Negeri sembilan	13	2614138
12	Terengganu1	4	934982
13	Terengganu2	5	1168727
14	Terengganu3	2	467491
15	Kelantan1	5	899556
16	Kelantan2	4	719644
17	Kedah1	4	730667
18	Melaka	2	402175
19	Sabah1	98	22253000
20	Sarawak1	14	2631138
21	Sarawak2	4	751754
22	Sarawak3	1	187938
23	Sarawak4	3	563815
24	Sarawak5	4	751754

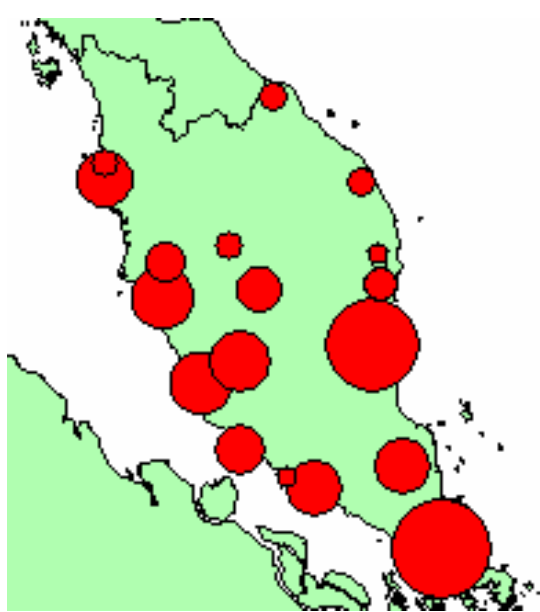


図5.2 工場分布図(マレー半島)

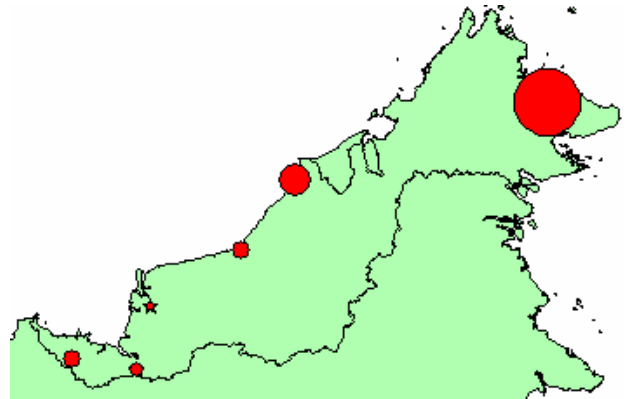


図5.3 工場分布図(ボルネオ島)

注) 両図の縮尺は異なる。同様に凡例の大きさも資源比を単純に表すものではない。

表 5.6はマレーシアにおけるノード間をつなぐ主要幹線道路による結線状況を示したものである。Nはノード間で直接道路が繋がっていないことを示す。表内の数字は各県間の直線距離であり単位はkm。

表5.6 マレーシアにおける各ノード間主要道路網

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	-	161	N	N	N	N	N	214	183	N	N	N	48	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
2	161	-	62	N	N	N	N	182	N	51	96	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
3	N	62	-	112	N	N	N	N	N	112	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
4	N	N	112	-	N	67	N	N	N	122	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
5	N	N	N	N	-	109	N	N	N	N	N	N	N	N	216	N	32	N	N	N	N	N	N	N	N
6	N	N	N	67	109	-	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
7	N	N	N	N	N	N	-	146	105	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
8	214	182	N	N	N	N	146	-	149	N	99	N	N	N	N	N	N	39	N	N	N	N	N	N	N
9	163	N	N	N	N	N	105	149	-	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
10	N	51	112	122	N	N	N	N	N	-	56	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
11	N	96	N	N	N	N	N	99	N	56	-	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
12	N	N	N	N	N	N	N	N	N	56	N	-	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
13	48	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	-	69	132	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
14	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	69	57	-	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
15	N	N	N	N	N	216	N	N	N	N	132	N	N	N	-	140	N	N	N	N	N	N	N	N	N
16	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	140	-	N	N	N	N	N	N	N	N	N
17	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	-	N	N	N	N	N	N	N	N
18	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	64	N	N	N	N	N	N	-	N	N	N	N	N	N	N
19	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	-	485	N	N	N	N	N
20	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	485	-	485	N	N	N	N
21	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	485	-	172	N	N	N
22	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	172	-	163	N	N	N
23	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	163	-	124	N	N
24	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	124	-	128	-

表 5.6より道路網で結ばれている県間の距離は得られた。しかし、直接道路網で結ばれていないノード同士の輸送は別のノードを経由して行われる。その際の最短経路をDijkstra法[36],[37]を用いて算出し、全てのノード間の距離を得る。表 5.6の結線状況からマレーシアにおける各ノード間の輸送距離はDijkstra法により表 5.7のように決定される。

表5.7 ノード間距離

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	41	202	264	375	551	442	309	255	204	253	298	215	89	146	347	487	583	294	N	N	N	N	N	N	N
2	202	41	103	214	390	281	369	223	365	92	137	376	250	307	508	648	422	201	N	N	N	N	N	N	N
3	264	103	41	153	329	220	431	285	427	153	199	438	312	365	585	685	361	263	N	N	N	N	N	N	N
4	365	204	143	31	207	98	454	308	457	153	209	539	413	470	423	563	239	273	N	N	N	N	N	N	N
5	541	390	319	207	31	140	630	484	633	329	385	379	505	448	247	387	63	449	N	N	N	N	N	N	N
6	432	271	210	98	140	31	521	375	524	220	276	488	480	537	356	496	172	340	N	N	N	N	N	N	N
7	299	359	421	454	630	521	31	177	136	332	276	473	347	404	605	745	662	216	N	N	N	N	N	N	N
8	245	213	275	308	484	375	177	31	180	186	130	419	293	350	551	691	516	70	N	N	N	N	N	N	N
9	194	355	417	457	633	524	136	180	31	335	279	385	242	299	500	640	665	219	N	N	N	N	N	N	N
10	246	85	146	156	332	223	335	189	338	34	90	420	294	351	548	688	364	154	N	N	N	N	N	N	N
11	288	127	189	209	385	276	276	130	279	87	31	462	336	393	594	734	417	95	N	N	N	N	N	N	N
12	199	360	422	533	373	482	467	413	362	411	456	25	151	94	157	297	405	452	N	N	N	N	N	N	N
13	73	234	296	407	499	474	341	287	236	285	330	151	25	82	283	423	531	326	N	N	N	N	N	N	N
14	130	291	353	464	442	531	398	344	293	342	387	94	82	25	226	366	474	383	N	N	N	N	N	N	N
15	338	499	536	424	248	357	606	552	501	546	595	164	290	233	32	172	280	591	N	N	N	N	N	N	N
16	478	639	676	564	388	497	746	692	641	686	735	304	430	373	172	32	420	731	N	N	N	N	N	N	N
17	563	402	341	229	53	162	652	506	655	351	407	401	527	470	269	409	21	471	N	N	N	N	N	N	N
18	268	175	237	257	433	324	200	54	203	135	79	442	316	373	574	714	465	15	N	N	N	N	N	N	N
19	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	72	557	729	892	1016	1144	
20	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	577	42	214	377	501	629	
21	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	699	214	42	205	329	457	
22	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	862	377	205	42	166	294	
23	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	986	501	329	166	42	170	
24	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	1114	629	457	284	170	42	

注) 数値はノードを経由した最短距離であり、単位は km。

5-3 燃焼発電

本研究ではEFBの輸送費及びプラントの規模の経済を模擬するためにDijkstra法[36],[37]及び 0.7 乗則を用いてモデル作成した。そしてモデルを用いて燃焼発電プラントの最適な配置、設備規模、発電量等に関して評価を行った。

5-3-1 計算の全体像

マレーシアにおいてパームミルが存在する全 12 州を更に 24 に分けたノードにおいて燃焼発電製造プラントを建設するか否かの 2 の 24 乗通りの組み合わせを考慮する。組み合わせ毎に以下に定式化する計算モデルによってシステム総収支最大化の最適化計算を行った後に、全組み合わせの中で最もシステム総収支が良い計算結果を選択する。従って本計算方式で得られた結果(建設場所、プラント設備規模、プラント別発電量、資源輸送量等)はプラント建設候補地の全組み合わせを網羅した上での厳密な最適解である。

5-3-2 定式化

・システム総収支

$$J = \sum_n (ESELL_n + ASELL_n - (CSF_n + CSV_n + CST_n)) \quad (5.1)$$

・固定費

$$CSF_n = PFC * CAP_n \quad (5.2)$$

0.7 乗則を用いて規模の経済を模擬した結果、単位設備規模に対する建設費及び総建設費は図 5.4 のようになる。本研究ではこの結果を一次近似することによって線形モデルに組み込む。一次式は以下のようになる。TotalCost = a*powergeneration + b (a= 7164675, b= 169927417)

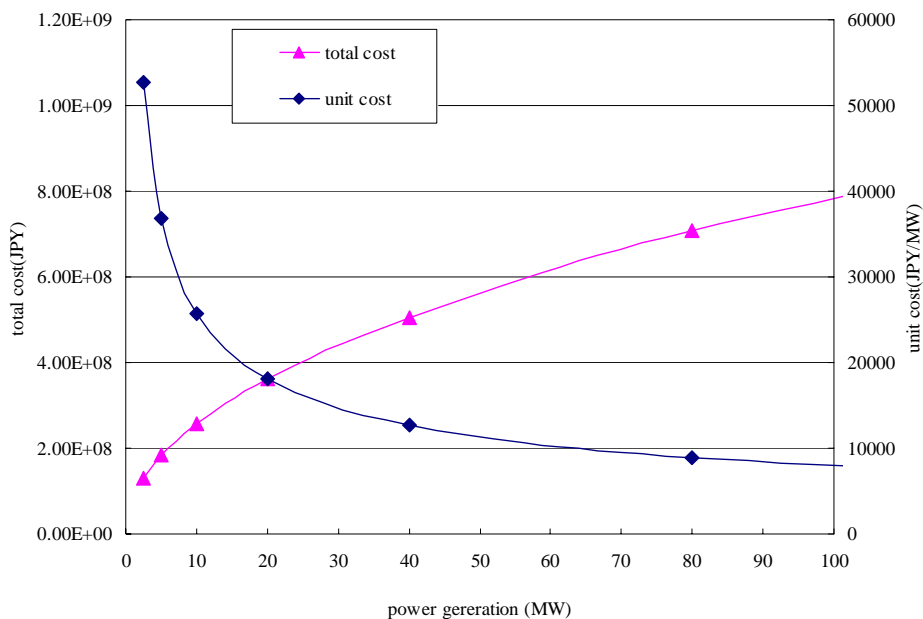


図5.4 総建設費及び単位設備規模あたり建設費(燃焼発電)

・可変費
$$CSV_n = VC * CSF_n / CRF$$
 (5.3)

・輸送費
$$CST_n = \sum_m ((TRNPCA * DST_{m,n} * ROAD + TRNPCR) * TCP_{m,n})$$
 (5.4)

輸送はトラックでの陸路の輸送を想定しているが、半島と島の間船等による資源の輸送は考慮していない。同一ノード内直線距離は各ノードを円とみなした時の半径の2/3とし、県間距離はDijkstra法によって最短直線距離を求めそれぞれに道路係数をかけたものを輸送距離とする。これより輸送費は輸送距離及び輸送するパルプの重量によって決定される。

・設備規模
$$CAP_n = CV * GE * \sum_m TCP_{m,n} / (UT * TIME)$$
 (5.5)

・売電収入
$$ESELL_n = CAP_n * UT * TIME * EE * EPRICE$$
 (5.6)

・焼却灰売却収入
$$ASELL_n = \sum_m CP_{m,n} * AR * APRICE$$
 (5.7)

表5.8 5-3節中の記号

モデル	定数
n	VC
変数	UT
CAP _n	CRF
TCP _{m,n}	TRNPCA
コスト	TRNPCR
CSF _n	ROAD
CSV _n	CV
CST _n	GE
ESELL _n	EE
ASELL _n	EPRICE
その他	APRICE
PFC(CAP _n)	
DST _{m,n}	
TIME	
AR	
CP _n	

注)道路係数とは直線距離から道路のうねりなどを考慮した道路上の実移動距離を算出するために用いる係数である[38]。

表5.9 各定数値[38],[42],[43],[44]他

constant cost	PFC(MJPY/(MW・year))	26
variable cost	VC(%)	2
transportation cost	TRNPCA(JPY/(t-EFB・km))	5
	TRNPCR(JPY/(t-EFB))	250
income	EPRICE(JPY/kWh)	6
	APRICE(JPY/t-EFB)	3600
others	UT(%)	85
	CRF(%)	19.3
	ROAD	1.25
	CV(kWh/t-EFB)	1667
	GE(%)	22
	EE(%)	88
	TIME(hours/year)	8760
	AR(%)	1

注) TRNPCA、TRNPCRは筆者らの現地調査及び私信による。ROADは文献[38]による。VCはO&M費であり、文献[44]より初期投資総建設コストの2%であるとした。CRFは資本回収係数であり、文献[44]において、耐用年数15年、減価償却6.7%、年利9.3%という値を用いて計算された値を用いた。その他は[42],[43],[44]による。

5-3-3 結果と考察(燃焼発電)

計算結果を表5.10に示し、更に図に示したものを図5.5、図5.6とする。また各コスト内訳を表5.11に示す。尚、図5.5及び図5.6は縮尺が異なる。矢印はEFBの輸送方向を示す。

表5.10 各ノードにおける資源輸送量、発電設備規模及び各コスト(燃焼発電)

	1	2	4	5	7	8	9	10	15	19	20	sum (kt-wet/year)
1	1437	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1437
2	0	681	0	0	0	0	0	0	0	0	0	681
3	0	416	0	0	0	0	0	0	0	0	0	416
4	0	0	716	0	0	0	0	0	0	0	0	716
5	0	0	0	580	0	0	0	0	0	0	0	580
6	0	0	307	0	0	0	0	0	0	0	0	307
7	0	0	0	0	1591	0	0	0	0	0	0	1591
8	0	0	0	0	0	571	0	0	0	0	0	571
9	0	0	0	0	0	0	571	0	0	0	0	571
10	0	0	0	0	0	0	0	725	0	0	0	725
11	0	0	0	0	0	0	0	489	0	0	0	489
12	0	0	0	0	0	0	0	0	175	0	0	175
13	219	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	219
14	87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	87
15	0	0	0	0	0	0	0	0	168	0	0	168
16	0	0	0	0	0	0	0	0	135	0	0	135
17	0	0	0	137	0	0	0	0	0	0	0	137
18	0	0	0	0	0	75	0	0	0	0	0	75
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4161	0	4161
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	492	492
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
scale of power plant(MW/year)	86	54	50	35	78	32	28	60	24	205	24	676
amount of power generation(GWh/year)	562	354	330	231	513	209	184	392	154	1343	159	4431
constant cost(million JPY/year)	785	557	531	423	731	398	371	598	338	1638	344	6714
variable cost(million JPY/year)	81	58	55	44	76	41	38	62	35	170	36	696
transportation cost(million JPY/year)	975	716	582	337	706	298	253	723	469	2913	252	8225
gross expenditure(million JPY/year)	1841	1331	1168	803	1513	737	663	1384	843	4721	631	15635
power selling income(million JPY/year)	3374	2123	1980	1387	3081	1251	1106	2351	925	8056	953	26585
ash selling income(million JPY/year)	63	39	37	26	57	23	21	44	17	150	18	494
profit(million JPY/year)	1596	831	849	609	1625	538	463	1011	99	3485	339	11445

注) 縦の項目を資源輸送の出発点、横の項目を目的地とし、数値はEFBの輸送量を示している。

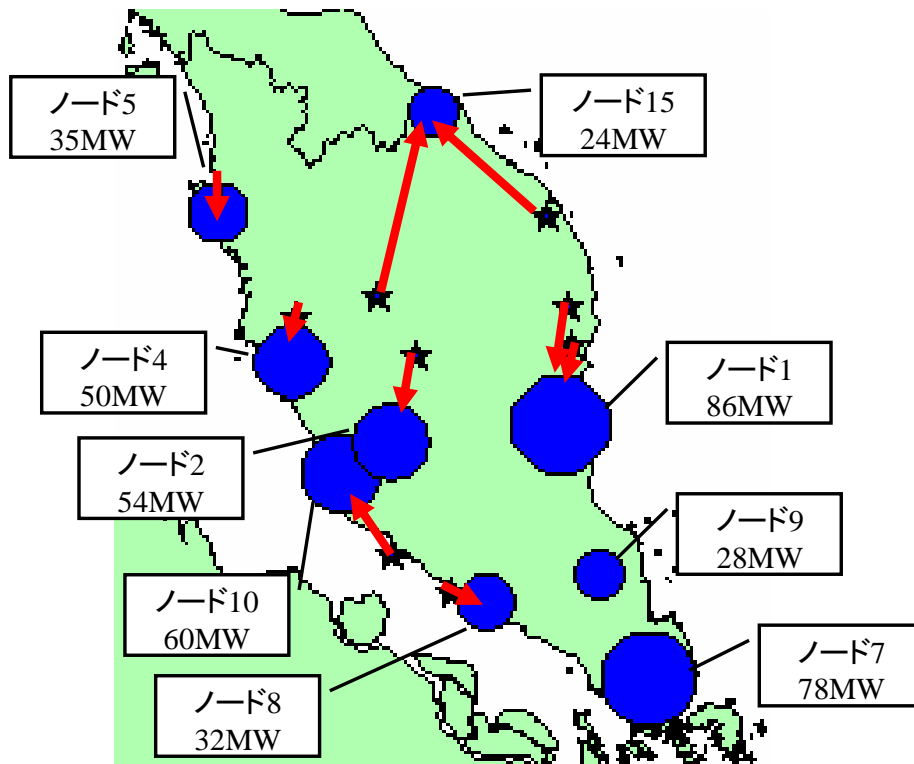


図5.5 計算結果 (マレー半島)

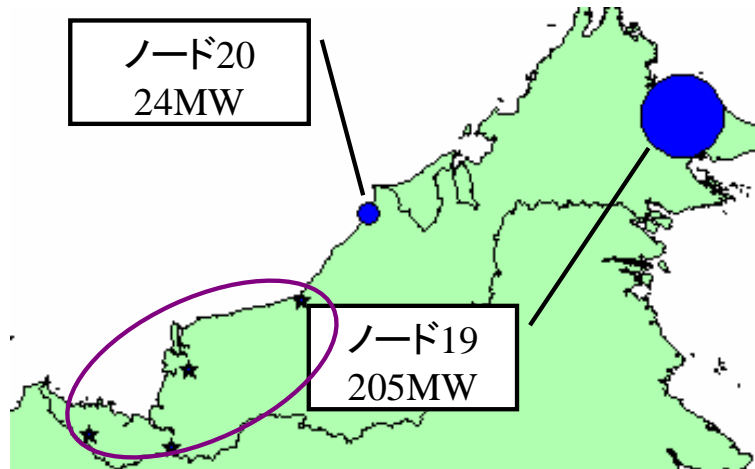


図5.6 計算結果 (ボルネオ島)

表5.11 各数値の合計値及び発電量当たり各コスト

	million JPY/year	JPY/kWh
scale of power plant(MW/year)	676	-
amount of power generation(GWh/year)	4431	-
constant cost	6714	1.52
variabed cost	696	0.16
transportation cost	8225	1.86
gross expenditure	15635	3.53
power selling income	26585	6.00
ash selling income	494	0.11
profit	11445	2.58

(1)資源の輸送及びプラント規模

図 5.5、図 5.6より発電プラントが建設されるノードの近郊のノードからの輸送は幾つか行われるが大規模かつ長距離の輸送は行われぬ。これはEFBのかさの高さ及び重量に伴う輸送費の割高さが要因と考えられる。また 24MWより小さな規模のプラントは建設されない。これは 20MW程度の規模以上のプラントでなければ規模の経済の効果を十分に得ることができないため一定規模以上のプラントの建設が見込めない場合は作らないためであると考えられる。また、隣接ノードにプラントが存在しないときには、遠方のノードへの長距離の輸送は輸送費の採算が取れないために利用されず廃棄される事が最も経済的に合理的であるという結果も得られた。そのために図 5.6より円で囲んだボルネオ島のサラワク地域ノードであるノード 21 から 24 のEFB資源は使われずそのまま廃棄されるという結果が得られた。

規模の経済を十分に享受できない小規模な発電設備に関してはマレーシア政府が国策として 10MW以下の再生可能エネルギーによる発電を支援するために行っているSmall Renewable Energy Power Program(SREP)[45]によって導入が促進されることが期待される。

(2)発電コスト

表 5.11より発電コストは固定費、可変費、輸送費をまとめて 3.54JPY/kWhとなる。この発電コストはマレーシアエネルギー省が掲げるバイオマス発電コスト目標値 5.1JPY/kWhに適うコストである。マレーシアの中圧の一般的商業用電力料金(6JPY/kWh)で買い上げるならば、利益が出る。

EFBを用いた発電等のエネルギー利用システムは SREP や CDM といった枠組を組み合わせる事によって更なる導入が期待される。その中で EFB 以外のパーム残渣のより効率的な活用も想定される。

表5.12 EFBとファイバー及びシェルのエネルギーポテンシャル[44]

	FFB に対する 割合 (%)	排出量*1 (万 ton/年)	LHV (MJ/kg)	エネルギーポテンシャル ($\times 10^{15}$ J/年)	発電出力*2 (MW)
EFB	22	1,260	6	75.6	480
ファイバー	14	800	11	88.0	560
シェル	6	340	16	54.4	350
合計	44	2,400	—	218.0	1,390

*1 FFB 収穫量 5,710 万 ton (2000 年実績) とした場合

*2 発電効率 20% とした場合

表 5.12よりEFBに比べて低位発熱量がいずれも倍近く高く、全体としてエネルギーポテンシャルもほぼEFBの資源を持つ繊維(fiber)や殻(Shell)を自家発電に用いるだけでなく、ある程度集約してより高効率な発電設備の燃料源とすることで、より大きな発電設備も期待できる。

オイルパームはマレーシア国内において主要な農作物として今後も増産の見通しであり、今後はオイルパームから生産される製品としてのパーム油だけでなくパーム残渣のエネルギー利用も益々期待される。

5-4 エタノール製造

前節ではEFBのエネルギー利用として燃焼発電のみを想定したが、本節ではEFBをエタノールの原料として用いた場合の燃焼発電との共存に関する分析を行う。そのために5-3節で作成したモデルの修正を行う。

5-4-1 モデルの修正

本節では EFB のエネルギー利用の観点からエタノール製造を想定する。その際に前節と同様に燃焼発電の代わりにエタノール製造プラントに関する分析を行うだけでなく、前節で示したモデルにエタノール製造に関するパラメータを導入することによって、燃焼発電とエタノール製造の共存状態についても模擬することとした。そのため、本節では前節で示したモデルにエタノール製造分の式を追加し、このモデルによって EFB を資源とした場合の燃焼発電とエタノール製造の共存に関する分析を行う。

以下はモデルの修正に当たって追加した式である。基本的な構造は前節で示した燃焼発電プラントに関する式群とほぼ同様である。

・固定費
$$ECSF_n = EPFC * ECAP_n \tag{5.8}$$

燃焼発電同様 0.7 乗則を用いて規模の経済を模擬し、総建設費は図 5.7 のようになる。一次式は以下のようになる。TotalCost = a*ethanolproduction + b (a= 4121718, b= 919335781)

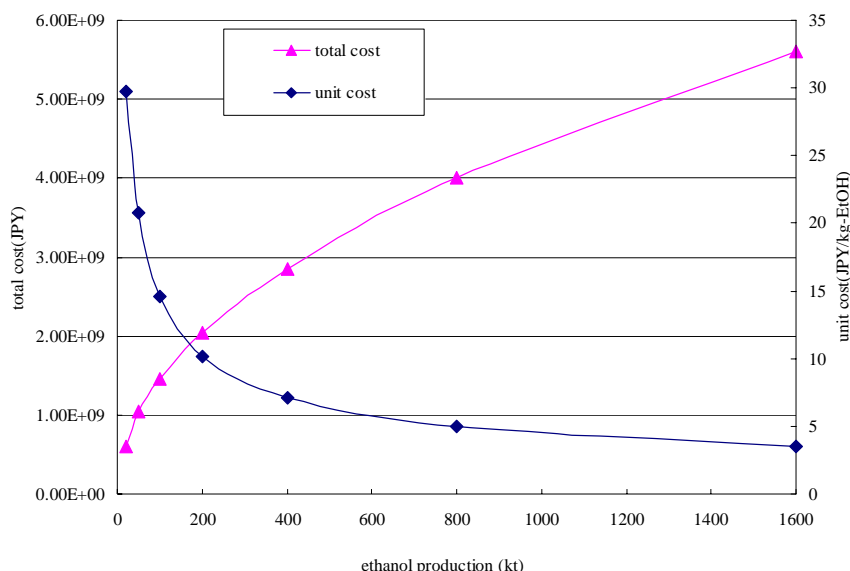


図 5.7 総建設費及び単位設備規模あたり建設費(エタノール製造)

・可変費
$$ECSV_n = EPVC * ECAP_n \tag{5.9}$$

・輸送費
$$ECST_n = \sum_m ((TRNPCA * DST_{m,n} * ROAD + TRNPCR) * ETCP_{m,n}) \tag{5.10}$$

・設備規模
$$ECAP_n = \sum_m ETCP_{m,n} / (EUT * ECV) \tag{5.11}$$

・売電収入
$$EESELL_n = ECAP_n * EUT / Edens * EEPRICE \tag{5.12}$$

・システム総収支

$$J = \sum_n (ESELL_n + ASELL_n - (CSF_n + CSV_n + CST_n) + EESELL_n - (ECSF_n + ECSV_n + ECST_n)) \quad (5.13)$$

表5.13 5-4項中の記号

モデル	その他
n : 全24地域ノード中のプラント建設ノード	EPFC(CAP _n) : エタノールプラントの単位設備規模あたり建設費
変数	DST _{m,n} : ノードm-n間直線距離
ECAP _n : エタノールプラント設備規模	CP _n : 各ノードにおけるキャッサバパルプ量
ETCP _{m,n} : ノードmからnへのEFB輸送量(エタノールプラント)	定数
コスト	EPVC : エタノールプラント単位設備規模あたり可変費
ECSF _n : エタノールプラント固定費	EUT : エタノールプラント稼働率
ECSV _n : エタノールプラント可変費	TRNPCA : 単位距離あたりの単位重量輸送費
ECST _n : エタノールプラントまでの輸送費	TRNPCR : 距離に依存しない単位重量輸送費
EESELL _n : エタノール売却収入	ROAD : 道路係数
	ECV : 単位エタノール当りに必要なEFB量
	EEPRICE : エタノール売却価格

表5.14 各定数値(エタノール製造)

constant cost	EPFC(JPY/kg-EtOH)	10.2
variable cost	EPVC(JPY/kg-EtOH)	3.2
transportation cost	TRNPCA(JPY/(t-EFB·km))	5
	TRNPCR(JPY/(t-EFB))	250
income	EEPRICE(JPY/l-EtOH)	30
others	EUT(%)	85
	ROAD	1.25
	ECV(kg-EFB/kg-EtOH)	5.5

注) PFC はエタノール生産規模 206kt/year 時の値であり、出典は筆者らの現地調査及び私信に拠る。

5-4-2 結果と考察(エタノール製造)

前章のタイのキャッサバパルプと同様にエタノール製造コストの値を設定し計算を行った。

尚、今回は発電との共存を見るために、EFBを資源としたエネルギー利用方法として発電とエタノール製造を選べるようにして計算を行った。表 5.16はまとめた結果を示し、詳細な結果は表 5.15に示す。

結果より燃焼発電は導入されず全ての EFB 資源がエタノール製造に利用される。またエタノール価格を極端に低くした場合には、エタノールプラントの代わりに発電プラントが建設されるため、本モデルは正常に動作していることを確認した。

表5.15 エタノール計算結果

	1	5	7	10	19	20	sum (kt-wet/year)
1	1437	0	0	0	0	0	1437
2	0	0	0	681	0	0	681
3	0	0	0	416	0	0	416
4	0	0	0	716	0	0	716
5	0	580	0	0	0	0	580
6	0	307	0	0	0	0	307
7	0	0	1591	0	0	0	1591
8	0	0	571	0	0	0	571
9	0	0	571	0	0	0	571
10	0	0	0	725	0	0	725
11	0	0	0	489	0	0	489
12	175	0	0	0	0	0	175
13	219	0	0	0	0	0	219
14	87	0	0	0	0	0	87
15	0	168	0	0	0	0	168
16	0	135	0	0	0	0	135
17	0	137	0	0	0	0	137
18	0	0	0	75	0	0	75
19	0	0	0	0	4161	0	4161
20	0	0	0	0	0	492	492
21	0	0	0	0	0	141	141
22	0	0	0	0	0	35	35
23	0	0	0	0	0	105	105
24	0	0	0	0	0	141	141
scale of ethanol plant(kt/year)	410	284	585	663	890	195	3028
amount of ethanol(Ml/year)	440	304	627	711	954	210	3245
constant cost(million JPY/year)	2610	2088	3329	3654	4588	1725	17995
variable cost(million JPY/year)	1312	908	1871	2123	2848	625	9688
transportation cost(million JPY/year)	1236	1345	2109	2733	2913	1511	11846
gross expenditure(million JPY/year)	5158	4341	7310	8510	10349	3862	39529
power selling income(million JPY/year)	13189	9120	18803	21335	28623	6285	97356
profit(million JPY/year)	8031	4780	11493	12826	18274	2424	57827

注) 全てエタノールプラントとなり燃焼発電プラントは建造されない。

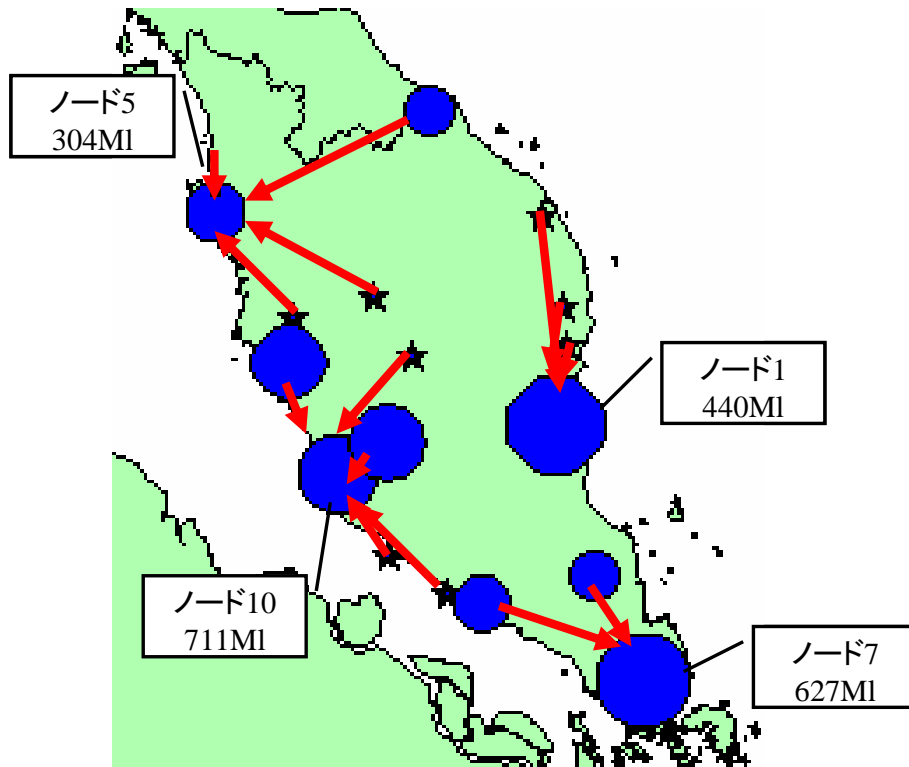


図5.8 エタノール計算結果(マレー半島)

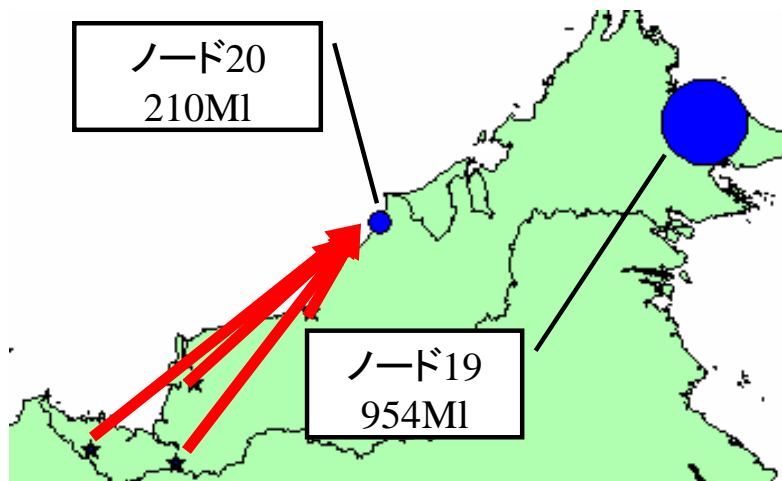


図5.9 エタノール計算結果(ボルネオ島)

表5.16 計算結果まとめ(エタノール)

	million JPY/year	JPY/l-EtOH
scale of ethanol plant(kt/year)	3028	-
amount of ethanol(MI/year)	3245	-
constant cost	17995	5.55
variable cost	9688	2.99
transportation cost	11846	3.65
gross expenditure	39529	12.18
power selling income	97356	30.00
profit	57827	17.82

(1)資源の輸送及びプラント規模

資源輸送は、燃焼発電のみのケースに対して比較的大規模かつ長距離に行われる。図 5.8、図 5.9よりエタノール製造プラントが建設されるノードの近郊のノードから順に輸送が行われ、半島においては合計で4プラント、島においては合計2プラントに集約される。

これは EFB のかさの高さ及び重量に伴う輸送費の割高さを考慮しても、エタノールプラントの設備単価が高いために規模の経済の効果を享受することが優先されるためであると考えられる。

エタノールを製造する際には、全資源が活用され比較集約された大規模なプラントを建造する。

(2)エタノール製造コスト

表 5.16よりエタノール製造コストは固定費、可変費、輸送費をまとめて 12.18JPY/l-EtOHとなる。このエタノール製造コストは前章のタイの分析におけるエタノール製造コストから資源費を差し引いたものとほぼ同程度である。これより固定費及び可変費が設定値レベルに抑えることができるならば、コスト面からも十分に導入可能性があるといえる。

(3)資源量

EFBを用いて製造されるエタノールはマレーシア全土において約325万klに及ぶ。EFBは資源量、単位資源量あたりのエタノール生産量共にタイのキャッサバパルプに対して大きいため、全体として前章のタイのエタノール量の約5倍に及び、日本の2010年のバイオ輸送用燃料導入目標の約6倍もの資源量に相当する[46]。これより技術的、経済的な目処が立てばEFBを用いて製造されるエタノールは相当なポテ

ンシヤル量になると言える。

現状では EFB を用いたエタノール製造は技術面、コスト面両面で発展途上ではあるが、コスト面に関してはエタノール価格の高騰及びCDMなどの枠組の活用といった形で導入が促進される可能性は多分にある。EFB は燃焼発電の資源となるだけでなくエタノール製造資源としてもその豊富な資源量から注目されるべき資源であることが本結果より確認された。

次項では、燃焼発電とエタノール製造共存に関して売電価格及びエタノール価格の感度分析を行う。

5-4-3 感度分析

売電価格及びエタノール価格に伴う感度分析を行い、現条件下において燃焼発電からエタノール製造に推移する際の変化を見る。

尚、燃焼発電プラントの立地とエタノールの立地を同時に探索するため、全てを網羅的に探索するには膨大な計算量を要する。よって詳細な分析の前段階として本項では前項までの計算の中で、立地に適していると思われるノードを代表的な立地候補地として探索を行った。

半島のノードで 1,2,4,5,7,8,9,10,15 島に関しては全ノードの探索を行った。各パラメータは売電価格を 6 円/kWhから 12 円/kWhとし、エタノール価格を 15 円/lから 30 円/lに関する感度分析を行った。結果を表 5.17に示す。

表5.17 共存に関する感度分析

	15円/l	20円/l	25円/l	30円/l
6円/kWh	P	E	E	E
8円/kWh	P	E	E	E
10円/kWh	P	P	E	E
12円/kWh	P	P	P&E	E

注) P は全て燃焼発電プラントが建造されることを示し、E は全てエタノールプラントが建造されることを示す。また P&E は燃焼発電プラントとエタノールプラントが共存することを示す。

表 5.17より特に売電価格 12 円/kWh、エタノール価格 25 円/lにおいて両プラントの共存が起こることがわかる。以下ではこの共存状態に関して詳細に確認する。前項まで同様、表及び図によって示す。

表5.18 共存状態の燃焼発電プラント建設状況

	1	5	7	10	15	19	20	24	sum (kt-wet/year)
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	580	0	0	0	0	0	0	580
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	168	0	0	0	168
16	0	0	0	0	135	0	0	0	135
17	0	137	0	0	0	0	0	0	137
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	492	0	492
21	0	0	0	0	0	0	141	0	141
22	0	0	0	0	0	0	0	35	35
23	0	0	0	0	0	0	0	105	105
24	0	0	0	0	0	0	0	141	141
scale of ethanol plant(MW/year)	0	35	0	0	15	0	31	14	95
amount of power generation(GWh/year)	0	231	0	0	98	0	204	91	624
constant cost(million JPY/year)	0	423	0	0	277	0	393	269	1362
variable cost(million JPY/year)	0	44	0	0	29	0	41	28	141
transportation cost(million JPY/year)	0	337	0	0	254	0	475	284	1350
gross expenditure(million JPY/year)	0	803	0	0	559	0	909	581	2853
power selling income(million JPY/year)	0	2773	0	0	1172	0	2449	1089	7484
ash selling income(million JPY/year)	0	26	0	0	11	0	23	10	70
profit(million JPY/year)	0	1996	0	0	624	0	1563	518	4701

表5.19 共存状態のエタノールプラント建設状況

	1	5	7	10	15	19	20	24	sum (kt-wet/year)
1	1437	0	0	0	0	0	0	0	1437
2	0	0	0	681	0	0	0	0	681
3	0	0	0	416	0	0	0	0	416
4	0	0	0	716	0	0	0	0	716
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	307	0	0	0	0	307
7	0	0	1591	0	0	0	0	0	1591
8	0	0	571	0	0	0	0	0	571
9	0	0	571	0	0	0	0	0	571
10	0	0	0	725	0	0	0	0	725
11	0	0	0	489	0	0	0	0	489
12	175	0	0	0	0	0	0	0	175
13	219	0	0	0	0	0	0	0	219
14	87	0	0	0	0	0	0	0	87
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	75	0	0	0	0	75
19	0	0	0	0	0	4161	0	0	4161
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0
scale of ethanol plant(kt/year)	410	0	585	729	0	890	0	0	2614
amount of ethanol(Ml/year)	440	0	627	782	0	954	0	0	2802
constant cost(million JPY/year)	2610	0	3329	3925	0	4588	0	0	14452
variable cost(million JPY/year)	1312	0	1871	2333	0	2848	0	0	8365
transportation cost(million JPY/year)	1236	0	2109	3231	0	2913	0	0	9489
gross expenditure(million JPY/year)	5158	0	7310	9489	0	10349	0	0	32306
power selling income(million JPY/year)	10991	0	15669	19538	0	23853	0	0	70051
profit(million JPY/year)	5833	0	8359	10049	0	13503	0	0	37745

上記の表では縦の項目を資源輸送の出発点、横の項目を目的地とし、数値はEFBの輸送量を示している。尚、各ノード名は表 5.5による。

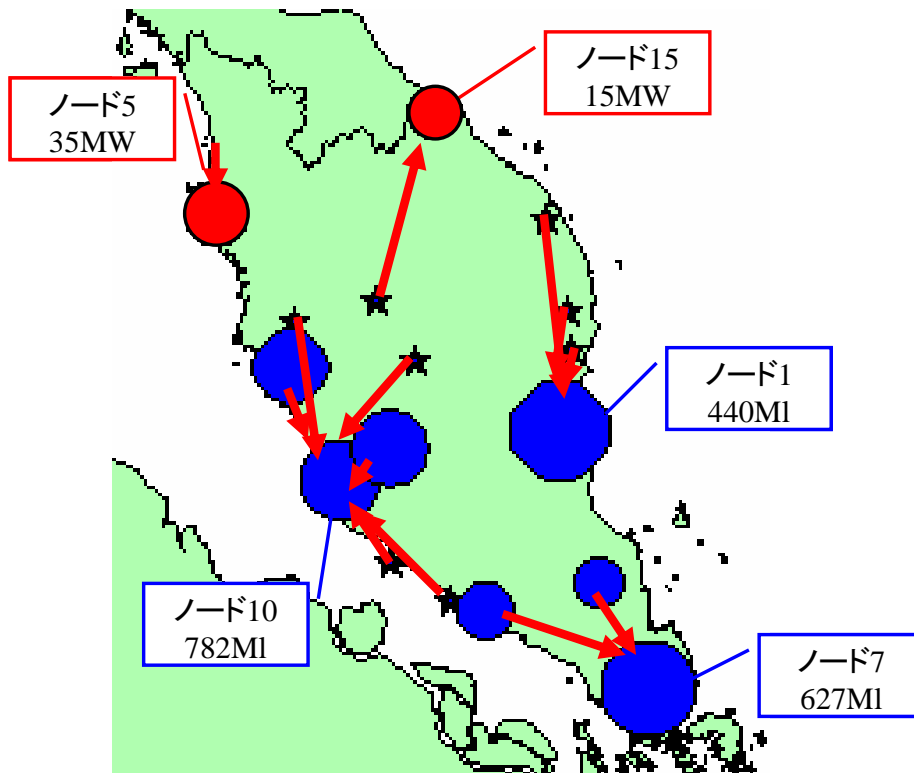


図5.10 共存状態のプラント分布(マレー半島)

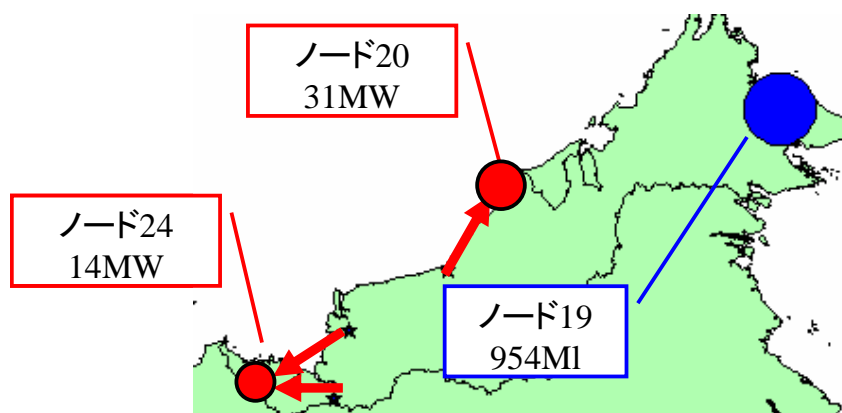


図5.11 共存状態のプラント分布(ボルネオ島)

注) 赤で示したノードに燃烧発電プラントが建造され、青で示したノードにエタノールプラントが建造される。矢印は EFB の輸送方向を示す。

売電価格及びエタノール価格によっては燃烧発電プラント及びエタノールプラントが共存する可能性があることがわかる。また結果より EFB の集約度が低い場合は燃烧発電プラントが建造され、EFB の集約度が大きい場合にはエタノールプラントが建造されることがわかる。

この結果はモデル内の固定費に因るものと考えられる。特に固定費を一次近似した際の切片分の値の差が最も大きく影響していると考えられる。つまり、燃烧発電プラントの固定費一次近似における切片分の値は約 1.7 億円であるのに対して、エタノールプラントの約 9.2 億円となる。これより小規模なプラントの場合には固定費の特に切片分の値の差の影響が大きいために、燃烧発電プラントが選択されると考えられる。

また、もう少し踏み込んだ考察のために用いられる EFB に対する固定費と収入の差を図 5.12 に示す。

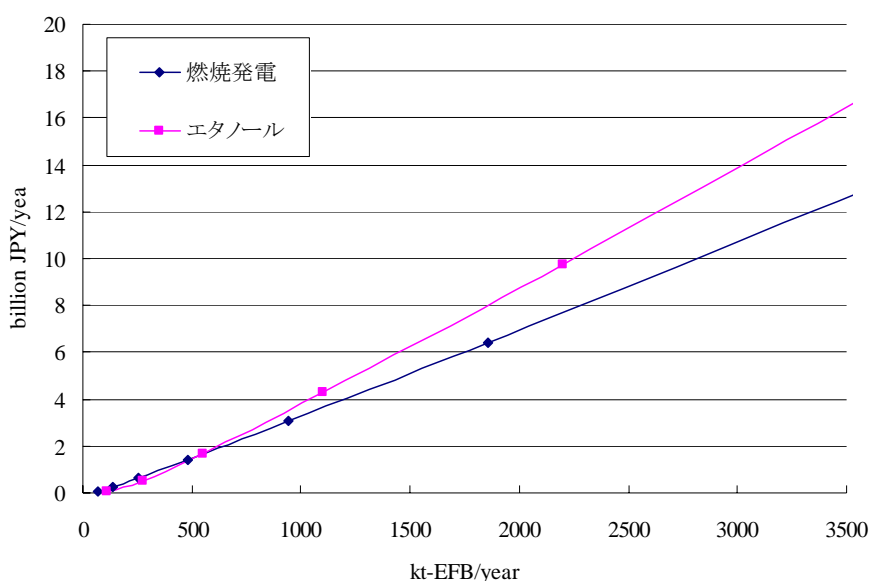


図5.12 用いられる EFB に対する固定費と収入の差
(売電価格 12 円/kWh、エタノール価格 25 円/l)

図 5.12より、用いられる EFB 量が少ない、つまりプラント規模が小規模な時にはやや燃焼発電プラントが有利であるが、用いられる EFB 量が多くなる、つまりプラント規模が大きくなるにつれてエタノールプラントが有利になり、収支差が広がっていくことがわかる。実際の収支はこの値から可変費と輸送費が差し引かれるため、図 5.12は各プラントの収支を完全に示しているわけではないが、用いられる EFB 量に対する固定費と収入の差の関係を端的に示しているといえる。

これより、やはり EFB を用いてエタノールを製造する場合には一定以上の規模のプラントを建造する必要があると考えられる。今後マレーシアにおいて EFB のエネルギー活用法として燃焼発電及びエタノール製造を想定する際には分散的に燃焼発電を導入するのか、ある程度集約してエタノールを製造するのかといったことが重要な検討事項になると考えられる。

5-5 まとめ

本研究ではマレーシアにおけるパーム油工場の配置、オイルパームの残渣である EFB の資源輸送費、プラントの規模の経済などを考慮した線形最適化モデルを作成した。そしてそれを用いてマレーシアにおける EFB を用いた燃焼発電プラント及びエタノール製造プラントの最適な立地、設備数、設備規模、発電量及び生産エタノール量等に関する分析を行った。シミュレーション分析より以下の結果が得られた。

EFB を用いた燃焼発電

- 1) 売電価格 6 円/kWh という価格においては、EFB を用いた燃焼発電は輸送費を考慮しても利益を得ることができる可能性を持つ。
- 2) EFB は単位容積あたりの熱量が低く、嵩が高いため設備の規模の経済を考慮しても長距離の輸送は行われない。隣接ノード程度の輸送が行われる。
- 3) 売電価格の値によっては活用されない資源が存在する可能性があるため、SREP や CDM といった枠組の活用が期待される。

EFBを用いた燃焼発電とエタノール製造の共存

- 1) 売電価格 6 円/kWh、エタノール価格 30 円/kWh という価格においては、EFB はエタノールを製造することに用いる方が経済的付加価値が高いため、燃焼発電プラントは建設されずエタノール製造プラントが建設される。
- 2) エタノールプラントは設備単価が高いため、規模の経済を得るために燃焼発電のみの場合よりも長距離の輸送が行われ、より資源が集約された大規模なプラントが建設される。
- 3) 今回の条件下では EFB のエネルギー利用として燃焼発電とエタノール製造は売電価格 12 円/kWh、エタノール価格 25 円/l という価格において共存する。
- 4) EFB のエネルギー利用として燃焼発電及びエタノール製造を想定する際には EFB の資源の集約度によってそれぞれのプラントが選択される。

今後は、燃焼発電に関しては EFB に加えて EFB と同等のエネルギーポテンシャルを持つパームの繊維(fiber)、殻(shell)を燃焼発電の燃料とした分析及び時系列を想定した際にリードタイム及び各種コストを変化させた場合の分析も行いたい。

謝辞

本研究は NEDO の the International Joint Research Grand Project の費用でおこなわれました。関係各位に御礼申し上げます。

第6章 結論

6-1 本研究の結論

本研究では廃棄物、キャッサバ残渣、パーム残渣の三つのバイオマスに着目しこれらのエネルギー利用に関してエネルギーシステムのモデル化を行い、それぞれに関して分析を行った。

以下にそれぞれの分析結果と得た知見に関して改めてまとめる。

廃棄物処理におけるエネルギー活用に関する知見

- ・ 最終処分場面積の制約の厳しい東京 23 区では、現在の焼却から将来は灰溶融へと遷移する。制約の厳しくない中国呉忠市では、現在の埋立から将来は燃焼へと遷移する。最終処分場の制約の厳しさにかかわらず廃棄物を処理する際には減量が求められる。
- ・ 埋立地から排出される LFG の発電への活用は LFG の回収、電力代替の両面で温室効果ガス削減につながる。また LFG 発電導入促進のために売電価格は重要な要素となる。
- ・ 途上国において温室効果ガス削減分に CO₂ クレジットを認めることは埋立地からの LFG の漏れを削減し、発電量を増加することで温室効果ガス削減効果を持つ。

タイにおけるキャッサバ残渣を用いたエタノール製造に関する知見

- ・ プロセスの合理化、設備稼働率、エタノール価格は収支に直接的に影響を及ぼす。
- ・ 規模の経済の効果をj得るために集約的なプラントが経済的合理性を持つ。
- ・ しかし、規模の経済の上限がある場合には輸送費を削減することができる分散的なプラント配置が経済的に有利である。
- ・ 分散立地は、規模の経済上限などのリスクファクターに対して柔軟であると考えられる。そのため分散立地が持つ柔軟性及びリスクヘッジ効果は重要な機能であると考えられる。

マレーシアにおけるパーム残渣のエネルギー活用に関する知見

- ・ 売電価格 6 円/kWh という価格においては、EFB を用いた燃焼発電は輸送費を考慮しても利益を得ることができる可能性を持つ。
- ・ EFB は単位容積あたりの熱量が低く、嵩が高いため設備の規模の経済を考慮しても、長距離の輸送は行われない。隣接ノード程度の輸送が行われる。
- ・ 活用されない資源が存在する可能性があるため、SREP や CDM などの枠組の活用が期待される。
- ・ 売電価格 6 円/kWh、エタノール価格 30 円/kWh という価格においては、EFB はエタノールを製造することに用いる方が経済的付加価値が高いため、燃焼発電プラントは建設されずエタノール製造プラントが建設される。
- ・ 規模の経済を得るために燃焼発電のみの場合よりも長距離の輸送が行われ、より資源が集約された大規模なプラントが集約される。
- ・ 今回の条件下では、EFB のエネルギー利用として燃焼発電とエタノール製造は売電価格 12 円/kWh、エタノール価格 25 円/l という価格において共存する。
- ・ EFB のエネルギー利用として燃焼発電及びエタノール製造を想定する際には EFB の資源の集約度によってそれぞれのプラントが選択される。

6-2 今後の課題

今後の課題をそれぞれのモデル分析に関して改めて示す。

廃棄物処理におけるエネルギー活用に関する今後の課題

- ・ 経済成長及び人口の増減に伴う排出量の時間的変化の取り扱い
動的なモデルである以上、出来る限り全てのパラメータを動的なものにして分析を行う必要があると考えられる。特に中国に関しては今後の成長を想定すれば廃棄物の排出量、種別共に変化し結果に影響を及ぼす可能性は十分に考えられる。
- ・ 廃棄物処理システムデータの精緻化
特に中国に関しては詳細なデータが乏しかったため、詳細な分析のためにはデータの精緻化は重要であると考えられる。

タイにおけるキャッサバ残渣を用いたエタノール製造に関する今後の課題

- ・ 粃殻と同様にキャッサバパルプの資源需要が高まり資源費が高騰した状況下での収益性の分析
バイオマスがエネルギー資源として注目を集めることによって資源取引の活発化し、これまで値がつかなかったような資源も取引される可能性があるためそれらをモデルへ織り込んで感度分析を行う必要がある。
- ・ 輸送モデルに関してより詳細な道路網、輸送費を勘案した分析
主要幹線道路以外の道路網及び現地での資源回収システムに関して詳細な調査を行い、それに伴った輸送モデルの修正が求められる。
- ・ 道路網の詳細化及びエタノールの需要量などを考慮した分析
昨今のバイオ燃料の需要の高まりと共に、今後需要量が伸びることも想定される。また需要地への送配を想定したエタノールそのものの資源輸送に関しては費用自体は小さいとはいえモデルの詳細化のためにも輸送費の要素として分析する必要がある。

マレーシアにおけるパーム残渣のエネルギー活用に関する今後の課題

- ・ 燃焼発電に関しては EFB に加えて EFB と同等のエネルギーポテンシャルを持つパームの繊維 (fiber)、殻(shell)を燃焼発電の燃料とした分析
EFB と同等のエネルギーポテンシャルを持ち EFB よりも発熱量が高く、重量の軽い繊維と殻は重要なエネルギー源となると考えられる。分析の際には現在行われている自家発電との共存に関する分析を行う。自家発電と集約したプラントでの発電のどちらが全体として社会的メリットが大きいかは主要な分析課題となりうると考えられる。
- ・ 時系列を想定した際にリードタイム及び各種コストを変化させた場合の分析
EFB を用いたエタノール製造は現在では技術的にもコスト的にも問題を抱えているため、現状では EFB は燃焼発電に用いられる方が経済的であると考えられる。しかし、技術の成熟と共に燃焼発電からエタノール製造へシフトする可能性は十分に考えられる。その意味で時系列を考え、一定のシナリオ下での燃焼発電とエタノール製造の時系列的なシフトに関する分析を行う必要があると考えられる。

参考文献

- [1] 日本エネルギー学会: バイオマスハンドブック、オーム社 (2002)
- [2] 山地憲治、山本博巳、藤野純一: バイオエネルギー、ミオシン出版 (2000)
- [3] 山本博巳: 世界エネルギーシステムにおけるバイオマスの評価」、東京大学博士論文 (2000)
- [4] Dessus, B., Devin, B., and Pharabod, F.: World Potential of Renewable Energies, Extraits de la Houille blanche 1-1992, Paris (1992)
- [5] 日本製紙連合会編: 紙・パルプハンドブック 1994 年版、日本製紙連合会 (1994)
- [6] Woods, J and Hall, D.O.: Bioenergy for development, FAO Environment and Energy Paper 13, FAO (1994)
- [7] Food and Agriculture Organization of the United States (FAO): FAO Yearbook Forest Products 1980-1991, FAO Forestry Series No. 26, FAO, Rome (1993)
- [8] 柴田和雄、木谷収編: バイオマスー生産と変換ー<上>、学会出版センター (1981)
- [9] 依田恭二: 大気中の二酸化炭素濃度に対する陸上生態系の影響、地球科学、Vol. 16, No. 2, PP. 78-85 (1982)
- [10] Food and Agriculture Organization of the United States (FAO): FAO Yearbook Forest Products 1980-1991, FAO Forestry Series No. 26, FAO, Rome (1993)
- [11] Leith, H. and Whittaker: Primary Production of the Biosphere, Springer-Verlag (1975)
- [12] Bazilevich, N.I. et al.: Geographical Aspects of Biological Productivity, Soviet Geography: Review and Translation (1971)
- [13] 堤利夫: 林の物質循環、東京大学出版会 (1987)
- [14] 山本博巳、山地憲治: バイオマス・フローを考慮した世界土地利用エネルギー・モデル(GLUE)の開発、電力中央研究所研究報告 Y96001 (1996)
- [15] Vitousek, P.M. et al.: Human Appropriation of the Products of Photosynthesis, BioScience, vol.34, pp.368-373 (1986)
- [16] Nakicenovic, N.: Energy Gases -The Methane Age and Beyond, The Future of Energy Gases, U.S. Geological Survey Professional Paper 1570 (1994)
- [17] 本多淳裕: バイオマスエネルギー、省エネルギーセンター (1986)
- [18] Johansson, T.B. et al. Eds.: Renewable Energy, Island Press (1993)
- [19] Parikh, J. (Indira Gandhi Institute of Development Research, India) の講演から、at Conference of Biomass Energy: Key Issues and Priority Needs, International Energy Agency, Paris, France (1997)
- [20] World Energy Council (WEC): Renewable Energy Resources: Opportunities and Constraints 1990-2020, WEC Report (1993)
- [21] 藤井康正: エネルギーシステムにおける CO2 問題対策の評価、東京大学学位論文 (1992)
- [22] Demeter, C: Biomass Power and Agricultural Partnerships - The Challenges Ahead, Conference Proceedings of Experimenting with Freer Markets, 21st International Conference, IAEE, Quebec, Canada (1998)
- [23] 電気事業連合会統計委員会編: 平成 8 年版電気事業便覧、(社)日本電気協会 (1996)
- [24] NEDO: 共同実施推進基礎調査「中国におけるランドフィルガス回収発電可能性調査」(2004)
- [25] 東京都環境局: 東京都廃棄物処理計画(2002)
- [26] NEDO: 廃棄物発電導入技術調査等(1999)
- [27] NEDO: 廃棄物発電導入マニュアル(2002)
- [28] 廃棄物埋立管理事務所「中防」
- [29] Revise IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual: Chapter 6: WASTE (1996)
- [30] IPCC: NGGIPublications
- [31] 地球温暖化対策推進本部: 京都議定書目標達成計画
- [32] National Renewable Energy Laboratory (USA)、 Technical Report: Lignocellulosic Biomass to Ethanol Process Design and Economics Utilizing Co-Current Dilute Acid Prehydrolysis and Enzymatic Hydrolysis for Corn Stover、 (2002)
- [33] Koichi Yamada et al; Improvement of the Refinement Process for Bioethanol, Journal of the Japan

- Institute of Energy 84 (2005), 852-860
- [34]FAO; <http://www.fao.org/>
- [35]Thai Tapioca Starch Association; <http://www.thaitapiocastarch.org/about.asp>
- [36]福田桂, 井上貴至, 山本博巳, 山地憲治; 中四国バイオマスの最適利用モデルの開発. 第 24 回 エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集, (2005), 245-248
- [37]山本博巳, 福田桂, 井上貴至, 山地憲治; 中四国バイオマスの最適利用モデルによるバイオマス広域利用の分析. 第 24 回エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集, (2005), 249-252
- [38]岡部篤行・鈴木敦夫;最適配置の数理シリーズ(現代人の数理)3 (1992), 12
- [39]Cassava and Starch Technology Research Unit; <http://www.cassava.org/>
- [40]産業技術総合研究所;Database of Tropical Biomass
- [41]Malaysia Oil Palm Board (MPOB); <http://www.mpob.gov.my/>
- [42]Pusat Tenaga Malaysia; <http://www.ptm.org.my/>
- [43]NEDO: 報告書「空果房等パームオイル廃棄物焚き高効率発電プラントモデル事業実施可能性調査に係る委託業務報告書」(2004)
- [44]NEDO: 報告書「マレーシア/パーム椰子廃棄物有効利用モデル事業実施可能性に係る技術的基礎調査」(2001)
- [45]Ministry of Energy, Water and Communications
- [46]農林水産省「バイオマス・ニッポン総合戦略」

謝辞

本研究を進めるにあたり多くの方々に御指導、御協力を頂き、この度修士論文としてまとめるに至りました。この場を借りて御礼申し上げます。

指導教官としてご多忙にもかかわらず全体打ち合わせ、個別打ち合わせ共に多くの御指導、御助言を頂いた山地憲治教授に心より感謝申し上げます。山地先生の一言に背中を押されて数多くの発表をこなすことが出来たと思っております。また、研究の一環としてマレーシアに帯同させて頂いた事は研究だけに留まらず、非常に貴重な経験でした。大変感謝しております。

昨年度は個別打ち合わせという形で本年度は柏の藤井研の立ち上げでご多忙の所を全体打ち合わせで貴重なご意見を頂いた藤井康正助教授に心より感謝申し上げます。藤井先生が仰った「学生は一日 8 時間」という数字は修士としてある程度の裁量が許された生活の中で一つの指針とし励みにしております。大変感謝しております。

私の研究の微に入り細に入りした詳細な部分のご指導からつまらない雑談、様々な出張まで多くの時間を割いてくださった山本博巳客員助教授に心より感謝申し上げます。思えば修士 1 年の時に山本先生の実質的な初めての学生として学ぶことがなければ、ここまで発表、論文投稿、出張と多くの経験をさせて頂くことはなかったと思えます。大変感謝しております。

竹下貴之助手には生活面の指導もさることながら全体打ち合わせでは鋭いご指摘を頂き大変感謝しております。今後のご活躍をお祈りすると共に御自愛下さればと思っております。昨年度退官されました林武人助手には快適な計算機環境を整備して下さる共に時には食事に連れて行って頂き、色んなお話を頂いた事が記憶に新しい限りです。退官後も藤井研、山地研に顔を見せてくださり感謝しております。改めまして今後のご健勝をお祈りいたします。また電力中央研究所の西尾健一郎様にも研究室打ち合わせの度に適切なご指摘を頂きました。

また秘書の松方恵美様、岩本留理子様には研究活動及び生活全般にわたって度重なる出張、PCトラブルの中、暖かく研究のサポートをして頂きました。心より御礼申し上げます。

それぞれが異なる研究室から集まり、同期として楽しい二年間を過ごした大平晃三君、都留大和君、横山直規君、両澤光一君には心から感謝しております。山地研と藤井研の分離にあたり奮闘してくれた山地研の大和久君、矢田君、高木さん、橋本君、細川君そして藤井研の奈良君、上杉さん、向山君、山下君には大変感謝しております。非常にユニークなメンバーが集まり、来年以降の山地研、藤井研とも楽しみです。また修了、卒業された方々にも大変お世話になりました感謝しております。

最後に、長きにわたる学生生活を経済面、精神面両面で支え暖かく応援してくれた家族、日々の生活に彩を加えてくれた大学の友人、地元の友人に心より感謝致します。みんながいてくれたからこそここまで来ることが出来ました。

学生生活の集大成として本論文は両親に捧げるものとし結びとします。

2007 年 2 月
永富 悠

発表実績

学会発表

1. 永富悠・山本博巳・林武人・藤井康正・山地憲治「地域特性を考慮した LFG 回収発電を含む廃棄物処理法の優位性評価」第 22 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス、2006 年 1 月
2. 永富悠・山本博巳・山地憲治・岩崎博・山田興一「タイにおけるキャッサバパルプを用いたエタノール製造に関する分析」第 25 回エネルギー・資源学会研究発表会 2006 年 6 月
3. Yu Nagatomi, Hiromi Yamamoto, Kenji Yamaji, Hiroshi Iwasaki and Koichi Yamada “A systems analysis of ethanol production using cassava pulp in Thailand” Renewable Energy 2006, 2006 年 10 月
4. Yu Nagatomi, Hiromi Yamamoto, Kenji Yamaji, “Analysis of waste disposal systems including LFG power generation considering regional characteristics and CO2 credit” The Ninth Biennial Conference of The International Society for Ecological Economics, 2006 年 12 月
5. Kenji Yamaji, Hiromi Yamamoto, Yu Nagatomi, “Evaluation of Ethanol Production from Cassava Pulp in Thailand with a Biomass Collection and Utilization Model” COE International Symposium, 2007 年 1 月
6. 永富悠・山本博巳・山地憲治「廃棄物処理システムに対する地域特性と温室効果ガス対策の影響評価」第 2 回バイオマス科学会議 2007 年 1 月
7. 永富悠・山本博巳・山地憲治「マレーシアにおけるパーム残渣のエネルギー利用に関する分析」第 23 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス、2007 年 1 月
8. 永富悠・山本博巳・山地憲治「パーム残渣を用いた発電に関する分析」平成 19 年電気学会全国大会、2007 年 3 月(発表予定)

学会誌掲載

1. 永富悠・山本博巳・山地憲治・岩崎博・山田興一「タイにおけるキャッサバパルプを用いたエタノール製造に関する分析」エネルギー・資源学会誌通巻 163 号(平成 19 年 5 月 5 日刊行予定) (掲載予定)