

微粉炭火力発電所における木質バイオマス炭化  
燃料利用技術に関する研究

2022.9

東京農工大学大学院  
生物システム応用科学府  
生物機能システム科学専攻

芦澤正美

## 目 次

第1章	序論	1
1.1	本研究の背景	1
1.1.1	日本における石炭火力発電の位置づけと脱炭素化に向けた取り組み	1
1.1.2	木質バイオマスの混焼発電の現状	4
1.1.3	木質バイオマス炭化燃料の有効性	10
1.1.4	木質バイオマス炭化物を微粉炭火力発電所で混焼する際の課題抽出	20
1.2	本研究の目的	26
1.3	本論文の概要	27
第2章	木質バイオマスの炭化特性と炭化物の粉碎性・燃焼性	35
2.1	はじめに	35
2.2	実験	37
2.2.1	供試燃料	37
2.2.2	実験設備と方法	37
2.3	結果と考察	45
2.3.1	炭化特性	45
2.3.2	粉碎特性	51
2.3.3	燃焼特性	54
2.4	まとめ	60
第3章	貯蔵時における木質バイオマス炭化物の自己発熱挙動に関する研究	65
3.1	はじめに	65
3.2	実験	66
3.2.1	供試燃料	66
3.2.2	実験方法の選定	70
3.2.3	実験装置と方法	72
3.3	結果と考察	78
3.3.1	等温発熱測定法による発熱特性	78
3.3.2	断熱法によるサイロ貯蔵想定時の発熱特性	81

3.4	まとめ.....	89
第4章	木質バイオマス炭化物の輸入利用時のCO <sub>2</sub> 排出量と経済性評価.....	94
4.1	はじめに.....	94
4.2	評価方法.....	96
4.2.1	燃料製造プロセスの計算条件.....	98
4.2.2	燃料輸送プロセスの計算条件.....	100
4.2.3	燃料製造と輸送に係わるコスト試算方法.....	102
4.3	結果と考察.....	105
4.3.1	燃料製造プロセスのエネルギー消費量の積算.....	105
4.3.2	燃料輸送プロセスのエネルギー消費量の積算.....	108
4.3.3	CO <sub>2</sub> 排出量の評価.....	110
4.3.4	経済性の評価.....	115
4.3.5	微粉炭火力発電所での混焼時のCO <sub>2</sub> 排出量と経済性評価.....	120
4.4	まとめ.....	124
第5章	結論.....	131
	謝辞.....	138
付録A	燃料製造に係わる熱物質収支バランスシート.....	I
付録B	カーボンプライスを加味した燃料コストの検討.....	IV

## 第1章 序論

### 1.1 本研究の背景

#### 1.1.1 日本における石炭火力発電の位置づけと脱炭素化に向けた取り組み

日本における旧一般電気事業者の発電設備容量は、電力自由化前の2014年度で約2億5,200万 kWであり、このうち一般水力が8.2%、揚水式水力が10.8%、石炭火力が15.9%、LNG火力が28.5%、石油火力が16.3%、原子力が17.5%、地熱などの新エネルギーが1.9%を占めている。また、同年における全発電電力量は約9,100億 kWhであり、このうち一般水力が8.4%、揚水式水力が0.6%、石炭火力が31.0%、LNG火力が46.2%、石油火力が9.3%、LPG他が1.3%、原子力が0%、地熱などの新エネルギーが3.2%を占めている。一方、電力自由化後の2020年度における10エリア合計の発電電力量は9,438億 kWhであり、このうち水力が9.2%、石炭火力が29.6%、LNG火力が37.6%、石油火力が1.6%、LPG他が7.0%、原子力が3.9%、新エネルギーが10.9%を占めている<sup>1)</sup>。このように、日本の石炭火力発電は、東日本大震災以降の電力自由化後においても、総発電電力量の約3割を占めており (Fig. 1.1)、電力系統における主力電源のひとつとして重要な役割を担っている。この主な理由として、石炭は海外から安定して輸入可能であり、日本のエネルギー安全保障や他燃料に対するバーゲニングパワーを確保できる点などが挙げられる。また、石炭火力発電所は大型の同期発電設備を備えており、負荷追従性も高いことなどから、周波数調整力 (慣性力) や電力需給バランス (負荷追従性) の維持といった電力系統上の必要性も挙げられる。

石炭火力発電は、日本の重要な主力電源として位置づけられているものの、地球温暖化問題の深刻化に伴い、国際的な脱炭素化ニーズが高まっており、CO<sub>2</sub> 排出量の削減が急務となっている。このニ

ーズに对应していくためには、蒸気条件の高温・高圧化や石炭ガス化複合発電の採用など、高効率化<sup>2,3)</sup>を進めるほか、CO<sub>2</sub>回収技術の開発・適用<sup>4)</sup>、アンモニアや水素の混焼<sup>5,6)</sup>、などが考えられる。その一方で、バイオマスはカーボンニュートラルであることから、既存の石炭火力でバイオマスを混合燃焼（混焼）する方法もひとつの有効な手段<sup>7-12)</sup>である。日本では2030年に温室効果ガス排出量を2013年比で46%削減、2050年に完全なカーボンニュートラルを実現することを目標に定めている（2021年10月に閣議決定）。石炭火力発電からのCO<sub>2</sub>排出量の削減を実現するバイオマス混焼は、2050年までのトランジション期においても重要な技術と位置づけられる。

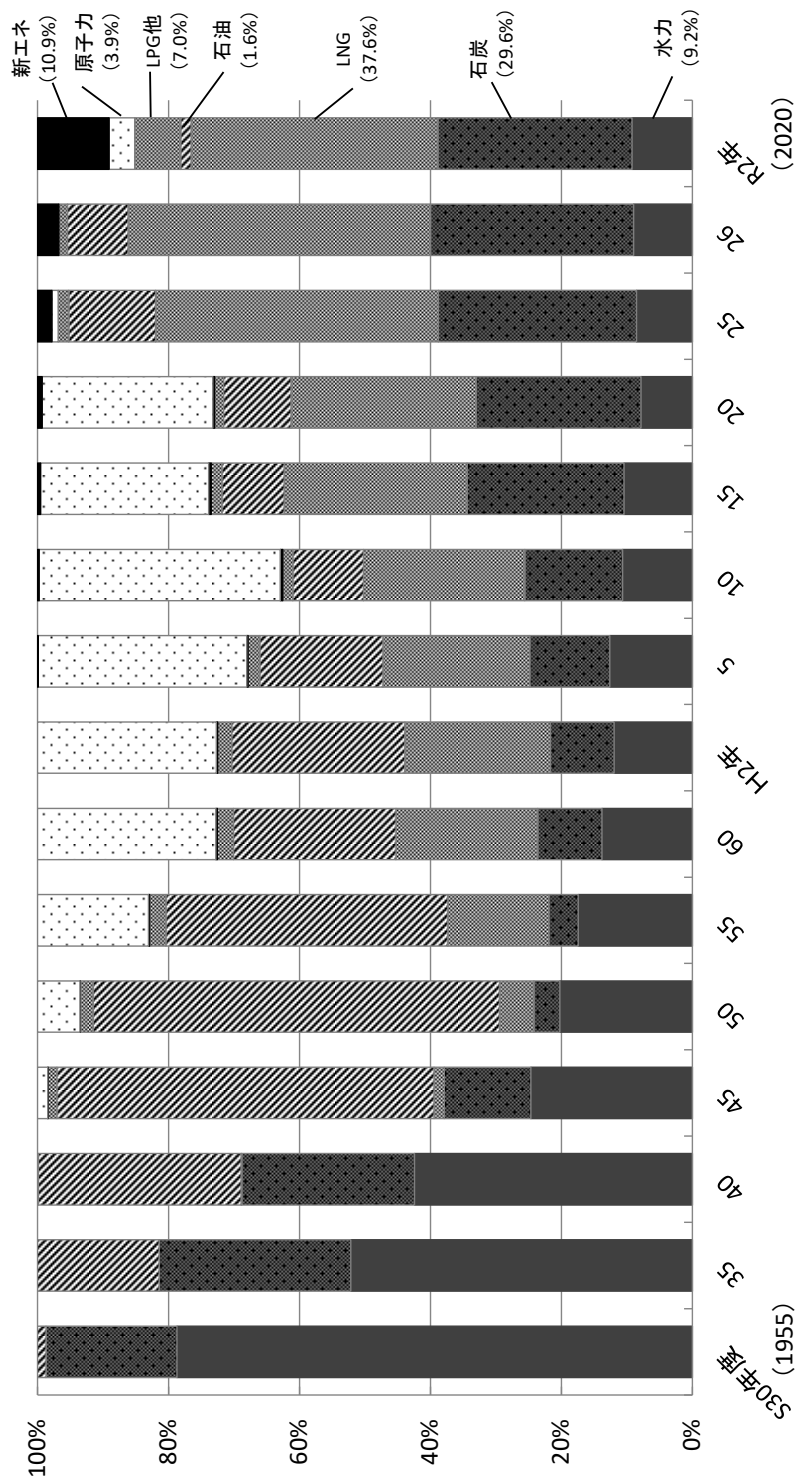


Fig. 1.1 Changes in the proportion of power generated in Japan<sup>1)</sup>

### 1.1.2 木質バイオマスの混焼発電の現状

日本における木質バイオマスの利用は、法整備（RPS法<sup>1</sup>の施行ならびにFIT制度<sup>2</sup>への移行）に伴い、2002年度以降、急速に増加し、2017年3月末時点において、発電所は491カ所、約1200万kWの発電設備容量がFIT認定されている<sup>13)</sup>。このうちの約95%が「一般木質・農作物残渣等」による発電である（Fig. 1.2）。RPS法の施行時は、新エネルギー等の利用が旧一般電気事業者に義務づけられていたため、石炭火力でのバイオマス混焼が普及した。その後、RPS法が廃止され、FIT制度の施行に伴い、新電力が加わりバイオマス専焼発電所（1万kWオーダー規模）の建設が進められ、前述の設備容量にまで至った。なお、建設地点は、Fig. 1.3に示す通り日本全国に及んでいる。

一方、石炭火力発電所（これ以降、微粉炭火力発電所と称する）における木質バイオマスの混焼発電も脱炭素化に向けた取り組みとして有効であるため、RPS法の施行後、ならびにFIT制度への移行後も旧一般電気事業者により進められている。バイオマス種としては、主に杉などのチップやバーク（樹皮）のほか、圧縮成形してハンドリング性とエネルギー密度を高めた木質ペレットなどが使用されている。なお、国内でのバイオマス収集量には限界があるため、木質バイオマスは、世界各国から輸入されている（Fig. 1.4）。この中で、木質ペレットの輸入は、Fig. 1.4 c)に示す通り、ベトナムが首位、カナダが2位であり、この両国で全体の約8割を占めている<sup>14)</sup>。

また、微粉炭火力発電所でのバイオマス混合方法（Fig. 1.5）としては、バイオマスを事前に石炭と混合して一緒に粉砕・搬送し、ボイラで燃焼させる「ラインブレンド方式（Fig. 1.5のA）」と、バイ

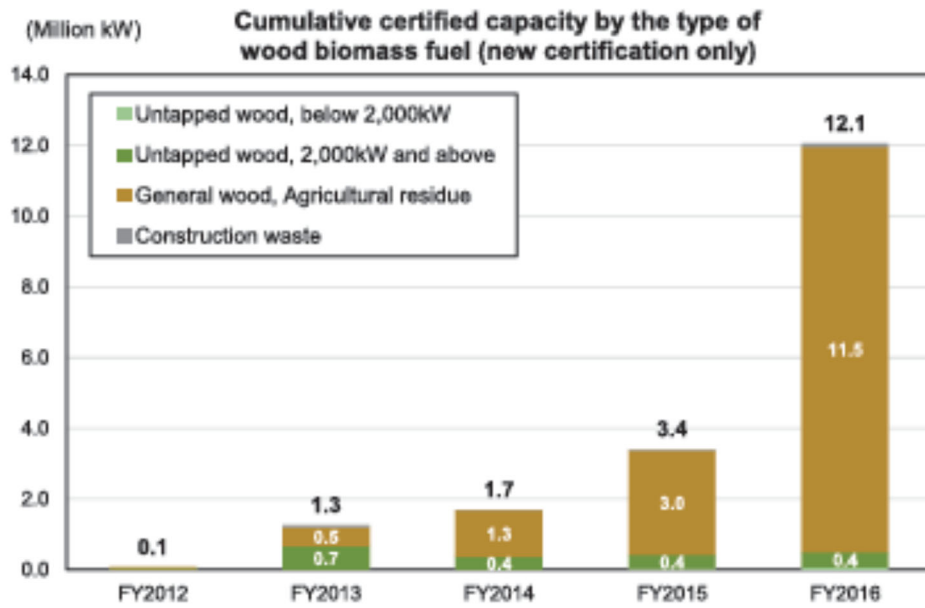
---

<sup>1</sup> 2002年6月に公布された「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」

<sup>2</sup> 2012年7月1日から施行された「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」。これに伴い、RPS法は廃止された。

オマス専用の燃料系統を付加し、微粉炭ボイラに別系統で投入する「炉内混合方式 (Fig. 1.5 の B)」に大別される。既設の微粉炭火力では、設備費と維持費を抑制する観点から、専用の供給ラインや粉碎装置が不要な「ラインブレンド方式」を採用しているケースが多い。微粉炭火力発電所は他の発電方式に比べ LC-CO<sub>2</sub> 排出量 (ライフサイクル CO<sub>2</sub> 排出量) が多く、平均で 943g-CO<sub>2</sub>/kWh<sup>15)</sup> である。仮に大型の微粉炭火力発電所 (100 万 kW) に熱量基準で約 3% のバイオマスを混焼した場合、稼働率を 70% とすると、年間約 17 万トンもの CO<sub>2</sub> 排出量を削減できる。しかし、LNG を燃料とする 1300°C 級ガスタービンコンバインドサイクル発電所の LC-CO<sub>2</sub> 排出量は 456 g-CO<sub>2</sub>/kWh<sup>15)</sup> であり、同程度まで CO<sub>2</sub> 排出量を下げするためには、入熱基準で約 50% のバイオマスを混焼する必要がある。これは既存のバイオマス混焼発電の約 10 倍のオーダーである。





Source: A document released by the Agency for Natural Resources and Energy (as of the end of March 2017)

Fig. 1.2 FIT certified capacity of woody biomass power plant<sup>13)</sup>

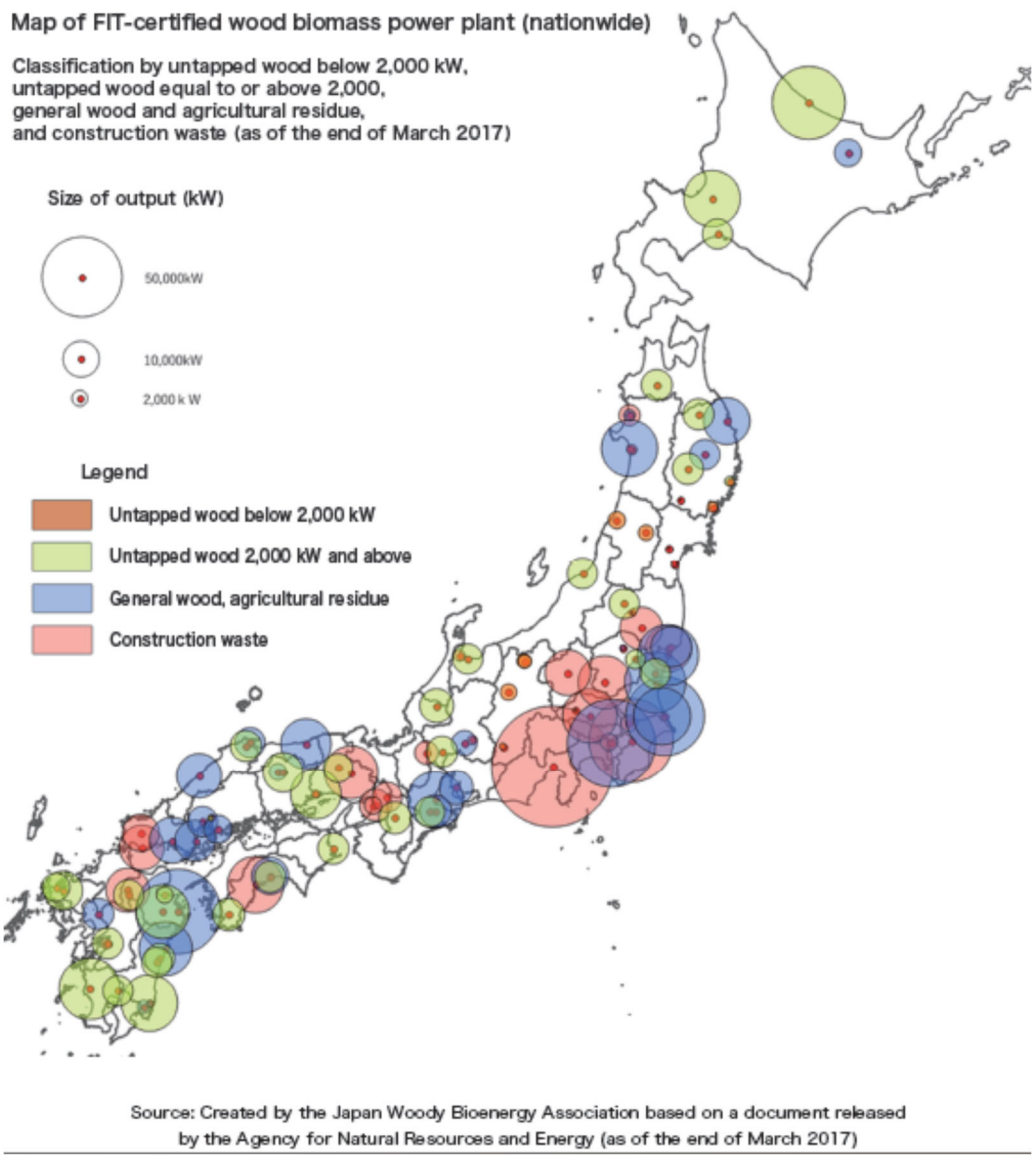
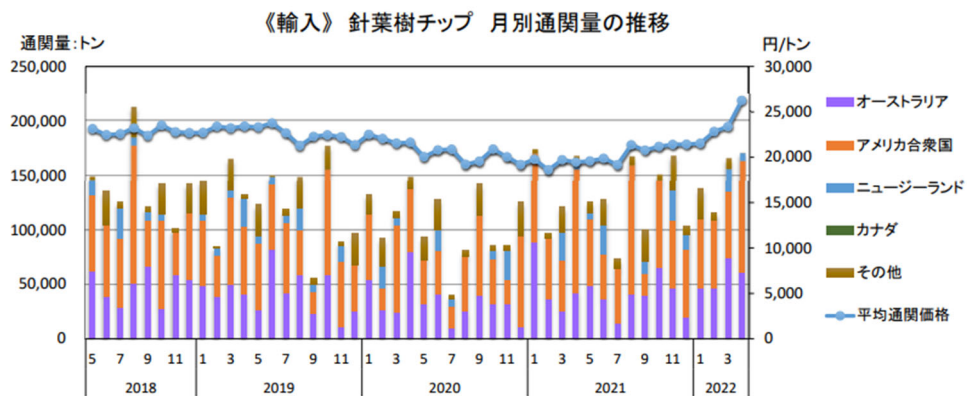
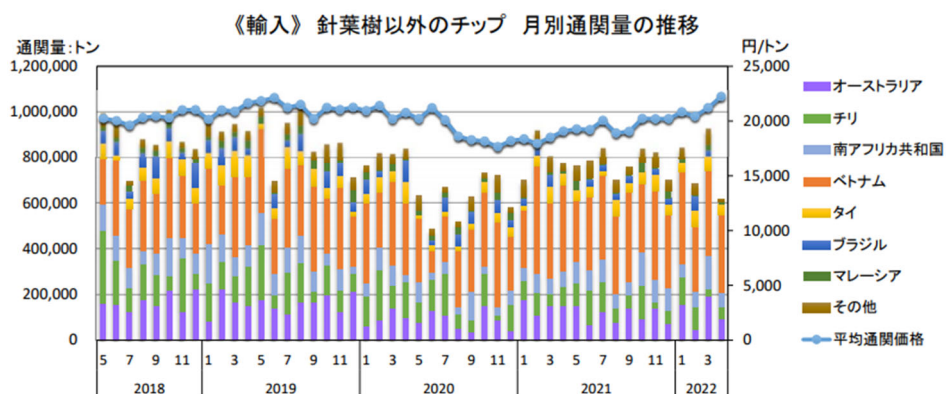


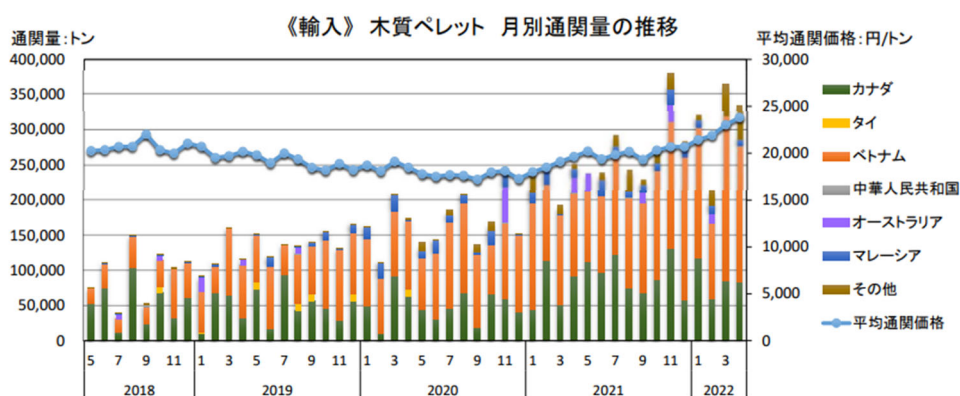
Fig. 1.3 FIT certified woody biomass power plant map<sup>13)</sup>



a) Coniferous wood chips



b) Wood chips other than conifers



c) Wood pellets

Fig. 1.4 Changes in woody biomass imports and prices<sup>14)</sup>

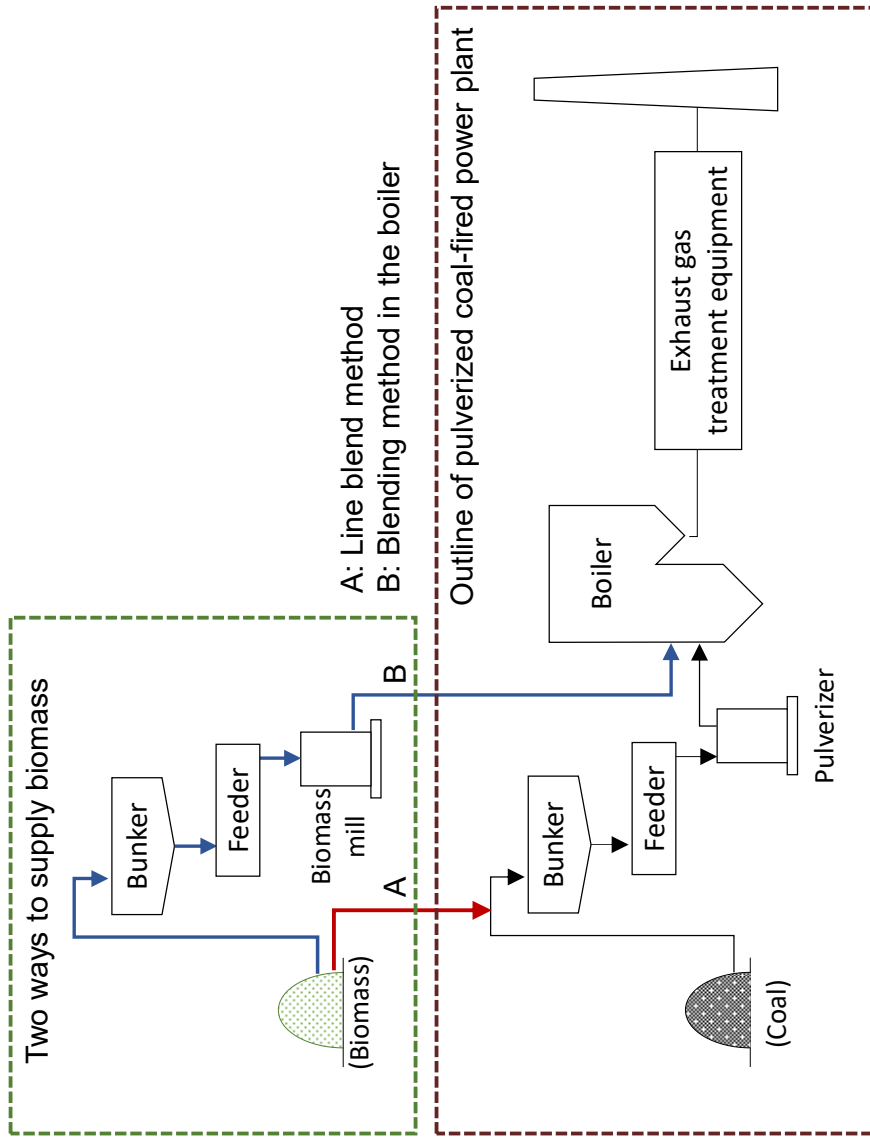


Fig. 1.5 Two ways to supply biomass at a pulverized coal-fired power plant

### 1.1.3 木質バイオマス炭化燃料の有効性

実際の発電所でバイオマスを大量に利用し、かつ安定的な運用を実現するためには、解決すべき幾つかの課題がある。主な課題を Fig.1.6 に示す。国内で安価に安定して調達できるバイオマス賦存量には限界があるため、海外から調達するか、或いはペレット等を製造するインフラを整備する必要がある。また、バイオマスは嵩密度が低いため、ペレット等を製造し、ハンドリング性とエネルギー密度を高め、安全に輸送し、発電所においても利用するまで安全に貯蔵する必要がある。さらに、バイオマスは繊維質であることから、混焼率を高めると、微粉碎機（ローラーミル）の振動や所要動力を増大させるほか、混合粉碎時に石炭の粉碎性を低下させてしまう。これらのことから、既存の微粉炭火力でのバイオマス混焼率は、熱量基準で 3~4%程度に留まっているケースが多い<sup>16)</sup>。先に述べた通り、LNG を燃料とする 1300°C 級ガスタービンコンバインドサイクル発電の LC-CO<sub>2</sub> 排出量は 456 g-CO<sub>2</sub>/kWh<sup>14)</sup>であり、同程度まで CO<sub>2</sub> 排出量を下げするためには、バイオマス混焼を現状の約 10 倍以上にする必要がある。このためには、燃料搬送ラインや粉碎機の改造を行う必要があるが、前述の通り、この場合は設備費と維持費の面でコストが嵩むことになる。

これに対し、木質バイオマスを炭化して燃料の品質を改善する方法が注目されている。ここで、炭化とは、間接加熱等により試料を熱分解し、揮発ガスの抜けた固体の残渣（炭化物）を製造することである（Fig. 1.7）。本図では、炭化物の固定炭素が 20%(CP20)と 25%(CP25)の 2 種類のケースを例として示した。一方、様々なバイオマスの熱分解特性（重量減量）の比較を Fig. 1.8 に示す<sup>17)</sup>。このデータは乾燥バイオマスをサンプルとし、熱天秤 TG を用いて不活性雰囲気(Ar)・常圧で計測した結果である。熱分解の発生する温度は、バイオマス種によって異なるが、果物系残渣が 200°C 前後と低

く、プラスチック製品等の石油系廃棄物は 400～500℃と高い。木質バイオマスは、これらの中間の 200～400℃程度で熱分解する。本研究では、木質バイオマスを対象とするため、炭化製造時の温度は、この温度域を想定する。

炭化の方式は、固定床方式と移動床方式に大別される。前者の固定床方式は日本古来より、黒炭などを製造する炭窯の技術として日本各地で様々なタイプが開発され使われてきている。一方、移動床方式は主に産業用として、大量の炭化物を製造する技術として開発され、Table 1.1 に示すような形式に分類される。

移動床方式は、内筒と外筒で構成され、外筒に加熱ガスを入れ、内筒の試料を間接加熱することで熱分解（炭化处理）する仕組みが一般的である。このうち、スクリー式の産業向け代表例としては、株式会社オカドラの縦型高速炭化機<sup>18)</sup>が挙げられる(Fig. 1.9)。炭化機の内筒には攪拌機が備え付けられており、バイオマス等の試料は強制的に攪拌され、加熱された外筒に遠心力で抑えつけられることで伝熱が促進されるため、高速に炭化处理できることを特長とする。

ロータリー式の産業向け代表例としては、三菱重工環境・化学エンジニアリング株式会社の間接加熱式ロータリーキルン(Fig. 1.10)が挙げられる<sup>19)</sup>。構造がシンプルで、内筒を回転させることで、バイオマス等の試料を掻き上げ・攪拌し、均一に加熱できる。大型化も可能であるため、東京都における下水処理場などにも採用されており、炭化された下水汚泥炭化燃料は火力発電所の混焼燃料としての利用実績がある<sup>20)</sup>。

バイオマスは炭化处理により、重量あたりの発熱量を高められるため、効率的な輸送が可能となる。一例として、炭化による発熱量の改善効果例を Fig. 1.11 に示す。なお、本図は本研究で取り扱う燃料の性状分析値等を用いて作図した（参考までに、古来より日本で用いられている炭（スミ）の固定炭素は 85～90%、発熱量は 30～

35MJ/kg 程度である)。既往の研究においても、バイオマスを炭化処理することで、石炭と同等の燃料性状に近づけられる<sup>21)</sup>ことや、粉碎性などのハンドリング性を改善できること<sup>22-24)</sup>、石炭と混焼した際の燃焼性や環境性の向上に基づく有用性などが数多く報告<sup>25-27)</sup>されている。このため、微粉炭火力発電所における混焼率を現状の数%オーダから10倍以上に高められる可能性があり、仮に熱量基準で50%混焼した場合、CO<sub>2</sub>排出量を現状の約半分程度(LNGコンバインド発電並)まで削減できるものと考えられる。

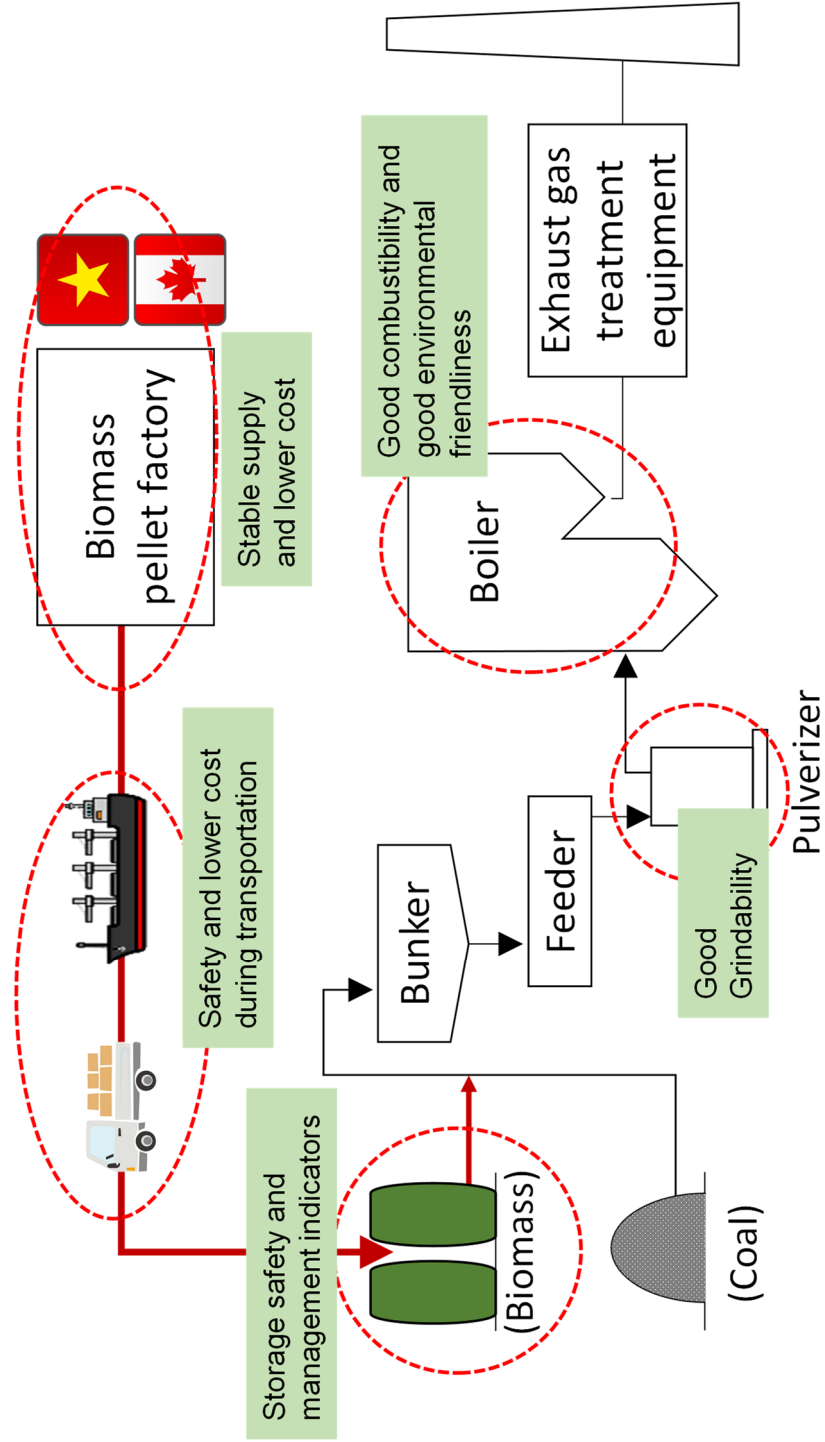
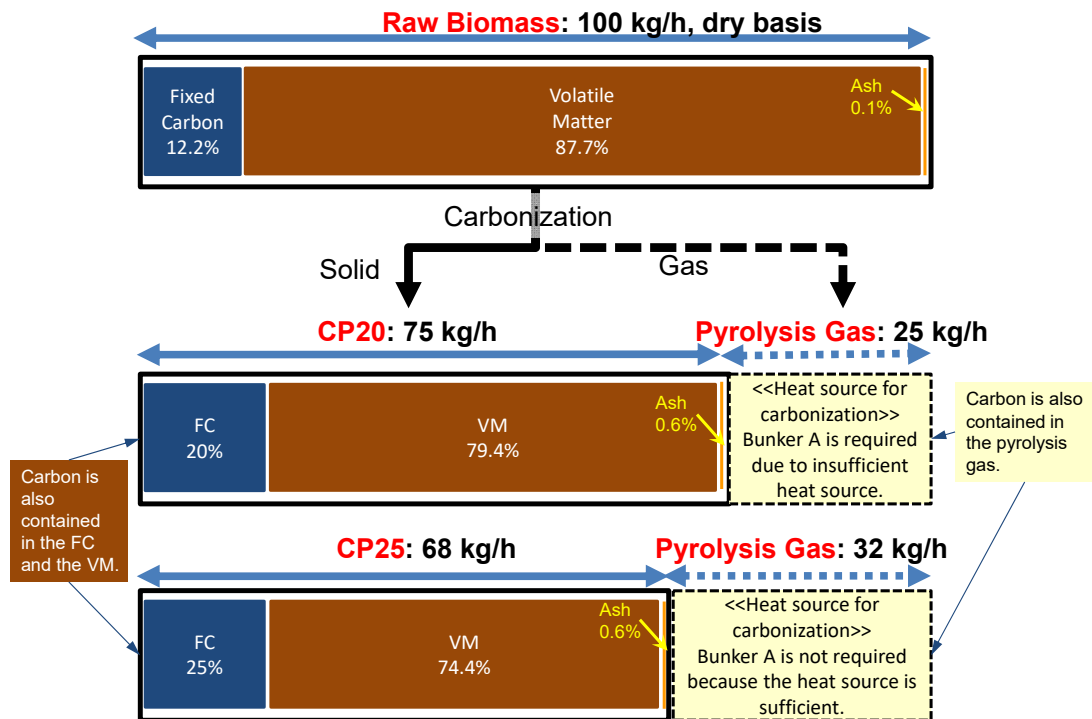


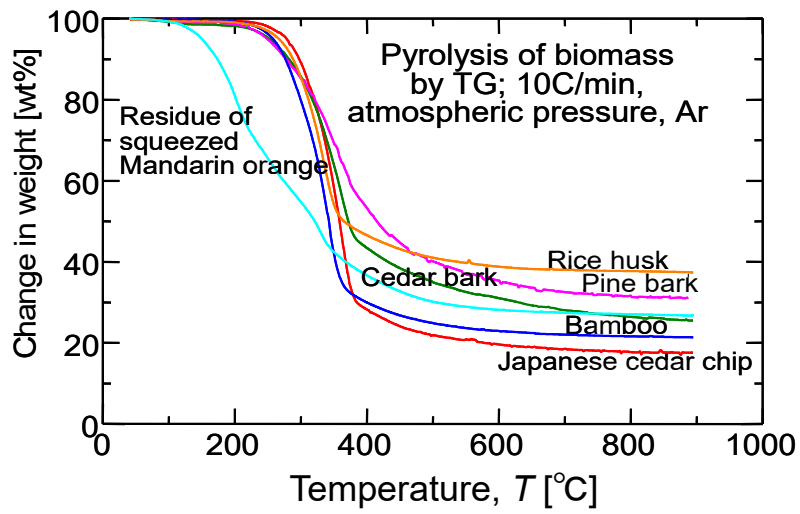
Fig. 1.6 Issues of biomass co-firing at coal-fired power plants



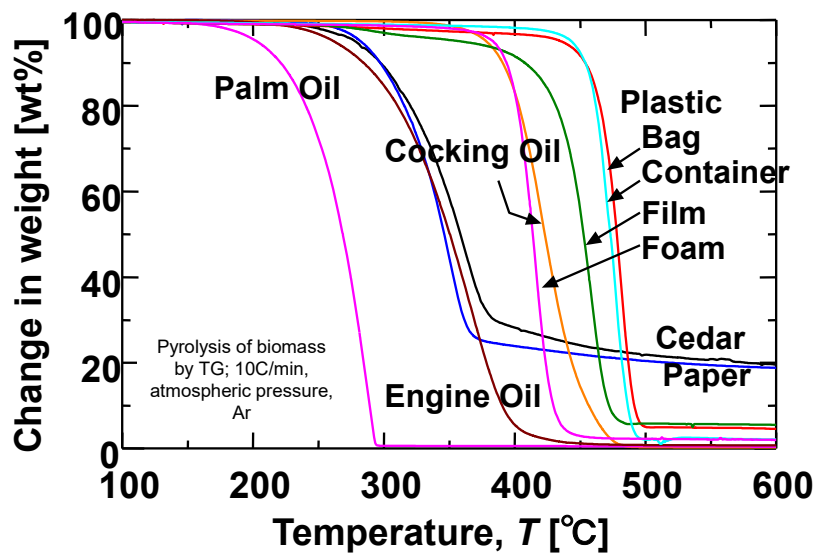


The properties and yield of CP depend on the operating conditions of carbonization temperature and the kinds of biomass. As the carbonization temperature rises, the CP production decreases and the “fixed carbon” of CP increases. Fixed carbon is defined as the weight ratio of solid combustible residue to the initial weight of the sample that consists of solid combustible residue, volatile matter and ash. The amount of pyrolysis gas generated was larger in CP25 than in CP20. (CP20: Carbonized pellets with 20% fixed carbon, CP25: Carbonized pellets with 25% fixed carbon)

Fig. 1.7 Outline of changes in fuel properties due to carbonization



a) Wood biomass and orange squeezed residue



b) Biomass and waste

Fig. 1.8 Example of pyrolysis behavior

Table 1.1 Main classification of carbonization methods (moving bed)

Type	Overview	Heating	Temp. Range
Screw	Carbonization while stirring the inside with a screw	External Heat	350 ~ 500°C
Rotary Kiln	Carbonize by rotating a slightly tilted cylindrical furnace	External Heat Internal Heat	Torrefaction 200 ~ 300°C Carbonization 300 ~ 600°C

## オカドラ高速炭化システム フローシート

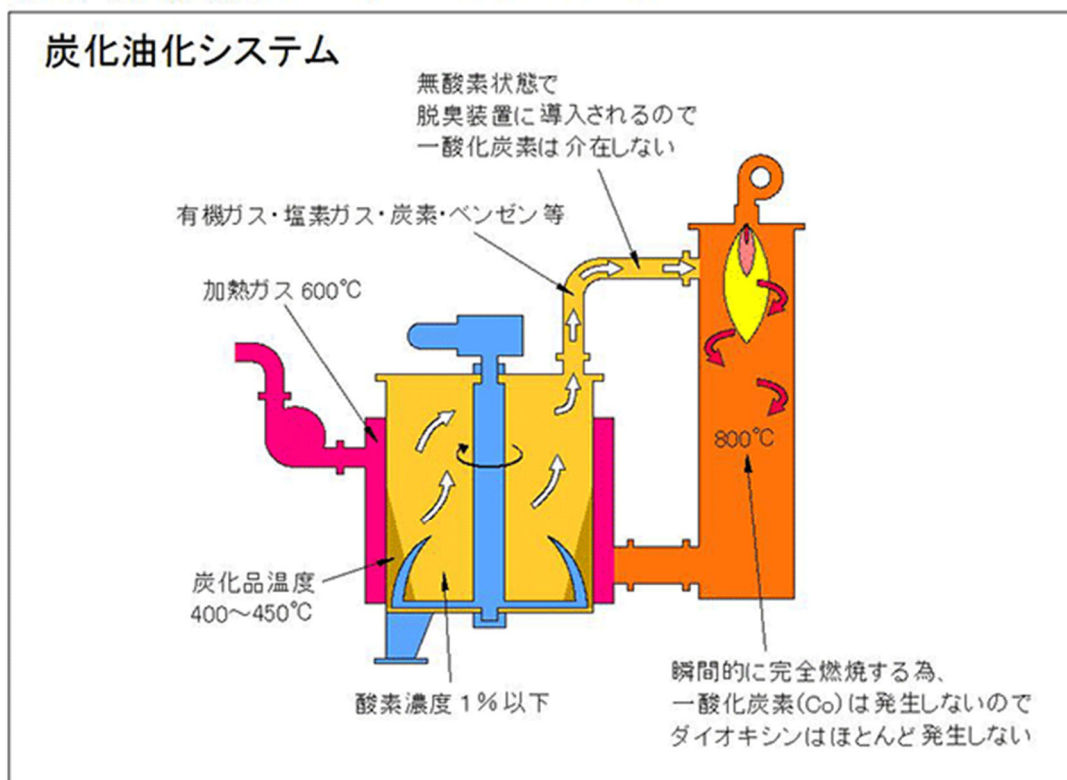


Fig. 1.9 High-speed carbonizer manufactured by Okadara Co., Ltd.<sup>18)</sup>

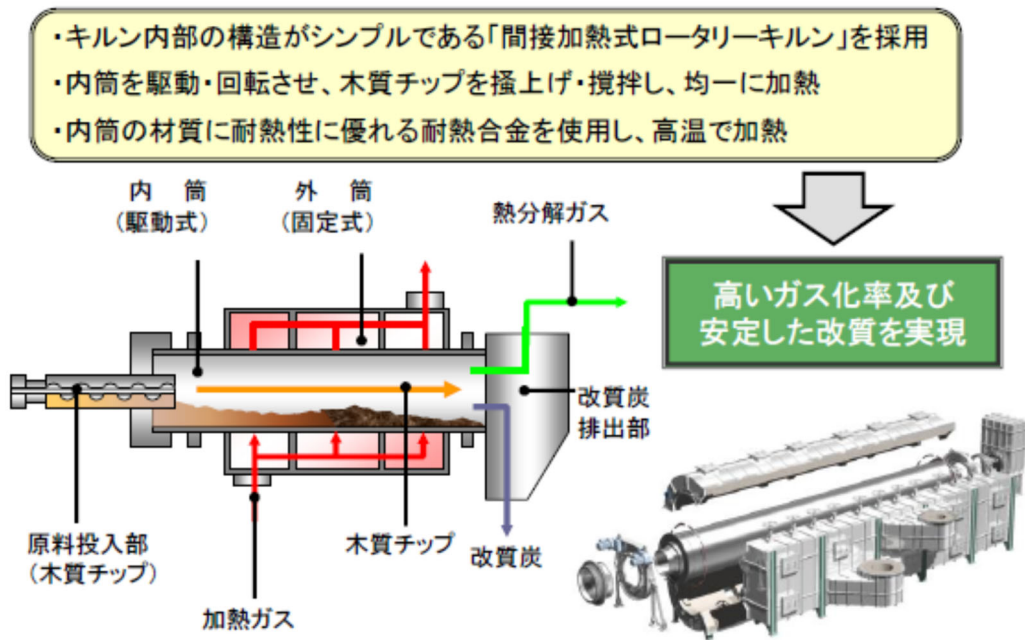


Fig. 1.10 Indirect heating rotary kiln manufactured by Mitsubishi Heavy Industries Environmental and Chemical Engineering Co., Ltd.<sup>19)</sup>

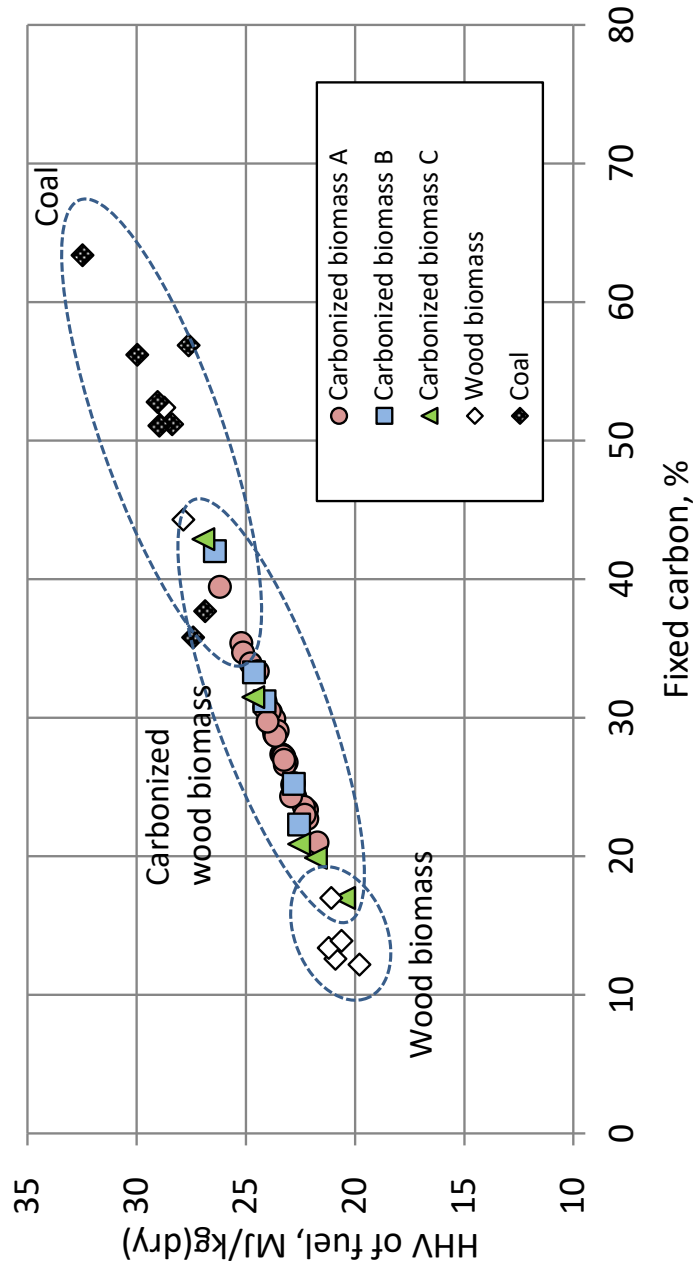


Fig. 1.11 Relationship between the fixed carbon and the higher heating value

#### 1.1.4 木質バイオマス炭化物を微粉炭火力発電所で混焼する際の課題抽出

木質バイオマス炭化物を微粉炭火力発電所で商用利用するまでの研究開発プロセスの大まかな流れと本研究の位置づけを Fig. 1.12 に示す。商用運転に至るまでには、事前検討や実機規模による実証を行う必要がある。新たなボイラ等の機器を開発する際は、ベンチスケール、パイロットスケール、実証プラント、商用運転という流れで実用化を図るのが一般的である。本研究は機器の開発ではなく、既存の機器に新たな燃料（木質バイオマス炭化物）を適用するための研究開発であること、既に木質ペレット等の混焼発電を実施しており、これまでの知見も活用可能であることから、主に、パイロット規模の実験等で実現可能性の評価を行い、次に実機等を用いた実証試験で適用性の検証を行うことで、商用運転の段階に移行することが可能と考えられる。この研究開発プロセスにおいて、本研究は、パイロット実験等による実現可能性評価を行う事前検討段階と位置づける。

木質バイオマスを炭化処理することで、混焼率を現状の約 10 倍以上に高められる可能性があるものの、炭化する際の温度や滞留時間により、炭化物の燃料性状は異なるものと推定される。そこで、①炭化条件が木質バイオマス炭化物の燃料性状に及ぼす影響の解明と整理、現状の 10 倍以上の混焼率を想定した際の粉碎性や燃焼性の解明と検証が必要である。さらに、②エネルギー密度を高めた炭化燃料の自己発熱特性の解明と、安全に貯蔵するための管理指標の構築が必要である。また、③大量の炭化燃料を調達する際の CO<sub>2</sub> 排出量や経済性の評価など、実現可能性の検討を行う必要がある。本研究ではこれらの 3 点を主な研究課題とし、解決に向けて取り組むこととした。なお、この 3 点に関して、本研究で取り組む内容を既往の研究開発状況もあわせて以下に述べる。またその概要を Table

1.2 に示す。

- ① 炭化温度等の製造条件を変化させた際の炭化物の性状を実験により求め、これを整理することで、所定の発熱量を有する炭化物を製造するための運転管理指標（発電所の出力制御は主に燃料の入熱管理で行っているため、重量当たりの発熱量が重要となる）を見出す。既往の研究では、炭化の度合いや発熱量などの炭化特性は、主に炭化物の炭素や水素の比率や固定炭素で整理できることがわかっており<sup>28-32)</sup>、これを確認する観点から、本研究では炭化物の固定炭素で整理を行う。しかし、固定炭素は分析に時間を要するため、運転中に決定可能な操作パラメータを用いた新たな運転管理指標も見出す。さらに、粉碎性や燃焼性（排ガス特性含む）に及ぼす影響を実験的に解明し、微粉炭火力発電所で木質バイオマス炭化物を現状の10倍以上で混焼する際の実用性を評価する。これらと類似する実験評価は、重電メーカーや一部の燃料トレーディング会社によって行われているが、メーカーノウハウとの観点から詳細なデータは公表されておらず、ここで得られた実機を模擬した実験データは、微粉炭火力発電所での実運用に貢献できるものと考えられる。
- ② 微粉炭火力発電所で混焼利用する際には、木質バイオマス炭化物を日量数千トン規模で扱うことになるため、これを想定した際の貯蔵時の自己発熱性の評価や、安全な貯蔵を行うための管理指標を構築しておくことが必要である。日本の微粉炭火力発電所では、瀝青炭を主燃料としているが、コスト削減と燃料種拡大の観点から、安価な亜瀝青炭の利用も進んでいる。亜瀝青炭は瀝青炭に比べ自己発熱性が高いため、貯蔵時における温度や酸化反応に伴い発生するCO濃度の計測・管理を徹底するとともに、適切な貯蔵時間（自然発火に至るまでには時間を要す



るため、その前に余裕をもって石炭を使い切る運用が行われている)を管理することで運用している。この亜瀝青炭と木質バイオマス炭化物の自己発熱量、CO発生濃度、発熱に至るまでの時間、温度変化量等を相対的に比較できれば、発電所での運用の重要な管理指標になるものと考えられる。自己発熱性に関しては、石炭を対象に100年以上にわたって基礎的かつ実用的な研究が行われてきている<sup>33-40)</sup>。本研究では、石炭研究の調査結果を参考に、発電所で簡便な計測が可能な等温発熱測定法(熱量測定法)とサイロを模擬可能な断熱法を評価方法として選定し、自己発熱性の評価を行う。等温発熱測定法については、発電所でも入手が可能な(あるいは分析の外注が可能な)市販の測定装置を用いることとし、サイロを想定した貯蔵時の自己発熱実験(断熱法)については、断熱性能の高い大型のサイロを模擬した既往の研究が見当たらないため、オリジナルの実験装置<sup>41)</sup>を用いて、木質バイオマス炭化物の自己発熱挙動を解明する。また、Ceballosら<sup>42)</sup>は、針葉樹の樹皮やおがくずの半炭化(トレファクション)試料を対象に、自己発熱性を評価し、固定炭素の増加に伴い発熱性が高まる傾向を明らかにしている。この固定炭素は、発電所での有効な管理指標のひとつとなり得るため、本研究でも固定炭素による整理を行い、その有効性を確認する。また、この結果と発電所で入手しやすい等温発熱測定データとの関連性を検討することで、発電所での運用に役立つ。

- ③ 木質バイオマスは、日本国内で大量かつ経済的に収集できるポテンシャルには限界があるため、賦存量の豊富な海外からの調達が考えられる。この場合、輸送や貯蔵コストの観点から、海外で木質バイオマス炭化物を製造し、エネルギー密度を高めた上で、輸入利用する方が望ましい。この調達方法に関する実現

可能性を評価するため、海外に炭化機を設置し、炭化燃料を製造して日本まで輸送するという、燃料サプライチェーン全体のプロセスを設定し、エネルギー消費量、CO<sub>2</sub>排出量、コストを見積もり、評価を行う。ここで、炭化燃料製造プロセスにおけるエネルギー消費量の積算には、運転条件や熱物質収支データが必要であることから、上記①の結果を用いる。なお、発電所が燃料を調達するにあたって、燃料トレーディング会社からは、木質ペレット等の輸入港での受け取り価格は提供されるものの、その根拠となる内訳まで示されることは殆ど無い。また、燃料の価格交渉において、様々な国や製造拠点（産地）のコストを自ら検討できるようにしておくことが望ましい。そこで、これらの観点から、試算結果に加え、一連の評価方法を確立し、発電所での燃料調達の検討や契約交渉に貢献する。



Fig. 1.12 R & D process and scope of this research

Table 1.2 Situation of three matters to be solved and issues of this study

Items to be solved	Previous R&D status	Issues of this study
<p>① What are the producing conditions of biomass carbonized fuel when co-firing at coal-fired power is assumed? Is it possible to achieve a co-firing ratio of 10 times or more compared to the current ratio (about 4%, calorie basis)?</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>There are studies on improvement effect of calorific value and grindability index (HGI) of torrefaction fuel, correlation arrangement by C / H ratio and fixed carbon.</li> <li>Demonstration test results regarding biomass carbonized fuel co-firing with coal are not disclosed due to manufacturer know-how.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>To elucidate the carbonization characteristics, and to find a simple operation control index for producing carbonized fuel with the required calorific value.</li> <li>To elucidate the grindability, combustibility, and exhaust gas properties under actual conditions, and to confirm that the co-firing ratio can be increased.</li> </ul>
<p>② Are there any safety issues during storage and transportation of the carbonized fuel?</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>There are many studies on coal.</li> <li>There are previous studies that considered the correlation between the results of self-heating value measurement and fixed carbon. However, there are no measurement results that simulate large silos, and there are no management guidelines based on these results.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>To choose the effective measurement method based on the knowledge of coal research.</li> <li>To find useful management guidelines and simple measurement methods for power plants based on measurement results.</li> </ul>
<p>③ Is it feasible to procure carbonized fuel from overseas in terms of cost and CO<sub>2</sub> emission reduction?</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>There are many import records of wood pellets, but few import records of carbonized fuel.</li> <li>The feasibility of procuring carbonized fuel from overseas is unclear in terms of cost and CO<sub>2</sub> emission reduction.</li> <li>The trading company offers the transaction price, but the breakdown is unclear. There is no user-oriented evaluation method that can negotiate prices and evaluate various overseas points of procurement.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>To estimate fuel costs and CO<sub>2</sub> emissions based on the experimental results in ①.</li> <li>To evaluate the feasibility to procure carbonized fuel from overseas in terms of cost and CO<sub>2</sub> emission reduction.</li> <li>To propose an evaluation method with a clear breakdown of costs.</li> </ul>

## 1.2 本研究の目的

本研究は、微粉炭火力発電所の CO<sub>2</sub> 排出量の大幅な削減（現状の約 10 倍以上の混焼率達成で、CO<sub>2</sub> 排出量半分以下まで削減）に貢献するため、木質バイオマス炭化燃料の混焼利用を想定し、1.1.4 項で述べた三つの技術課題（実証段階の手前の事前検討段階）として、①木質バイオマスの炭化特性を解明し、所定の性状を有する炭化物を安定的に製造するための運転管理指標を構築するとともに、粉碎性、燃焼性、環境性の観点から現状の 10 倍以上の混焼が可能であることを実証すること、②貯蔵時における木質バイオマス炭化物の自己発熱挙動を解明し、微粉炭火力発電所での実運用に資する相対的な（自己発熱性が比較的高く、実際に運用されている亜瀝青炭等との比較による）貯蔵管理条件を示すこと、③木質バイオマス賦存量が豊富な海外で炭化物を製造し、日本へ輸入して利用する際の CO<sub>2</sub> 排出量と経済性を積算（燃料製造のエネルギー消費量の積算に前記①の結果を反映）し、実現可能性評価と評価方法を示すことを目的とする。

### 1.3 本論文の概要

本論文は、第 1 章から第 5 章および付録で構成されている。

第 1 章は序論である。

第 2 章では、炭化温度を 250°C から最高 600°C まで設定可能な実験設備を用いて、性状の異なる代表的な木質バイオマスを用いた炭化実験を行い、その特性を整理し、木質バイオマスを炭化する際の運転管理指標を提案する。さらに、製造した炭化物を用いて、実際の微粉炭火力発電所と同じ方式の微粉碎機（ローラミル）とバーナを用いて、粉碎性、燃焼性、および燃焼排ガスの環境値の評価を行うことで、現状の 10 倍以上の混焼が可能であることを示す。

第 3 章では、代表的な木質バイオマス炭化物を対象に、炭化物そのものの自己発熱量（熱量測定法）を測定するとともに、サイロを想定した貯蔵時の自己発熱実験（断熱法）を行い、発電所で利用実績のある瀝青炭や亜瀝青炭と、木質バイオマス炭化物の CO 濃度や貯蔵時間等の比較から、微粉炭火力での実運用に資する相対的な管理条件を見出す。また、簡便な等温発熱測定法の有効性に言及する。

第 4 章では、日本における木質ペレット (WP: Wood Pellets) の輸入規模を参考に、炭化機の規模を仮定し、その際のエネルギー消費量を第 2 章の炭化実験結果に基づき算出するとともに、輸出港までの陸上輸送ならびに日本までの海上輸送に係わるエネルギー消費量を積算し、このときの CO<sub>2</sub> 排出量とコストを試算・評価する。さらに、微粉炭火力発電所で炭化ペレットを混焼した際の CO<sub>2</sub> 排出量とコストへの影響を評価する。なお、燃料の製造は、日本向けの木質ペレット WP の主要輸出国であるカナダとベトナムを選定し(先に述べた通り、両国で輸入量全体の約 8 割を占める)、評価にあたっては、実際に輸入利用されている木質ペレット WP と比較することで実現可能性について論ずる。

第 5 章は結論である。

付録 A には、参考のため、第 4 章で試算した 3 つのケース（WP と固定炭素の異なる CP2 種類（CP20、CP25））について、燃料製造に係わる熱物質収支バランスシートの例を示す。

## 【参考文献】

- 1) 電気事業連合会, *FEPC INFOBASE*, 2021, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022), [https://www.fepec.or.jp/library/data/infobase/pdf/2021\\_all.pdf](https://www.fepec.or.jp/library/data/infobase/pdf/2021_all.pdf).
- 2) T. Nagai, S. Kajitani, Development of IGCC Demonstration Plant - from 200 t/d Pilot Plant to 250MW Demonstration Plant -, *Journal of the Japan Institute of Energy*, **86**(5), 315-320(2007).
- 3) T. Hashimoto, K. Sakamoto, Y. Kitagawa, Y. Hyakutake, N. Setani, Development of IGCC Commercial Plant with Air-blown Gasifier, *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*, **46**(2), (2009), 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022), <https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e462/e462001.pdf>.
- 4) T. Hirata, H. Nagayasu, T. Yonekawa, M. Inui, T. Kamijo, Y. Kubota, T. Tsujiuchi, D. Shimada, T. Wall, J. Thomas, Current Status of MHI CO<sub>2</sub> Capture Plant technology, 500 TPD CCS Demonstration of Test Results and Reliable Technologies Applied to Coal Fired Flue Gas, *Energy Procedia*, **63**, 6120-6123(2014).
- 5) 木本政義, 「微粉炭火力におけるアンモニア混焼技術の開発」, *電気現場*, **61**(717), 38-42(2022).
- 6) M. Nose, T. Kawakami, S. Nakamura, H. Kuroki, M. Kataoka, M. Yuri, “Development of Hydrogen/Ammonia Fired Gas Turbine for the Decarbonized Society”, *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*, **59**(1), 2022, 資料ダウンロード (accessed April 4, 2022), <https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e583/e583030.pdf>
- 7) María V. Gil, Fernando Rubiera, "5 - Coal and biomass cofiring: fundamentals and future trends", Editor(s): Isabel Suárez-Ruiz, Maria Antonia Diez, Fernando Rubiera, *New Trends in Coal Conversion*,



- Woodhead Publishing, 117-140(2019).
- 8) S. De, M. Assadi, Impact of cofiring biomass with coal in power plants – A techno-economic assessment, *Biomass and Bioenergy*, **33**(2), 283-293(2009).
  - 9) K.V. Narayanan, E. Natarajan, Experimental studies on cofiring of coal and biomass blends in India, *Renewable Energy*, **32**(15), 2548-2558(2007).
  - 10) A. Demirbaş, Sustainable cofiring of biomass with coal, *Energy Conversion and Management*, **44**(9), 1465-1479(2003).
  - 11) M. L. Holtmeyer, B. M. Kumfer, R. L. Axelbaum, Effects of biomass particle size during cofiring under air-fired and oxyfuel conditions, *Applied Energy*, **93**, 606-613(2012).
  - 12) D. Loeffler, N. Anderson, Emissions tradeoffs associated with cofiring forest biomass with coal: A case study in Colorado, USA, *Applied Energy*, **113**, 67-77(2014).
  - 13) 日本木質バイオマスエネルギー協会, 木質バイオマスエネルギーデータブック 2018, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022), <https://jwba.or.jp/wp/wp-content/uploads/2021/12/木質バイオマスエネルギー-データブック-2018.pdf>.
  - 14) 日本木質バイオマスエネルギー協会, データベース ⑥-a 通関統計, 資料ダウンロード (accessed June 14, 2022), <https://jwba.or.jp/database/woody-biomass-database/database-price-transition01/>.
  - 15) 今村栄一, 井内正直, 坂東茂, 日本における発電技術のライフサイクル CO<sub>2</sub> 排出量総合評価, *電力中央研究所報告*, 総合報告 Y06(2016).
  - 16) Mitsui & Co., Global Strategic Studies Institute Monthly Report, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022),

[https://www.mitsui.com/mgssi/en/report/detail/\\_\\_\\_icsFiles/afieldfile/2018/01/12/170703m\\_unokikuchi\\_e.pdf](https://www.mitsui.com/mgssi/en/report/detail/___icsFiles/afieldfile/2018/01/12/170703m_unokikuchi_e.pdf)

- 17) 芦澤正美, 井内正直, 木本政義, 梶谷史朗, 市川和芳, 木戸口和浩, 地域性を活かしたバイオマス高度利用・高効率発電技術の開発(技術紹介), 平成17年火力原子力発電大会論文集(CD-ROM), 4-3(2005).
- 18) 株式会社オカドラ, ガス燃焼式炭化機, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022), <https://www.okadora.co.jp/gas-burning-type-carbonizer.html>.
- 19) 遠藤 雄樹, 「石炭火力における混焼率 30%を実現する木質バイオマスの改質プロセスの実用化開発」, 環境省, 地域共創・セクター横断型カーボンニュートラル技術開発・実証事業(CO2排出削減対策強化誘導型技術開発・実証事業), 5. バイオマス・循環資源低炭素化技術開発分野, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022), [https://www.env.go.jp/earth/ondanka/cpttv\\_funds/pdf/db/135.pdf](https://www.env.go.jp/earth/ondanka/cpttv_funds/pdf/db/135.pdf).
- 20) 古賀洋一, 遠藤雄樹, 大貫博, 加倉田一晃, 甘利猛, 小瀬公利, 下水汚泥炭化燃料製造とバイオマス発電利用への取り組み, 三菱重工技報, **44**(2), 43-46(2007).
- 21) J. Xue, T.Chellappa, S. Ceylan, J. L. Goldfarb, Enhancing biomass + coal Co-firing scenarios via biomass torrefaction and carbonization: Case study of avocado pit biomass and Illinois No. 6 coal, *Renewable Energy*, **122**, 152-162(2018).
- 22) B. Arias, C. Pevida, J. Feroso, M.G. Plaza, F. Rubiera, J.J. Pis, Influence of torrefaction on the grindability and reactivity of woody biomass, *Fuel Processing Technology*, **89**(2), 169-175(2008).
- 23) M. Phanphanich, S. Mani, Impact of torrefaction on the grindability and fuel characteristics of forest biomass, *Bioresource Technology*,

- 102(2), 1246-1253(2011).
- 24) M.J.C. van der Stelt, H. Gerhauser, J.H.A. Kiel, K.J. Ptasinski, Biomass upgrading by torrefaction for the production of biofuels: A review, *Biomass and Bioenergy*, **35**(9), 3748-3762(2011).
- 25) C. Ndibe, J. Maier, G. Scheffknecht, Combustion, cofiring and emissions characteristics of torrefied biomass in a drop tube reactor, *Biomass and Bioenergy*, **79**, 105-115(2015).
- 26) C-W. Huang, Y-H. Li, K-L. Xiao, J. Lasek, Cofiring characteristics of coal blended with torrefied Miscanthus biochar optimized with three Taguchi indexes, *Energy*, **172**, 566-579(2019).
- 27) 吉田貴紘, 熱処理バイオマスペレット燃料の製造技術および評価方法, *実験力学*, **19**(3), 175-181(2019).
- 28) M.J.C. van der Stelt, H. Gerhauser, J.H.A. Kiel, K.J. Ptasinski, Biomass upgrading by torrefaction for the production of biofuels: A review, *Biomass and Bioenergy*, **35**(9), 3748-3762(2011).
- 29) 吉田貴紘, 熱処理バイオマスペレット燃料の製造技術および評価方法, *実験力学*, **19**(3), 175-181(2019).
- 30) 庄司哲也, 櫻木潔, 多喜真之, 大高円, 4 t/d 炭化燃料化実験設備の運転条件が炭化燃料性状に及ぼす影響の評価, *電力中央研究所報告*, **M14012**, 5-9(2015).
- 31) 田上奈実, 中館朋江, 水野諭, 井田民男, 石炭の指標を適用した緑茶の半炭化特性評価, *Journal of the Japan Institute of Energy*, **97**(1), 1-7(2018).
- 32) J. Qi, J. Zhao, Y. Xu, Y. Wang, K. Han, Segmented heating carbonization of biomass: Yields, property and estimation of heating value of chars, *Energy*, **144**, 301-311(2018).
- 33) 内田宗宏, 堤武司, 上坊和弥, 野村誠治, 齋藤公児, 石炭の酸化発熱特性評価法の開発, *日本製鉄技報*, **413**, 151-156(2019).

- 34) 松本雅治, No.2-6 貯蔵管理における自然発熱性評価手法に関する検討, 第55回石炭科学会議発表論文集, 日本エネルギー学会, 55(2018), 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022) : [https://www.jstage.jst.go.jp/article/jiesekitanronbun/55/0/55\\_58/pdf/-char/ja](https://www.jstage.jst.go.jp/article/jiesekitanronbun/55/0/55_58/pdf/-char/ja).
- 35) B. Beamish, M. A Barakat, J. D. St George, Adiabatic testing procedures for determining the self-heating propensity of coal and sample ageing effects, *Thermochimica Acta*, 362(1-2), pp. 79-87(2000).
- 36) B. Beamish, R. Beamish, Benchmarking moist coal adiabatic oven testing, 10th Underground Coal Operators Conference, University of Wollongong & the Australasian Institute of Mining and Metallurgy, 264-268(2010), 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022): <https://ro.uow.edu.au/coal/324/>.
- 37) X. Wang, Y. Luo, Study on correlation of quantified coal rank with self-heating temperature, *Mining Engineering*, 67(11), 54-60(2015).
- 38) J. Li, Z. Li, Y. Yang, X. Zhang, D. Yan, L. Liu, Inhibitive effects of antioxidants on coal spontaneous combustion, *Energy and Fuels*, 31(12), 14180-14190(2017).
- 39) Y. S. Nugroho, A. C. McIntosh, B. M. Gibbs, Low-temperature oxidation of single and blended coals, *Fuel*, 79(15), 1951-1961(2000).
- 40) 内田宗宏, 藤部康弘, 西藤将之, 上坊和弥, 野村誠治, 齋藤公児, 尾崎純一, 宝田恭之, No.2-1 バッチ式試験装置を用いた石炭低温酸化反応の検討, 第55回石炭科学会議発表論文集, 日本エネルギー学会, 55(2018), 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022): [https://www.jstage.jst.go.jp/article/jiesekitanronbun/55/0/55\\_48/pdf/-char/ja](https://www.jstage.jst.go.jp/article/jiesekitanronbun/55/0/55_48/pdf/-char/ja).
- 41) 木本政義, 芦澤正美, 木質ペレット貯蔵時の自然発火性に関する

る調査 -自然発火メカニズムと実証試験方法-, 電力中央研究所  
報告, **M08022**(2009).

- 42) D. C. C. Ceballos, K. Hawboldt, R. Hellleur, Effect of production conditions on self-heating propensity of torrefied sawmill residues, *Fuel*, **160**, 227-237(2015).

## 第2章 木質バイオマスの炭化特性と炭化物の粉碎性・燃焼性

### 2.1 はじめに

微粉炭火力発電は、発電事業者による総発電電力量の約3割を占めており、日本の主力電源のひとつである<sup>1)</sup>。この微粉炭火力発電において、国際的な脱炭素化ニーズに応じていくためには、蒸気条件の高温・高圧化や石炭ガス化複合発電の採用など、高効率化<sup>2, 3)</sup>を進めるほか、CO<sub>2</sub>回収技術の開発・適用<sup>4)</sup>などが考えられる。その一方で、バイオマスはカーボンニュートラルであることから、既存の微粉炭火力でバイオマスを混合燃焼（混焼）する方法もひとつの有効な手段である<sup>5-10)</sup>。しかし、バイオマスは、石炭に比べると発熱量や嵩密度が低いため、輸送・貯蔵が非効率であるほか、繊維質であることから混合粉碎時に石炭の粉碎性を低下させるなど、微粉炭火力での混焼利用においては、クリアしなければならない幾つかの課題がある。加えて、エネルギーとして利用できるバイオマスの供給力には限界があるため、既存の微粉炭火力でのバイオマス混焼率は、熱量基準で3～4%程度に留まっているケースが多い<sup>11)</sup>。

木質バイオマスを炭化して品質改善できれば、効率的な輸送が可能となるほか、発熱量や粉碎性を改善でき、微粉炭火力での混焼率を大幅に高められる可能性がある。既往の研究においても、バイオマスを炭化処理（本研究では、200～300℃程度で熱分解させ燃料化するトレフアクションも含め、より高温の400℃程度までの温度域を対象とするため、炭化という言葉を用いることとした）することで、石炭と同等の性状に近づけられること<sup>12)</sup>や、粉碎性などのハンドリング性を改善できること<sup>13-15)</sup>、石炭と混焼した際の燃焼性や環境性の向上に基づく有効性などが数多く報告<sup>16-18)</sup>されている。これらの有効性に基づき、微粉炭火力発電所で実利用に供するためには、炭化温度等の製造条件を変化させた際の炭化物の性状を整理し、粉碎性や燃焼性に及ぼす影響を明らかにするとともに、所定の高位発

熱量を有する炭化物を安定的に製造するための運転管理指標を定めておくことが重要となる。しかし、これらの実証運転は重電メーカーや一部の燃料トレーディング会社によって行われているが、メーカーノウハウとの観点から詳細なデータは公表されておらず、ここで得られた実機を模擬した実験データは、微粉炭火力発電所での実運用に貢献できるものと考えられる。

本研究の目的は、炭化温度を 250℃から最高 600℃まで設定可能な実験設備を用いて、性状の異なる代表的な木質バイオマスを用いた炭化実験を行い、その特性を整理し、木質バイオマスを炭化する際の運転管理指標を示すことである。さらに、製造した炭化物を用いて、実際の微粉炭火力発電所と同じ方式の微粉碎機（ローラミル）とバーナを用いて、粉碎性、燃焼性、および燃焼排ガスの環境値の評価を行うことで、炭化物が既存の微粉炭火力発電の混焼燃料として有効であること、従来の 10 倍以上の混焼率について、技術的な見通しを得ることである。

## 2.2 実験

### 2.2.1 供試燃料

実験に供試した木質バイオマスの燃料性状を Table 2.1 に示す。海外産として、北米産の樹皮 (BK-A1)、製材残材(LR-A1、A2)、林地残材 (FR-A1) を選定した。供試燃料は、海外産も含めて、全て針葉樹であり、国内の製材工場から入手した。なお、バイオマス貯蔵容量や実験期間・回数の制約などから、炭化、粉碎、燃焼の各実験で同一のバイオマスを用いることが困難であったため、Table 2.1 には各実験に用いたバイオマス種を明示した。また、粉碎実験と燃焼実験の比較用として、日本の微粉炭火力発電所で使われている代表的な石炭として、豪州産の瀝青炭 2 種類(Coal LD, NL)とインドネシア産の亜瀝青炭 1 種類(Coal AD)を選定し、これらの燃料性状についても Table 2.1 に示した。

### 2.2.2 実験設備と方法

#### (1) 炭化実験

炭化実験設備<sup>19, 20)</sup>の概要を Fig. 2.1 に示す。実験設備は、バイオマスを乾燥させる乾燥機、炭化機の昇温と温度維持のための熱風発生炉、炭化機本体、熱分解ガスを処理する焼却炉、炭化物の冷却器などから構成されている。炭化機本体は、ロータリーキルンを採用しており、熱風発生炉の排気ガスを投入し温度を維持するための外筒と、間接熱でバイオマスを炭化する回転式の内筒から構成されている。また、外筒に取り付けられた放射温度計により、内筒表面のメタル温度を軸方向に 4 カ所計測できる。炭化機の温度を最高 600°C まで加熱できるように、内筒の材質は耐熱性の高い、Special Metals Company の INCOLOY (800H)を採用している。本実験では、炭化機の運転温度範囲は、内筒メタル温度の平均値(以下、炭化温度)で、概ね 290°C~400°C、炭化機内筒の回転数は 3 rpm、原料供給量は 100



～150 kg/h の範囲で行った。炭化時間は約 40 分、得られた炭化物の量は概ね 50～80 kg/h の範囲であった。なお、炭化温度は、熱風発生炉への LPG 供給量を制御し、排ガス温度を操作することで変化させた。製造した炭化物は、自然発熱の危険があるため、窒素封入したドラム缶にて保管し、温度管理も行った。なお、炭化特性を評価するため、炭化物の重量収率（炭化物収率） $\eta_{cb}$ （%）、エネルギー収率（熱量残留率） $\eta_{rh}$ （%）、炭化熱効率  $\eta_{ce}$ （%）を式(1)～(3)の通り定義した。

$$\eta_{cb} = M_c / M_i \times 100 \quad (1)$$

$$\eta_{rh} = (Q_c \times M_c) / (Q_b \times M_i) \times 100 \quad (2)$$

$$\eta_{ce} = (Q_c \times M_c) / ((Q_b \times M_i) + (Q_l \times M_l)) \times 100 \quad (3)$$

ここで、式(1)～(3)の記号は下記の通りである。

$M_c$  : 炭化物製造量 (kg/h)

$M_i$  : バイオマス供給量 (kg/h)

$M_l$  : LPG 投入量 (Nm<sup>3</sup>/h)

$Q_c$  : 炭化物高位発熱量 (MJ/kg)

$Q_b$  : バイオマス高位発熱量 (MJ/kg)

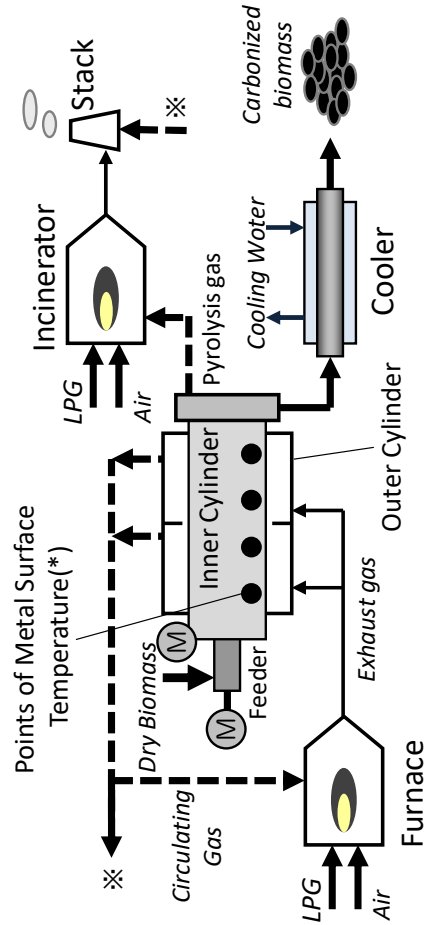
$Q_l$  : LPG 高位発熱量 (MJ/Nm<sup>3</sup>)

Table 2.1 Properties of biomass and coal used in the experiments

Fuel	BK-A1	LR-A1	CF-J1	LR-A2	FR-A1	Coal LD	Coal NL	Coal AD
	Bark	Lumber Residue	Conifer	Lumber Residue	Forest Residue	Bituminous	Subbituminous	
Producing Area	North America	North America	Japan	North America	North America	Australia	Australia	Indonesia
Carbonization	○	○	○	○	○			
Carbonizing Test	○	○			○			
Grindability Test			○	○	○	○	○	○
Combustibility Test	○	○				○		
Moisture(*1)	46.3	59.5	28.5	45.0	29.2	5.2	9.6	27.8
(wt% as received basis)								
Proximate Analysis(*1)								
(wt% dry basis)								
Ash	4.1	0.1	0.2	1.0	2.9	12.5	14.2	3.2
Volatile Matter	78.9	87.7	87.2	85.6	83.2	35.1	28.8	52.5
Fixed Carbon	17.0	12.2	12.6	13.4	13.9	52.4	57.0	44.3
Fuel Ratio								
(ash-free basis)	0.22	0.14	0.14	0.16	0.17	1.49	1.98	0.84
Ultimate Analysis								
(wt% dry ash-free basis)								
C	51.3	50.3	50.6	50.0	48.8	73.8	73.3	70.2
H	6.65	6.64	6.45	6.62	6.39	4.95	4.33	5.23
N	0.23	0.05	0.06	0.14	0.36	1.82	1.53	1.04
O	37.70	42.90	42.70	42.20	41.50	6.5	6.4	20.3
S	0.02	<0.01	<0.01	<0.01	0.02	0.49	0.30	0.13
Calorific Value(*4)								
HHV	21.09	19.80	20.90	21.22	20.63	28.75	29.93	27.87
LHV	19.59	18.3	19.44	19.73	19.18	28.64	28.95	26.69
(MJ/kg dry basis)								

\*1 : According to JIS M 8812, \*2 : JIS M 8819, \*3 : JIS M 8813, \*4 : JIS M 8814

Items	Specifications
Size of Carbonizer	H2.5m x W2.3m x L10m
Size of Inner Cylinder	φ0.8m x L7.5m (Heating part : L6m)
Feed Capacity	100~150kg/h
Carbonization Temperature	250~600°C
Residence Time	15~50min
Pressure	Ordinary Pressure



(\*) The inner cylinder surface temperature was measured with a radiation thermometer attached to the outer cylinder.

Fig. 2.1 Outline of carbonizing test facility

## (2) 粉砕実験

炭化物の粉砕実験を行う実験装置<sup>18)</sup>の概要を Fig. 2.2 に示す。微粉炭火力発電所における粉砕特性を模擬するため、発電所と同一方式のローラミル（宇部興産機械（株）の堅型ローラミル UM2.6S）を用いた。実験装置では、燃料供給量のほか、ローラ圧力やミルテーブル回転数、分級機回転数などが可変である。実験条件としては、石炭の粉砕実験の経験に基づき、粉砕試料の粒径分布が実機とほぼ同等となるよう、ローラ圧力を約 5.0 MPa、分級機回転数を約 450 rpm、ミルテーブル回転数を約 60 rpm とした。ミルに供給する炭化物は、実際の輸送や貯蔵工程を模擬するため、C. F. Nielsen 社の Briquetting Machine BP3200 を用いて、長さ 40 mm 以下のブリケットに圧縮成形し、これを直径約 10 mm 以下の粒径まで粗粉砕した試料を用いた。粉砕特性は、発電所の運用に合わせて、熱量基準（入熱管理）で評価するものとし、粗粉砕した試料の供給量は、入熱量が 2.3 MW に一定となるよう試料の低位発熱量に応じて、CF-J1 は約 339 kg/h、LR-A2 は約 350 kg/h、FR-A1 は約 355 kg/h、Coal LD は約 289 kg/h、Coal AD は約 310 kg/h とした。

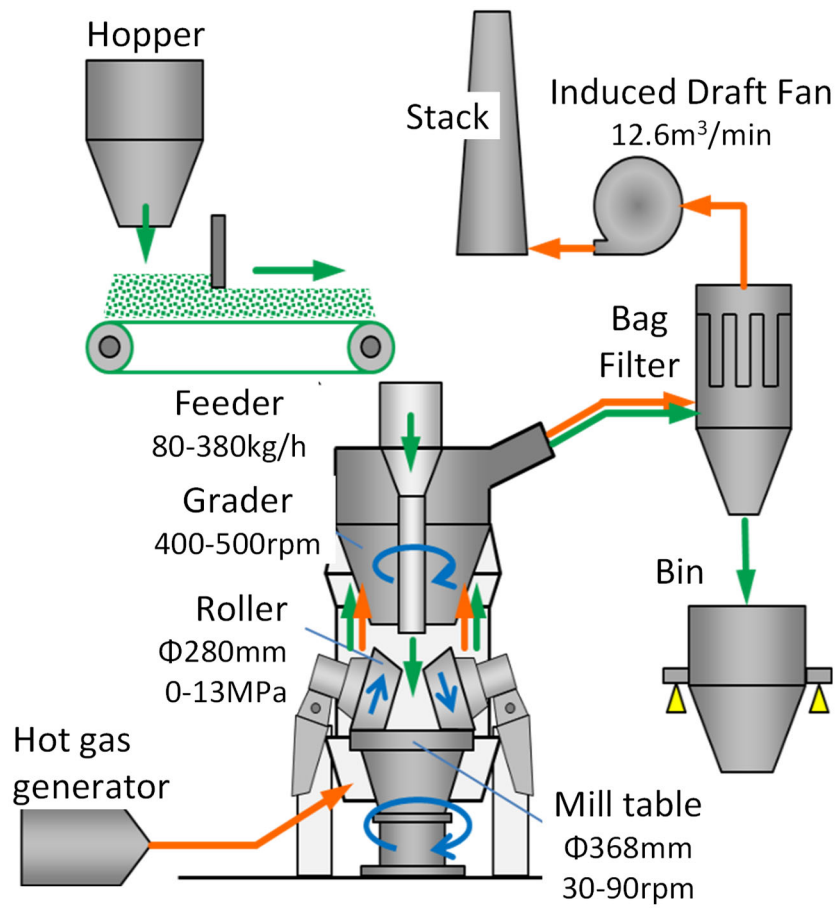


Fig. 2.2 Roller mill test facility

### (3) 燃焼実験

炭化物の燃焼実験を行う石炭燃焼実験設備<sup>18)</sup>を Fig. 2.3 に示す。BK-A1、LR-A1 の炭化物専焼実験、および豪州産瀝青炭 Coal NL に BK-A1 を熱量基準で 30%混合した混焼実験を行った。石炭専焼時の定格燃料投入量は 100 kg/h (設計に用いた基準炭の場合) である。また、実機の石炭ボイラにおける燃焼火炎を模擬するため、バーナから約 3 m の位置から 2 段燃焼用の空気を投入できる。主要な計測項目としては、NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub>、灰中未燃分などを計測可能である。また、燃料中の灰分量の影響を除き、燃料が実際に燃焼された割合を評価するため、式(4)の燃焼率  $BR$  (%) を定義し評価に用いた。

$$BR = 100 - 100 \times \frac{Uc}{(100-Uc)} \times \frac{As}{(100-As)} \quad (4)$$

ここで、 $Uc$  は灰中未燃分(wt%)、 $As$  は燃料中灰分(wt%)を示す。

燃焼実験の条件としては、発電所の運用に合わせて、熱量基準で評価するものとし、入熱が定格値 (760 kW (dry basis, LHV)) 一定となるよう、燃料供給量を 98~130 kg/h で変化させた。また、火炉出口の O<sub>2</sub> 濃度は 4vol%、二段燃焼率 (二段燃焼用空気量 / 燃焼用全空気量) は 30%とした。

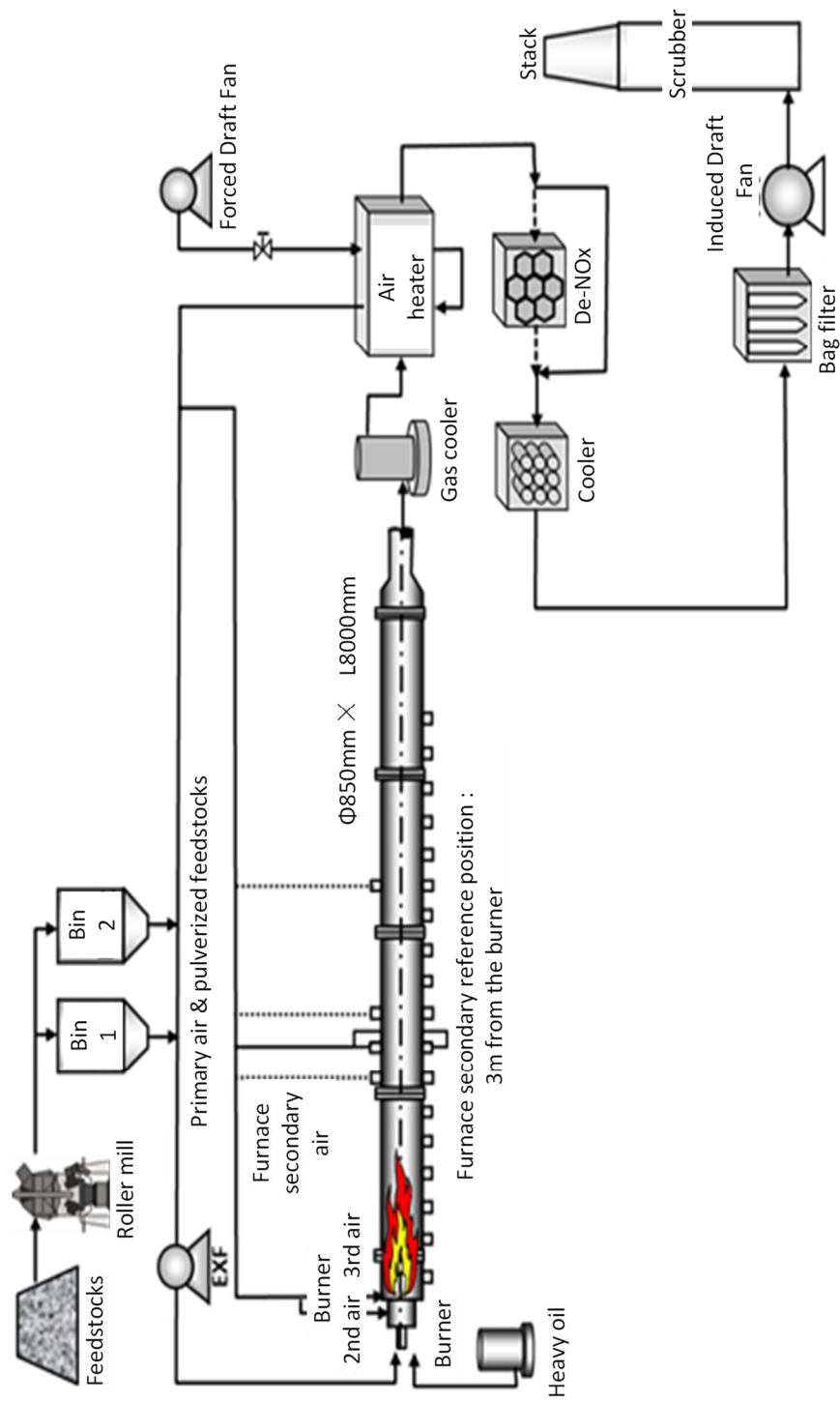


Fig. 2.3 Single burner combustion test facility

## 2.3 結果と考察

### 2.3.1 炭化特性

炭化実験設備で製造した炭化物の代表的な性状分析結果を Table 2.2 に示す。Table 2.1 に示した原料のバイオマス性状と比較すると、20wt%以上あった水分含有量は、0.1wt%以下となり、熱分解により揮発分は平均 85wt%から平均 62wt%まで減少した。固定炭素と揮発分の比である燃料比 (Fuel Ratio) を炭化の前後で比較すると、0.14~0.22 から 0.35~0.78 へと約 1.5~5 倍程度の増加がみられた。これは炭化により、揮発分が減少し固定炭素が増加したことによる。また、熱分解により脱酸素化も進み、炭化物の高位発熱量は、20~22 MJ/kg であったものから 22~27 MJ/kg へ増加した。

式(1)から(3)で定義した、炭化物収率  $\eta_{cb}$ 、エネルギー収率  $\eta_{rh}$ 、炭化熱効率  $\eta_{ce}$  の炭化特性と炭化物の重量あたりの高位発熱量について、炭化温度で整理した結果を Fig. 2.4 に示す。炭化温度を高めるほど、これらの炭化特性は低下する傾向にあり、逆に重量あたりの高位発熱量は高まる傾向にあった。ただし、ここで用いている炭化温度は、炭化機の内筒表面の平均メタル温度であって、炭化物自体の温度ではないため、装置固有の特性を含んでいる。炭化温度と炭化特性の相関係数  $R^2$  は概ね 0.394~0.610、高位発熱量との  $R^2$  は 0.470 にとどまる。

一方、炭化物の物性のひとつである固定炭素で、炭化特性と高位発熱量を同様に整理した結果を Fig. 2.5 に示す。このときの相関係数  $R^2$  は 0.784 以上であり、バイオマスの種類や炭化条件によらず、固定炭素と炭化特性の間には強い相関性のあることがわかる。特に、Fig. 2.5(d)は、炭化物の物性である高位発熱量と固定炭素の関係を示しているため、装置固有の特性や実験による計測値のバラツキが含まれず、より強い相関関係 (相関係数  $R^2=0.986$ ) が得られた。この



傾向は、既往の研究結果と一致する<sup>15,18,20-22)</sup>。したがって、従来からの知見の通り、固定炭素は炭化特性や炭化物の性状を整理するのに適した分析値であり、目標とする高位発熱量の炭化物を製造する際の指標となり得る。

しかし、固定炭素は、炭化後の試料を工業分析して得られる数値であるため、炭化物製造中の運転管理指標としては即時性や利便性に欠ける。そこで、運転中に短時間で簡便に計測可能な管理指標として、炭化物収率  $\eta_{cb}$  に着目し、固定炭素をはじめ、炭化特性と高位発熱量の関係を炭化物収率  $\eta_{cb}$  で整理した (Fig. 2.6)。その結果、相関係数  $R^2$  は 0.9 以上と高く、特に高位発熱量との相関係数  $R^2$  は 0.928 であった。この相関係数は、固定炭素との相関係数  $R^2=0.986$  より低いですが、先の炭化温度との相関係数に比べて高い。この傾向は既往の研究<sup>23,24)</sup>とも一致しており、炭化物製造中の運転管理指標としては、炭化温度よりも炭化物収率  $\eta_{cb}$  が有効であると考えられる。例えば、25 MJ/kg の高位発熱量を有する炭化物を製造するためには、約 53% の炭化物収率  $\eta_{cb}$  が得るように運転操作すればよい。炭化物収率  $\eta_{cb}$  は、バイオマスの投入量と炭化物製造量から求められるため、運転中に比較的容易に計測できる。このことから、炭化物収率  $\eta_{cb}$  は、目標とする高位発熱量の炭化物を製造するための実用性の高い運転管理指標として活用できる。

Table 2.2 Typical properties of carbonized woody biomass

Biomass	BK-A1	LR-A1	CF-J1	LR-A2	FR-A1
Moisture(*1) (wt%)	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
Proximate Analysis(*1) (wt% dry basis)					
Ash	8.00	0.63	0.60	2.30	5.80
Volatile Matter	68.40	55.77	61.20	64.90	60.70
Fixed Carbon	23.60	43.60	38.20	32.80	33.50
Fuel Ratio					
(ash-free basis)	0.35	0.78	0.62	0.51	0.55
Ultimate Analysis (wt% dry ash-free basis)					
C	55.84	68.68	63.00	62.60	60.50
H (*2)	5.91	5.30	5.58	5.57	5.36
N	0.34	0.09	0.11	0.22	0.54
O (*3)	29.88	25.30	30.70	29.30	27.80
S	0.03	<0.01	0.01	0.01	0.02
Calorific Value(*4)					
HHV	22.17	27.35	25.67	24.99	24.52
LHV	20.84	26.16	24.41	23.73	23.31
(MJ/kg dry basis)					

\*1 : According to JIS M 8812, \*2 : JIS M 8819, \*3 : JIS M 8813, \*4 : JIS M 8814

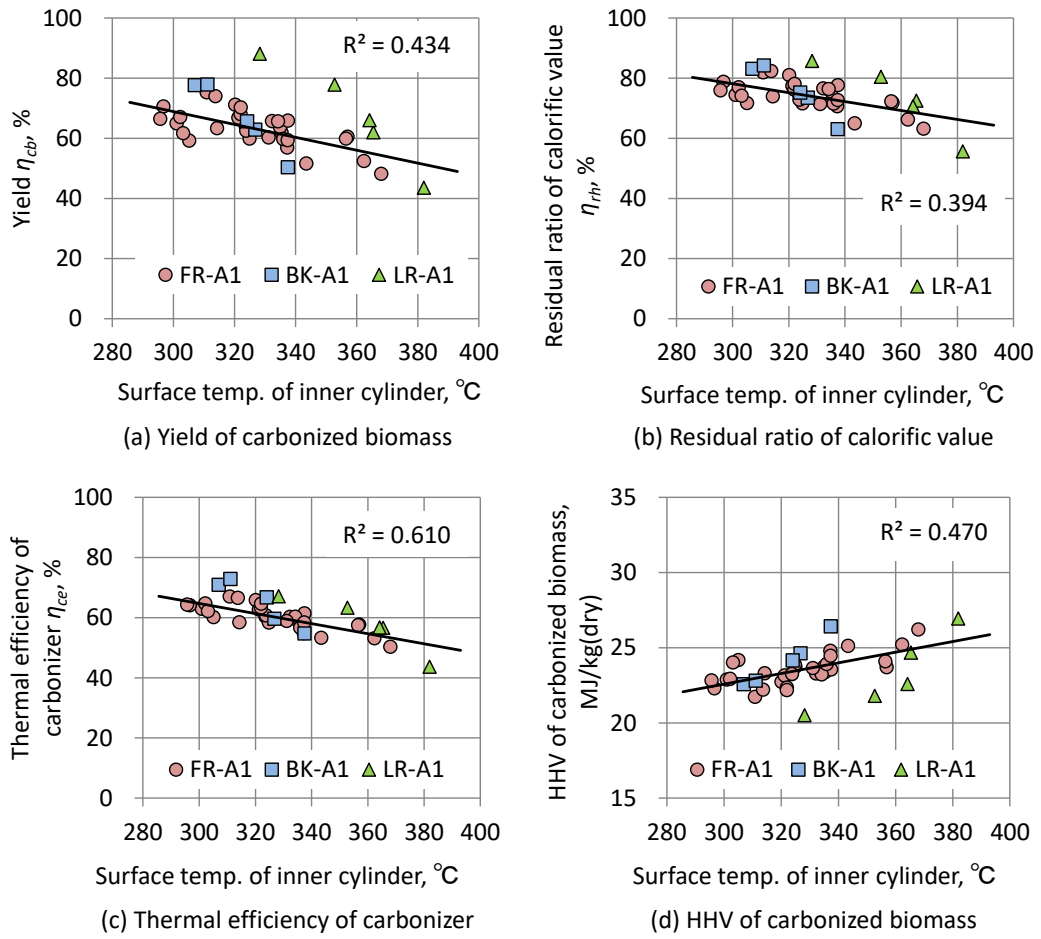
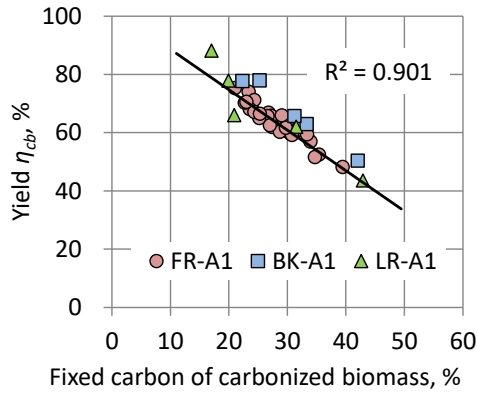
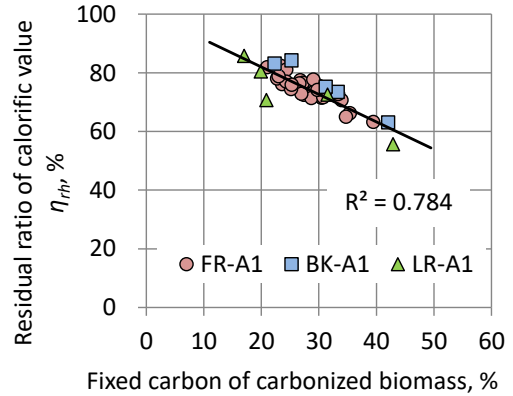


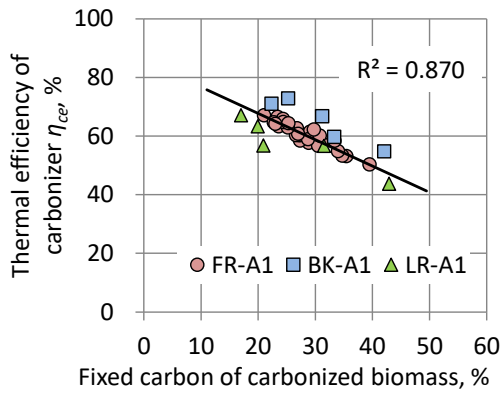
Fig. 2.4 Carbonizing temperature affects carbonization characteristics



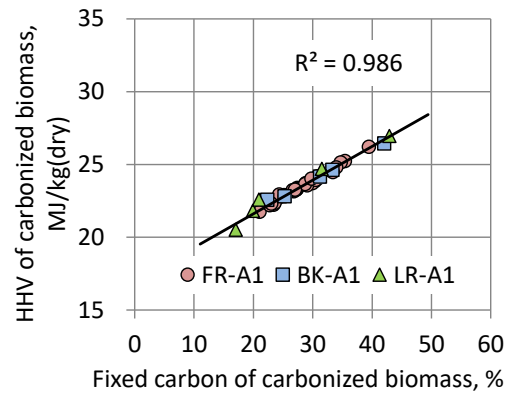
(a) Yield of carbonized biomass



(b) Residual ratio of calorific value



(c) Thermal efficiency of carbonizer



(d) HHV of carbonized biomass

Fig. 2.5 Carbonization characteristics and fixed carbon of carbonized woody biomass

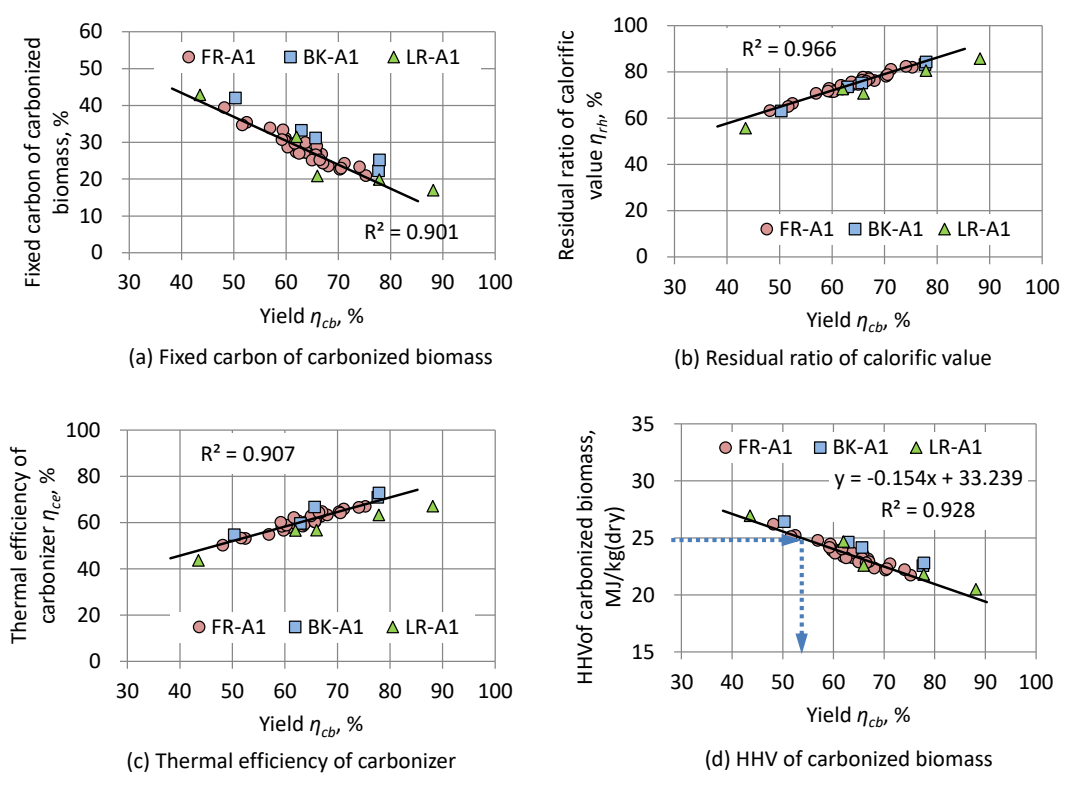


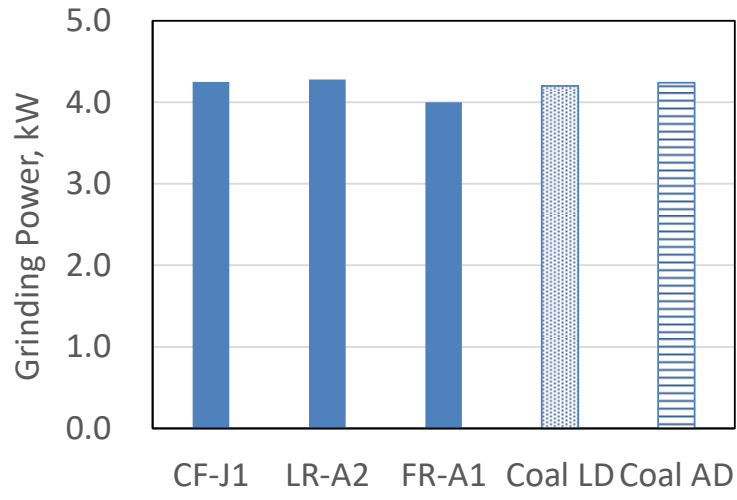
Fig. 2.6 Carbonization characteristics and weight yield  $\eta_{cb}$

### 2.3.2 粉砕特性

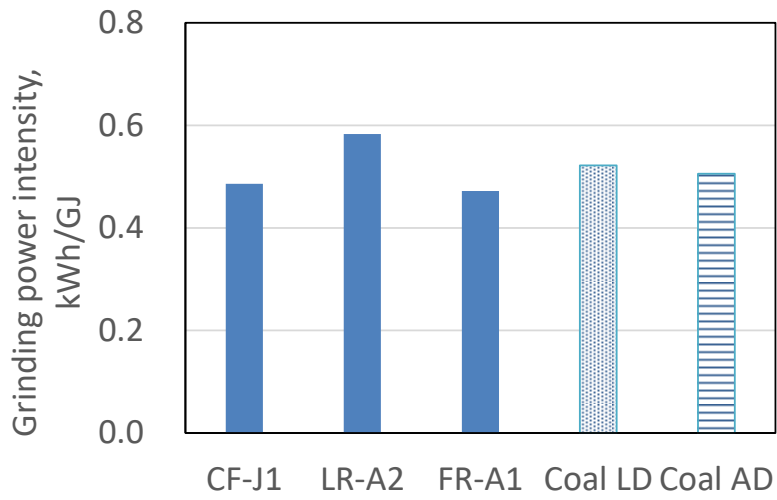
粉砕実験は石炭との比較が行えるよう、豪州産の瀝青炭 Coal LD およびインドネシア産の亜瀝青炭 Coal AD についても実施した。粉砕動力（テーブル回転動力と回転分級機動力の和）、処理熱量当たりの粉砕動力に関する実験結果を Fig. 2.7 に示す。粉砕実験は熱量基準（2.3 MW）で燃料を投入しているため、重量基準で見れば燃料毎に投入量が異なるものの、粉砕動力はいずれの燃料も概ね一定の値であった。この粉砕動力を熱量基準の燃料供給量で除した、処理熱量当たりの粉砕動力は、LR-A2 がやや高めであったが、全種類ともに 0.4～0.6 kWh/GJ の範囲内であった。

粉砕物の粒径分布を測定した結果を Fig. 2.8 に示す。瀝青炭 Coal LD の 200 mesh パス率（対象物の微粉砕において、200 メッシュのふるいを通過する粉砕物（粒子径 75  $\mu\text{m}$  以下に相当）の重量割合）は 86%であったのに対し、バイオマス炭化物のそれは 40～50%程度であった。一方、60 mesh パス率（粒子径 250  $\mu\text{m}$  未満）は、90%以上であった。炭化バイオマスの粒径は石炭に比べて大きくなるものの、炭化処理を行うことで、石炭用のローラミルに特別な改造を加えることなく、石炭と同等の量（熱量基準）を同等の動力で粉砕処理できることがわかった。

瀝青炭を扱う微粉炭火力発電所では、200 mesh パス率が概ね 80%以上で運用されている。これは、優れた燃焼性を得るためであり、同等の燃焼性が得られるのであれば、粒子径が大きくても問題はない。バイオマスの炭化物は、石炭に比べて揮発分が多いため、高い燃焼性が期待でき、粒径の大きさをカバーできる可能性がある。これを検証するため、次に燃焼実験を行った。



(a) Grinding Power



(b) Grinding power intensity

Fig. 2.7 Grindability of carbonized woody biomass and coal

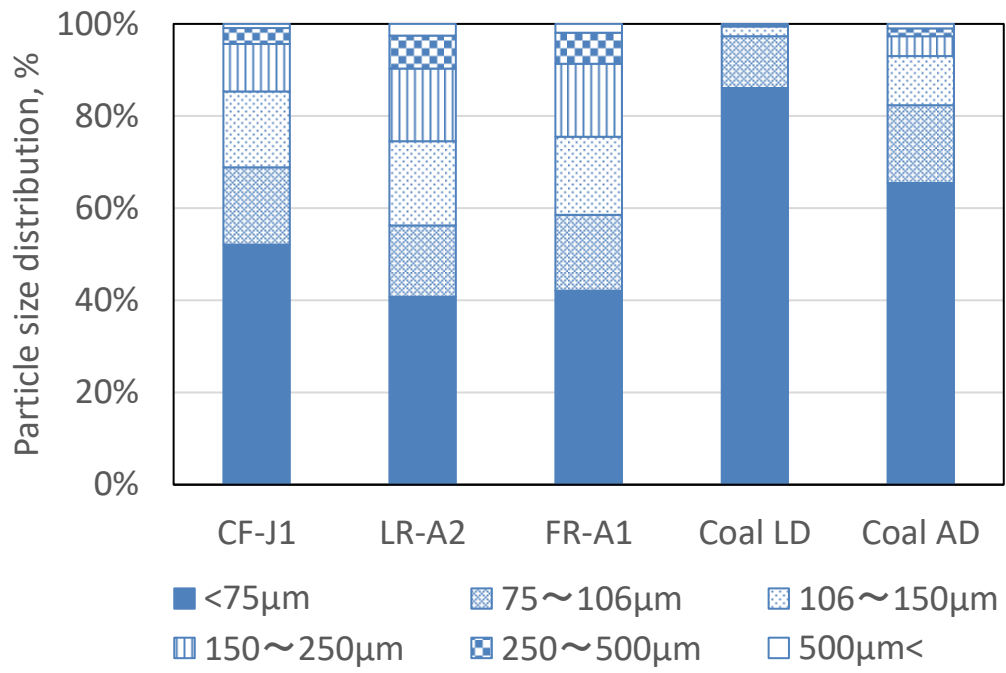


Fig. 2.8 Particle size distribution of carbonized woody biomass and coal



### 2.3.3 燃焼特性

同一の熱量基準で粉碎処理したバイオマス炭化物について、Fig. 2.3 の実験設備を用いて燃焼実験を行った。バイオマス炭化物専焼時の火炎の様子を Fig. 2.9 に示す。燃焼不良時に確認される黒煙は観察されず、高輝度の良好な火炎が形成されることが確認できた。また、燃焼実験設備における炉内温度分布の計測結果を Fig. 2.10 に示す。バーナ近傍で 1000℃を超える高温となっており、温度分布からも高い燃焼性が得られているものと考えられる。なお、1000℃以上の温度域では、一般にサーマル NO<sub>x</sub> が生成され、温度上昇とともにその濃度も増加する。バイオマス炭化物の専焼および石炭混焼においても、低 NO<sub>x</sub> が維持されているか、燃焼灰中の未燃分が増加していないかの確認が必要である<sup>3</sup>。そこで、NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub> の環境性能、ならびに灰中未燃分炭素や燃焼率などの評価を次に行った。

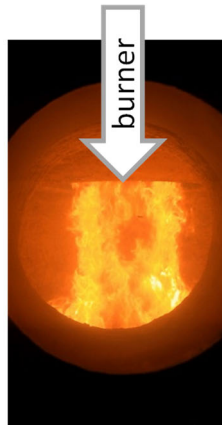
燃焼炉出口部における排ガスの環境値として、O<sub>2</sub> 6%換算の NO<sub>x</sub> および SO<sub>2</sub> 濃度を Fig. 2.11 に示す。いずれも Coal NL 単体の値より低く、特に炭化物専焼の場合、NO<sub>x</sub> 濃度は 100 ppm 以下、SO<sub>2</sub> 濃度は 20 ppm 以下であり、優れた排ガスの環境値が得られた。これは Table 2.1 と 2.2 に示した通り、フューエル NO<sub>x</sub> や SO<sub>2</sub> 生成の主因となるバイオマス炭化物中の N 分と S 分が石炭に比べて低いことなどに起因する。また、燃焼性能を評価するため、燃焼炉後流のバッグフィルターで捕集した燃焼灰の未燃炭素濃度を分析した。その結果を Fig. 2.12(a) に示す。炭化物の灰中未燃炭素濃度は、もとの燃料中の灰分量が少ないため、相対的に Coal NL+BK-A1 に比べ高めの値を示す。そこで、式(4)で定義した燃焼率  $BR$  で整理した結果を Fig. 2.12(b) に示す。いずれの燃料も 98%以上と高い値であることがわか

---

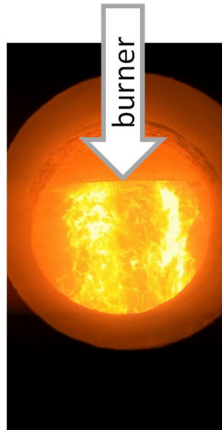
<sup>3</sup> 微粉炭火力では、低 NO<sub>x</sub> と高燃焼率（低灰中未燃炭素分）を達成するバーナが採用されており、バーナ近傍で燃料リッチ（空気が少ない：低 NO<sub>x</sub>）、バーナから遠い火炎ほど燃料リーン（空気が多い：低未燃分）となるリッチリーン燃焼火炎を形成する設計が施されている。この機能が維持されているか確認する必要がある。

った。以上の結果から、バーナのリッチリーン燃焼による低 NO<sub>x</sub> 化と高燃焼率を達成する機能が維持されていることが確認できた。

以上、前節で述べた通り、バイオマス炭化物を石炭用のローラミルで粉砕した場合、粒径は大きめとなるが、燃焼時には、石炭と同レベル以上の優れた環境性と燃焼性が得られることがわかった。バイオマス炭化物は 100% 専焼も可能であり、従来の 10 倍以上の混焼率を達成できることがわかった。



(a) BK-A1



(b) LR-A1

Item	Conditions
Rating(design coal)	100 kg/h
Rating heat input	760 kW (dry, LHV)
Fuel Input Carbonized biomass	98~130 kg/h
O <sub>2</sub> concentration at the outlet of boiler	4 vol%
Two stage combustion rate (Air for two-stage / Total air for combustion)	30%

Fig. 2.9 Picture of burner flame and combustion conditions

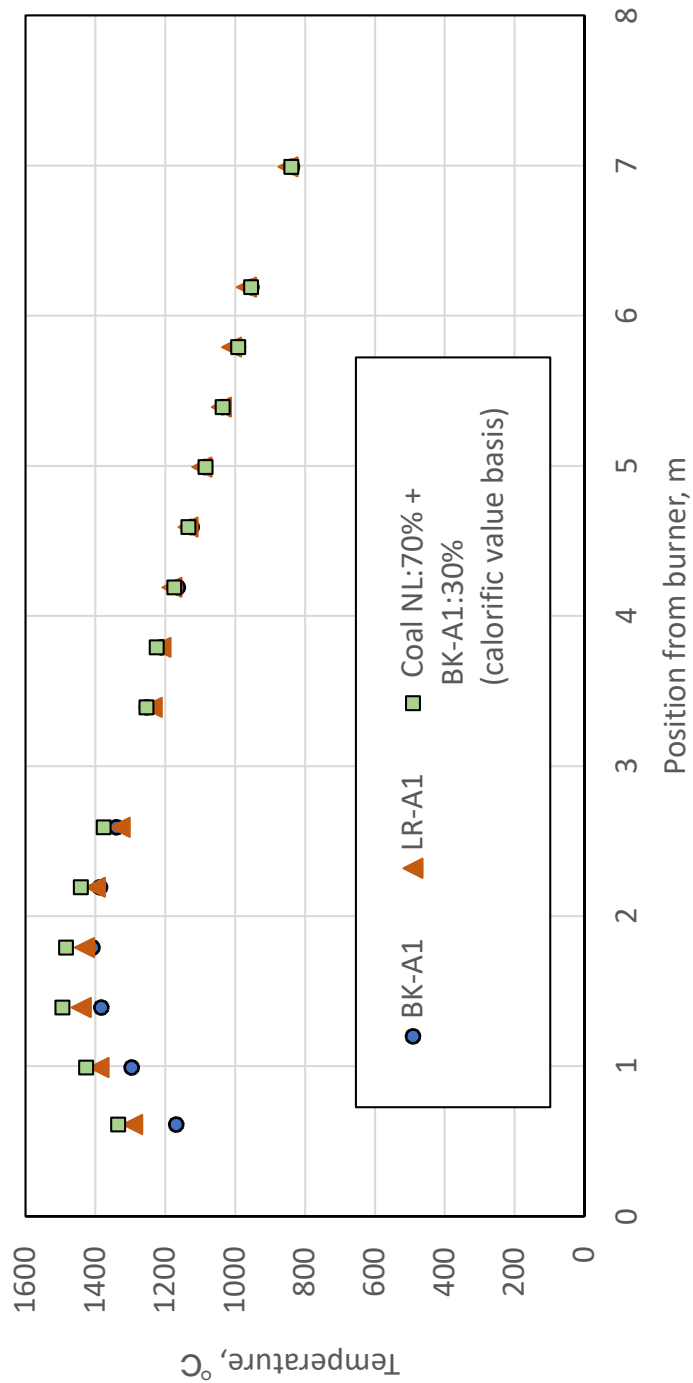
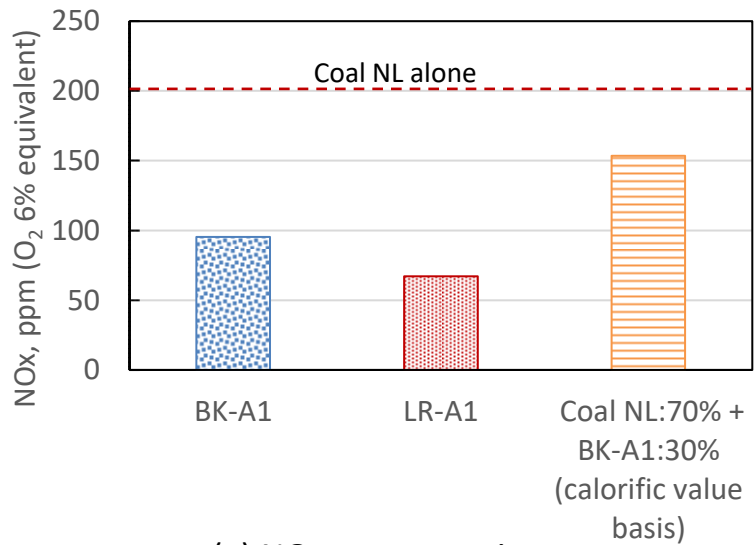
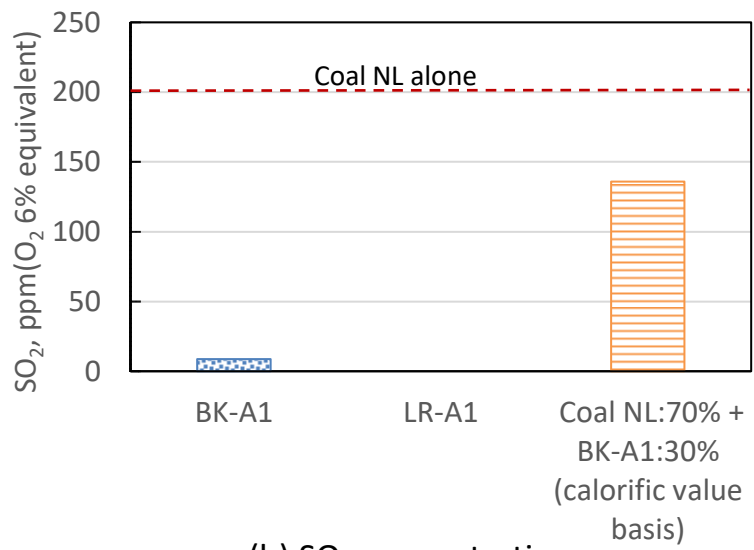


Fig. 2.10 Temperature distribution in the furnace

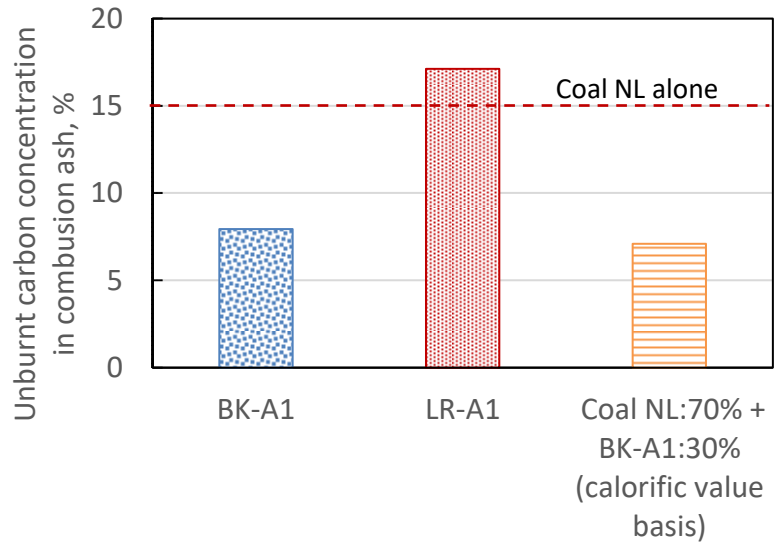


(a) NO<sub>x</sub> concentration

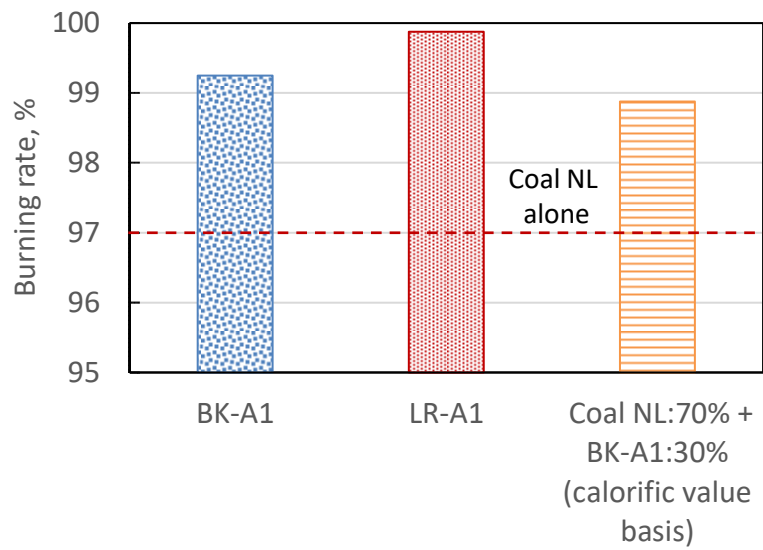


(b) SO<sub>2</sub> concentration

Fig. 2.11 NO<sub>x</sub> and SO<sub>2</sub> concentrations



(a) Unburnt carbon concentration in combustion ash



(b) Burning rate *BR*

Fig. 2.12 Combustibility

## 2.4 まとめ

微粉炭火力発電所の CO<sub>2</sub> 削減対策として、木質バイオマス炭化物を大量かつ安定的に使用するためには、木質バイオマスの炭化特性と炭化物の粉碎性や燃焼性などの特性を明らかにする必要がある。本研究では、代表的な木質バイオマスの炭化特性と炭化物の粉碎性と燃焼性を明らかにするため、炭化、粉碎、燃焼性に関する実験を行い、以下の結果を得た。

- (1) 炭化物の重量収率（炭化物収率） $\eta_{cb}$ 、エネルギー収率  $\eta_{rh}$ 、炭化熱効率  $\eta_{ce}$  などの炭化特性は、炭化温度（炭化機の内筒表面の平均温度）との相関係数は低く、炭化物の固定炭素および炭化物収率  $\eta_{cb}$  との相関係数が高い。炭化物製造工程における実用的な運転管理指標としては、炭化物の重量収率である炭化物収率  $\eta_{cb}$  が有効である。
- (2) 本研究で製造した炭化物（概ね 290～400℃ の温度で炭化）においては、微粉炭火力発電所用のローラミルに特別な改造を加えることなく、石炭と同等の動力で粉碎処理できることを明らかにした。本実験装置では、入熱 2.3 MW 相当の条件で、両者ともに約 4 kW の粉碎動力でほぼ同一であった。
- (3) 炭化物を粉碎すると、瀝青炭の 200 メッシュ (75  $\mu$ m 以下) パス率 80% に対し、炭化物のパス率は約 40～50% と大きめの粒径となるが、燃焼実験の結果、石炭の燃焼率 97% に対して炭化物は 98% 以上、NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub> とともに石炭以下と、優れた燃焼性と環境性が確認できた。これは、バイオマス炭化物の揮発分が石炭に比べて約 2 倍多く反応性が高いこと、バイオマス炭化物中の N 分と S 分が石炭より少ないこと、石炭バーナの低 NO<sub>x</sub> 化と高燃焼率を達成する機能が維持されたこと、などに起因するものと考えられた。

(4) 粉碎性、燃焼性、燃焼時の環境性能から、炭化物は 100%専焼も可能あり、技術的には高い混焼率（現状の 10 倍以上）を達成可能である。

本成果は、重電メーカーのノウハウ開示制限がある中、パイロット規模の検証結果として有益と考えられ、微粉炭火力発電所における木質バイオマス炭化物利用により、CO<sub>2</sub> 排出量の削減に貢献できるものと期待される。現状のバイオマス混焼率の上限である 4%（熱量基準）の約 10 倍も運用可能と考えられ、これにより CO<sub>2</sub> 排出量は従来 of 半分程度まで削減可能となる（木質チップやペレット燃料の場合、粉碎動力や粉碎時の振動増大の問題から、設備改造なしでは現状の混焼率の 10 倍以上の混焼は不可能である）。なお、当該技術は、産業界における CO<sub>2</sub> 排出量削減の観点から、産業用ボイラの代替燃料等としての活用も期待される。



## 【参考文献】

- 1) 経済産業省 資源エネルギー庁 電力調査統計 結果概要【2019年度分】，資料ダウンロード (accessed June 6, 2022), [https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric\\_power/ep002/pdf/2019/0-2019.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/pdf/2019/0-2019.pdf).
- 2) T. Nagai, S. Kajitani, Development of IGCC Demonstration Plant - from 200 t/d Pilot Plant to 250MW Demonstration Plant -, *Journal of the Japan Institute of Energy*, **86**(5), 315-320(2007).
- 3) T. Hashimoto, K. Sakamoto, Y. Kitagawa, Y. Hyakutake, N. Setani, Development of IGCC Commercial Plant with Air-blown Gasifier, *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*, **46**(2), (2009), 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022), <https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e462/e462001.pdf>.
- 4) T. Hirata, H. Nagayasu, T. Yonekawa, M. Inui, T. Kamijo, Y. Kubota, T. Tsujiuchi, D. Shimada, T. Wall, J. Thomas, Current Status of MHI CO<sub>2</sub> Capture Plant technology, 500 TPD CCS Demonstration of Test Results and Reliable Technologies Applied to Coal Fired Flue Gas, *Energy Procedia*, **63**, 6120-6123(2014).
- 5) María V. Gil, Fernando Rubiera, "5 - Coal and biomass cofiring: fundamentals and future trends", Editor(s): Isabel Suárez-Ruiz, Maria Antonia Diez, Fernando Rubiera, *New Trends in Coal Conversion*, Woodhead Publishing, 117-140(2019).
- 6) S. De, M. Assadi, Impact of cofiring biomass with coal in power plants – A techno-economic assessment, *Biomass and Bioenergy*, **33**(2), 283-293(2009).
- 7) K.V. Narayanan, E. Natarajan, Experimental studies on cofiring of coal and biomass blends in India, *Renewable Energy*, **32**(15), 2548-

- 2558(2007).
- 8) A. Demirbaş, Sustainable cofiring of biomass with coal, *Energy Conversion and Management*, **44**(9), 1465-1479(2003).
  - 9) M. L. Holtmeyer, B. M. Kumfer, R. L. Axelbaum, Effects of biomass particle size during cofiring under air-fired and oxyfuel conditions, *Applied Energy*, **93**, 606-613(2012).
  - 10) D. Loeffler, N. Anderson, Emissions tradeoffs associated with cofiring forest biomass with coal: A case study in Colorado, USA, *Applied Energy*, **113**, 67-77(2014).
  - 11) Mitsui & Co., Global Strategic Studies Institute Monthly Report, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022), [https://www.mitsui.com/mgssi/en/report/detail/\\_icsFiles/afieldfile/2018/01/12/170703m\\_unokikuchi\\_e.pdf](https://www.mitsui.com/mgssi/en/report/detail/_icsFiles/afieldfile/2018/01/12/170703m_unokikuchi_e.pdf).
  - 12) J. Xue, T. Chellappa, S. Ceylan, J. L. Goldfarb, Enhancing biomass + coal Co-firing scenarios via biomass torrefaction and carbonization: Case study of avocado pit biomass and Illinois No. 6 coal, *Renewable Energy*, **122**, 152-162(2018).
  - 13) B. Arias, C. Pevida, J. Feroso, M.G. Plaza, F. Rubiera, J.J. Pis, Influence of torrefaction on the grindability and reactivity of woody biomass, *Fuel Processing Technology*, **89**(2), 169-175(2008).
  - 14) M. Phanphanich, S. Mani, Impact of torrefaction on the grindability and fuel characteristics of forest biomass, *Bioresource Technology*, **102**(2), 1246-1253(2011).
  - 15) M.J.C. van der Stelt, H. Gerhauser, J.H.A. Kiel, K.J. Ptasinski, Biomass upgrading by torrefaction for the production of biofuels: A review, *Biomass and Bioenergy*, **35**(9), 3748-3762(2011).
  - 16) C. Ndibe, J. Maier, G. Scheffknecht, Combustion, cofiring and emissions characteristics of torrefied biomass in a drop tube reactor,

- Biomass and Bioenergy*, **79**, 105-115(2015).
- 17) C-W. Huang, Y-H. Li, K-L. Xiao, J. Lasek, Cofiring characteristics of coal blended with torrefied Miscanthus biochar optimized with three Taguchi indexes, *Energy*, **172**, 566-579(2019).
- 18) 吉田貴紘, 熱処理バイオマスペレット燃料の製造技術および評価方法, *実験力学*, **19**(3), 175-181(2019).
- 19) Y. Endo, M. Otaka, Development of energy self-sustained production process of Bio Upgraded Coal TM (BUC) with high co-firing rate in Pulverized Coal boilers. In Proceedings of the 9th i-CIPEC, Kyoto, Japan, 20–23 September 2016.
- 20) 庄司哲也, 櫻木潔, 多喜真之, 大高円, 4t/d 炭化燃料化実験設備の運転条件が炭化燃料性状に及ぼす影響の評価, *電力中央研究所報告*, **M14012**, 5-9(2015).
- 21) 田上奈実, 中館朋江, 水野諭, 井田民男, 石炭の指標を適用した緑茶の半炭化特性評価, *Journal of the Japan Institute of Energy*, **97**(1), 1-7(2018).
- 22) J. Qi, J. Zhao, Y. Xu, Y. Wang, K. Han, Segmented heating carbonization of biomass: Yields, property and estimation of heating value of chars, *Energy*, **144**, 301-311(2018).
- 23) G. Almeida, J. O. Brito, P. Perré, Alterations in energy properties of eucalyptus wood and bark subjected to torrefaction: The potential of mass loss as a synthetic indicator, *Bioresource Technology*, **101**(24), 9778-9784(2010).
- 24) T. Yoshida, T. Sano, T. Nomura, H. Gensai, H. Watada, S. Ohara, Fundamental Study on the Production of “Hyper Wood Pellet” – Effect of Torrefaction Condition on Grinding and Pelletizing Properties, *Journal of Energy and Power Engineering*, **7**(4), 705-710(2013).

### 第3章 貯蔵時における木質バイオマス炭化物の自己発熱挙動に関する研究

#### 3.1 はじめに

微粉炭火力発電所では、国際的な脱炭素化ニーズに応じていくため、カーボンニュートラルな木質バイオマスを利用した混焼発電を行っている。しかし、木質バイオマスは石炭に比べ、嵩密度が低く繊維質であることから、その混焼率は、概ね3~4%程度(熱量基準)に留まっているケースが多い<sup>1)</sup>。木質バイオマスの混焼率を高めるためには、燃料搬送ラインや粉砕機の改造が必要となる。これに対し、木質バイオマスを炭化処理することで、石炭と同等の燃料性状に近づけられる<sup>2)</sup>ことや、粉砕性などのハンドリング性を改善できる<sup>3-5)</sup>ことなどが報告<sup>6-8)</sup>されているほか、既設発電所の粉砕機等を改造せずに炭化物100%専焼も可能であるとの報告<sup>9)</sup>もある。木質バイオマス炭化物の混焼は、CO<sub>2</sub>排出量の削減に繋がる有効な手段といえる。しかし、微粉炭火力発電所での実運用に供するためには、貯蔵時の自己発熱性の評価や、安全な貯蔵を行うための管理指標の構築等が必要である。

ペレット化された木質バイオマスの自己発熱性の評価には、等温発熱測定法等が有効であるとされ、測定方法などが標準化されている<sup>10)</sup>。この方法は、運用実績のある石炭の値との比較から、安全に貯蔵できる日数の目安を得るなど、運用管理を決める際の基礎情報として用いることができる。また、貯蔵中の木質バイオマスの自己発熱には、(1) 生細胞呼吸(Living cell respiration)、(2) 生物学的分解(Biological degradation)、(3) 熱化学的酸化反応(Thermo-chemical oxidative reactions)の3つのメカニズムとステップがあるとされている<sup>11)</sup>。熱化学的酸化反応は、生物学的分解を経て約65°C以上で生じ、その後、約105°C以上で自然発火に至るとの報告<sup>12)</sup>があり、自然発火に至るまでにはある程度の時間を要する。このため、自然発火に

至るまでの時間は、ひとつの重要な管理指標となる。

Ceballos ら<sup>13)</sup>は、針葉樹の樹皮やおがくずの半炭化（トレフアクション）試料を対象に、自己発熱性を評価し、固定炭素の増加に伴い発熱性が高まる傾向を明らかにしている。しかし、炭化処理により自己発熱性が高まったとしても、前述の通り、自然発火に至るまでの貯蔵時間を適切に管理できれば、実運用に供することができる。日本の微粉炭火力では、コスト削減と燃料種拡大の観点から、比較的安価な亜瀝青炭の利用拡大も進んでいる。亜瀝青炭は瀝青炭に比べ自己発熱性が高いため、貯蔵時における温度や酸化反応に伴い発生する CO 濃度の計測・管理を徹底するとともに、適切な貯蔵時間を管理することで運用している。この亜瀝青炭と木質バイオマス炭化物との自己発熱性、ならびに CO 濃度や発熱に至るまでの時間や温度変化量を相対的に比較できれば、発電所での運用の参考となる。ただし、大型のサイロを想定した貯蔵時の自己発熱に関するデータは、既往の研究が見当たらない。

本研究の目的は、代表的な木質バイオマス炭化物を対象に、炭化物そのものの自己発熱量を測定するとともに、サイロを模擬可能な独自の自己発熱実験を行い、発電所で利用実績のある瀝青炭や亜瀝青炭と、木質バイオマス炭化物の CO 濃度や貯蔵時間等の比較から、微粉炭火力での実運用に資する相対的な管理条件を示すことである。

## 3.2 実験

### 3.2.1 供試燃料

実験には、賦存量が多く、今後の利活用が期待される木質バイオマスとして林地残材を選定した。林地残材、その炭化物 2 種類、石炭の代表性状を Table 3.1 に示す。なお、林地残材は海外産の針葉樹であり、国内の製材工場から入手した。林地残材の炭化物は、固定炭素の影響を把握するため、2 種類（固定炭素が約 35%（CFR-1）と

約 30% (CFR-2)) を製造した。また、Table 3.1 には、微粉炭火力発電所で利用実績のある豪州産の瀝青炭 BC とインドネシア産の亜瀝青炭 SBC を比較の対象として選定し、これらの燃料性状についても示した。

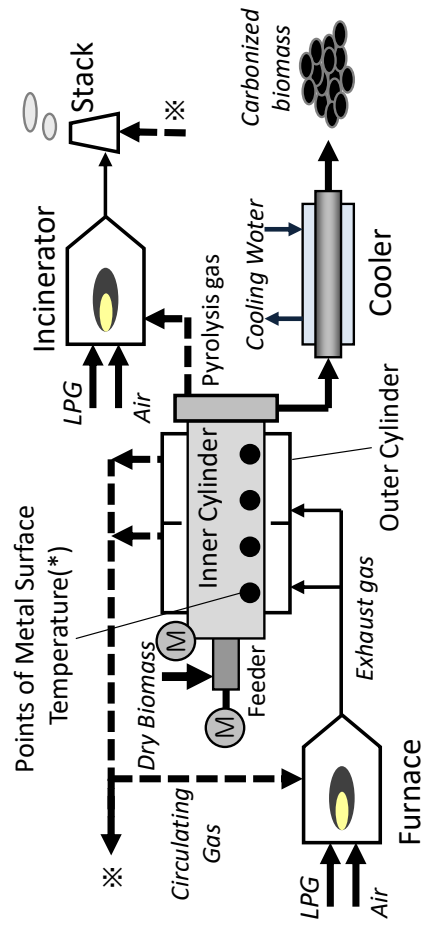
林地残材の炭化物は、Fig. 3.1 (再掲) に示す炭化設備<sup>14, 15)</sup>を用いて製造した。炭化条件としては、炭化温度 (ロータリーキルンの内筒メタル温度を軸方向に 4 カ所計測しており、その平均温度を炭化温度とした) で CFR-1 が平均 370°C、CFR-2 が平均 340°C、炭化機内筒の回転数は 3 rpm、原料供給量は 100~150 kg/h、炭化時間は約 40 分とし、得られた炭化物は概ね 50~80 kg/h の範囲であった。発熱性評価の実験に用いるまでは、窒素封入したドラム缶にて保管し、炭化物の酸化を抑制した。

Table 3.1 Typical properties of feedstocks

Fuel	FR		CFR-1		CFR-2		BC		SBC	
	Forest Residue		Carbonized Forest Residue		Forest Residue		Bituminous Coal		Subbituminous Coal	
Country of origin	North America	North America	North America	North America	North America	Australia	Australia	Indonesia	Indonesia	Indonesia
Moisture(*1) (wt%)	29.2	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	5.2	5.2	27.8	27.8	27.8
Proximate Analysis(*1)										
(wt% dry basis)										
Ash	2.9	6.90	3.55	12.5	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
Volatile Matter	83.2	57.90	66.35	35.1	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5
Fixed Carbon	13.9	35.20	30.10	52.4	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3
Fuel Ratio										
(ash-free basis)	0.17	0.61	0.46	1.49	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84
Ultimate Analysis										
(wt% dry ash-free basis)										
C	48.8	61.20	59.00	73.8	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2
H	6.39	5.19	5.68	4.95	5.23	5.23	5.23	5.23	5.23	5.23
N	0.36	0.55	0.46	1.82	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
O	41.50	26.10	31.30	6.5	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3
S	0.02	0.02	0.02	0.49	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Calorific Value(*4)										
HHV	20.63	24.75	23.96	28.75	27.87	27.87	27.87	27.87	27.87	27.87
LHV	19.18	23.58	22.68	28.64	26.69	26.69	26.69	26.69	26.69	26.69
(MJ/kg dry basis)										

\*1 : According to JIS M 8812, \*2 : JIS M 8819, \*3 : JIS M 8813, \*4 : JIS M 8814

Items	Specifications
Size of Carbonizer	H2.5m × W2.3m × L10m
Size of Inner Cylinder	φ0.8m × L7.5m (Heating part : L6m)
Feed Capacity	100~150kg/h
Carbonization Temperature	250~600°C
Residence Time	15~50min
Pressure	Ordinary Pressure



(\*) The inner cylinder surface temperature was measured with a radiation thermometer attached to the outer cylinder.

Fig 3.1 Outline of carbonizing test facility



### 3.2.2 実験方法の選定

木質バイオマス炭化物の自己発熱性を評価するにあたり、これまで100年以上にわたって基礎的かつ実用的な研究が行われてきている石炭の自己発熱性に関する研究を参考にした。石炭における評価方法を纏めると、Table 3.2 に示す様々な方法が存在する。評価にあたっては、各評価方法の特徴、得られるデータの意味合いを理解した上で、目的に合致した評価方法を選定する必要がある<sup>24)</sup>。本研究では、試料自身の発熱性の評価に熱量測定法 (Calorimetric Method) を用い、また、貯蔵時の発熱性の評価には、サイロでの貯蔵を想定し、これを再現可能な断熱法 (Adiabatic Method) を採用することとした。各々の実験装置および方法を次に示す。

**Table 3.2 Survey results of typical evaluation methods for self-heating and spontaneous ignition**

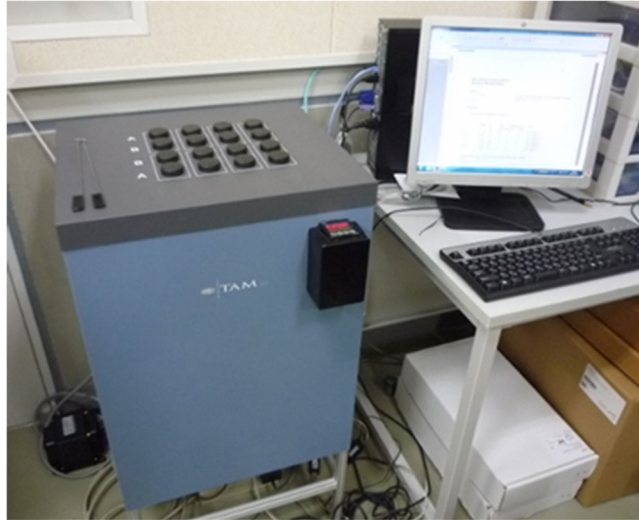
Method	Overview	Temp. Range※	Index	Ref.
Adiabatic Method	The reactor filled with the sample is kept at a constant temperature in an N <sub>2</sub> atmosphere, and after the temperature stabilizes, air or oxygen is supplied to the reactor. The temperature of the supply gas is controlled so as to follow the temperature of the sample. SIT (Spontaneous Ignition Tester) method, R70 (Mean Temperature Rise Rate from 40°C to 70°C) method, MAB (Moist Adiabatic Benchmark) method SHT (Self Heating Temperature) method, etc.	SIT: 110°C~  R70, MAB: 40~70°C	SIT: Time to reach the specified temperature, etc.  R70, MAB: Heating rate between 40 and 70°C	SIT: 16, 17)  R70: 17, 18) MAB: 17, 19) SHT: 20)
CPT Method	A reactor filled with a sample is installed in a constant temperature bath and air is introduced. By raising the temperature of the constant temperature bath from room temperature at a constant rate, the sample temperature is delayed and the temperature rises, and the temperature at which the constant temperature bath and the sample temperature are equal is called the Crossing Point Temperature (CPT). The smaller the CPT value, the higher the spontaneous combustibility.	110~220°C	CPT	CPT: 17, 21)
Ignition Point Measurement	After suspending the basket made of wire mesh filled with the sample in the constant temperature bath, the constant temperature bath temperature is maintained at a constant temperature. Measure whether the sample can be ignited or the critical atmospheric temperature at which the sample ignites.	80°C, 140°C	Critical ignition temperature	Wire Basket: 17, 22)
Calorimetric Method	DSC: A constant amount of heat is applied to the sample, and the endothermic and exothermic reactions of the sample are measured.  C80: In a closed container, measure the minute calorific value while suppressing the evaporation of moisture. Measured from ordinary temperature to 300°C at a heating rate of 0.1°C/min.  TAM: The sample is held at a constant temperature, and the amount of heat absorbed and the amount of heat generated by the sample are measured.	DSC: Discretionally  C80: Ordinary Temp.~300°C  TAM: Ordinary Temp.~150°C	Heat quantity based on endothermic and exothermic reaction	
Oxygen Consumption Measurement	The BOD Oxi Top method, which measures the oxygen absorption rate, was applied to coal. A method of measuring oxygen consumption by utilizing the phenomenon that CO <sub>2</sub> is generated by the reaction of coal and oxygen.	10, 20, 30, 40°C	Amount of oxygen consumption	23)

※ Experiments may be conducted outside the temperature range shown in this table.

### 3.2.3 実験装置と方法

#### (1) 等温発熱性実験（熱量測定法）

試料自身の自己発熱性の評価には、熱量測定法のひとつである、等温発熱測定装置（TA Instruments 社製の TAM Air<sup>TM</sup> Calorimeter）を用いた。実験装置の概要を Fig. 3.2 に示す。実験は容量 20 mL の密閉型ガラス容器に 2.0 g の試料を充填し、室温から昇温を開始、80°C で保持し、その際の発熱量を計測した。測定時間は概ね 168 時間（7 日間）とした。なお、供試した試料は、林地残材の炭化物（圧密なし）と、これらを C. F. Nielsen 社の Briquetting Machine BP3200 でブリケット化した試料（圧密あり）、比較のための瀝青炭 BC および亜瀝青炭 SBC の合計 4 試料とした。なお、炭化物は、圧密ありと圧密なしの試料ともに、空気中での発熱を極力抑えるため、窒素雰囲気グローブボックス内で珈琲用の手動ミルで粉砕し、石炭についてはローラミル（宇部興産機械(株)の堅型ローラミル UM2.6S）で粉砕した<sup>9)</sup>（以降、一旦圧密した炭化物については、試料名の後ろに「\*」を付し CFR-1\* として、圧密なしの試料名と区別する）。



Temperature Range : 5 - 90°C  
Stability :  $\pm 0.02^\circ\text{C}$

(a) Device



Volume : 20 mL  
Material : Glass

(b) Ampoule (Sample bottle)

Fig 3.2 TAM Air™ Calorimeter

## (2) 貯蔵時の自己発熱性評価実験（断熱法）

貯蔵時の自己発熱性の評価には、サイロ貯蔵を模擬するため断熱法を採用し、独自に設計・製作した貯蔵安全性評価装置<sup>12)</sup>を用いて実験を行った。実験設備の概要を Fig. 3.3 に示す。サイロを模擬した容器は 2 基あり、1 基の容量は約 400 L である。容器は、ステンレス製のチャンバー 5 段を積み重ねた構造で、各チャンバー用のヒータ 5 段、各チャンバーの中間位置には温度計測部を設けており、5 カ所の試料温度、4 カ所の壁面温度（内外含めて 8 カ所）を計測できる。温度計測には T 型熱電対を使用した。なお、発電所では、温度変化に加え酸化反応を速やかに検出可能な CO 濃度計測も行っており、本実験でも計測対象とした。実験手順の模式図を Fig. 3.4 に示す。その概要は次の通りである。①容器内に試料を充填し、②容器下部から窒素 3～5 L/分を供給し、不活性雰囲気とする。続いて、③窒素供給を維持したまま、5 段のヒータで所定温度まで加熱を開始する。昇温時には、壁面温度と壁側の試料温度の偏差を 10℃以内に収まるよう制御した。④所定温度に到達した際には、壁面の断熱状態を模擬するため、壁面温度と壁面側の試料温度の差がほぼゼロとなるよう制御、⑤温度安定後、窒素から空気 1.5 L/分に切替、⑥3～5 日間、温度分布変化や発生する CO ガス濃度を計測、⑦計測終了後、ヒータを切り、空気から窒素ガスへ切替、冷却を行う。本実験における所定温度は、熱化学的発熱反応が生じる温度<sup>12)</sup>を考慮し、60℃を選定した。なお、実験は試料準備から計測完了まで 1 試料につき約 1 ヶ月を要するため、計測対象を絞り、瀝青炭 BC、亜瀝青炭 SBC および林地残材の炭化物 CFR-1 を選定した。なお、固定炭素の異なる CFR-2 については、温度変化のみに着目した実験を行った。充填試料は、石炭が到着ベース（as received basis）の 50 mm アンダー（目開き 50 mm の篩を通過した試料）、林地残材の炭化物は、前述の C. F. Nielsen 社の Briquetting Machine BP3200 で圧縮成形した、

直径約 40 mm、長さ 20～40 mm のブリケットを用いた（以降、ブリケット化した炭化物については、試料名の後ろに「B」を付し CFR-1B, CFR-2B として、圧密なしの試料名と区別する）。

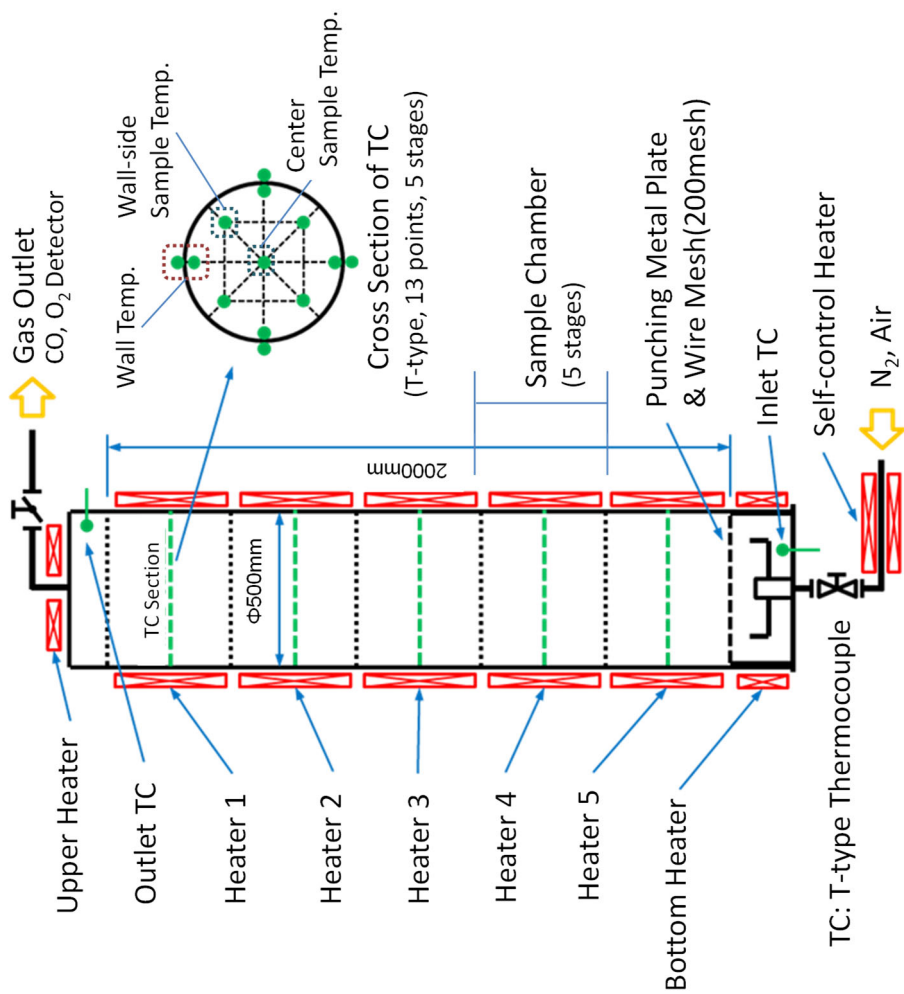


Fig. 3.3 Outline of storage safety evaluation facility

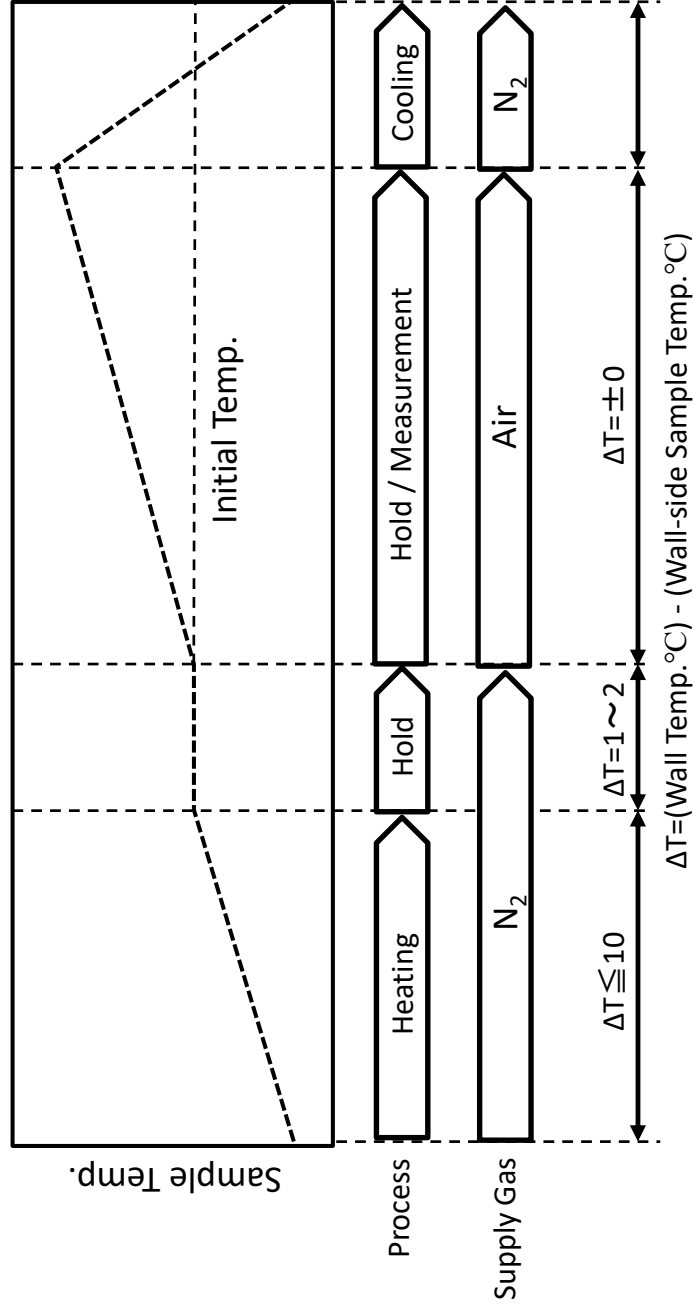


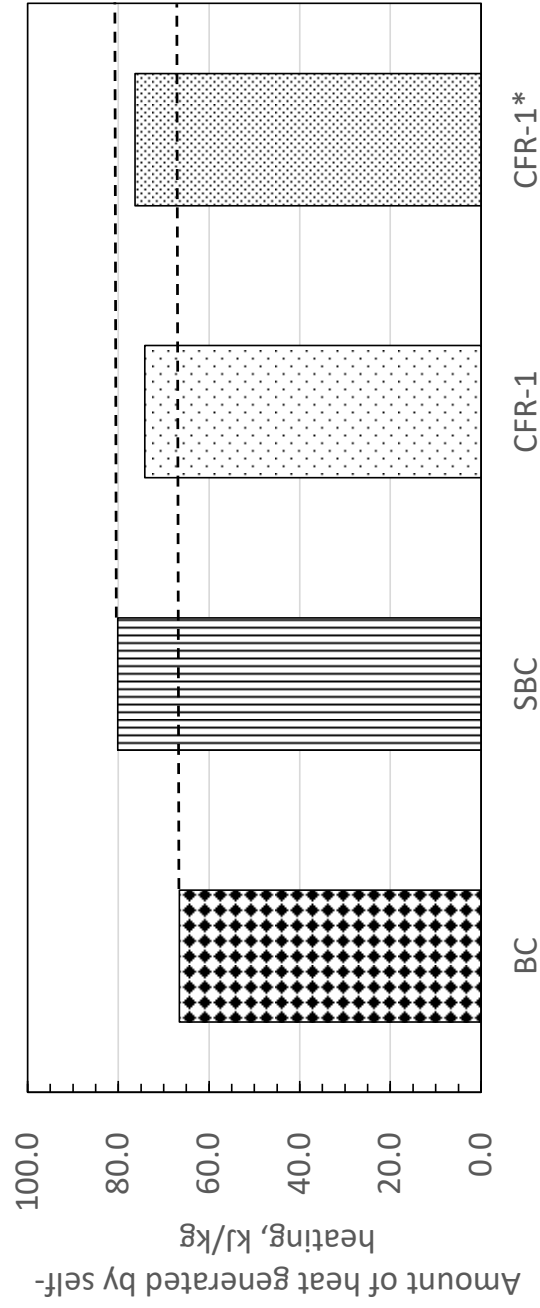
Fig. 3.4 Procedure of adiabatic storage test



### 3.3 結果と考察

#### 3.3.1 等温発熱測定法による発熱特性

等温発熱測定装置を用いて、林地残材の炭化物および石炭の自己発熱量を測定した。その結果を Fig. 3.5 に示す。炭化物 CFR-1 は、概ね 75 kJ/kg の発熱量であった。この値は、瀝青炭 BC の 67 kJ/kg よりは高いものの、亜瀝青炭 SBC の 80 kJ/kg より低く、炭化物の自己発熱性は瀝青炭と亜瀝青炭の間であった。また、炭化物の圧密なし CFR-1 と圧密あり CFR-1\*を比較すると、発熱量にほとんど変化は見られなかった。このため、燃料の輸送と貯蔵のハンドリング性の観点からブリケット化しても自己発熱性に影響を与えない可能性が高い。一方、粒径分布の分析結果 Fig. 3.6 に着目すると、炭化物の 200 mesh パス率（対象物の微粉碎において、200 mesh の粉碎物（粒子径 75  $\mu\text{m}$  以下に相当）の重量割合）は、圧密なしの CFR-1 で約 42%、圧密ありの CFR-1\*で約 30%程度であり、Briquetting Machine による圧密を一旦行うことで、粒径が若干粗い状態となっていることがわかる。熱化学的酸化反応速度は、一般的に粒径が大きいほど遅くなるものと考えられることから、粒径が大きい CFR-1\*、CFR-1、SBC、BC の順で発熱量を小さめに評価している可能性がある。仮に CFR-1\*の粒径分布が CFR-1 とほぼ同一であった場合、CFR-1\*の発熱量は計測値より大きい可能性がある。そこで、実用時を想定した試料（ブリケット化した炭化物）を用いて、実際の貯蔵に近い状態の自己発熱性を評価するため、瀝青炭 BC、亜瀝青炭 SBC およびブリケット化した炭化物 CFR-1B、CFR-2B について、断熱法による発熱特性の評価実験を次に行った。



\* : a crushed sample of briquette (Consolidated sample)

Fig. 3.5 Amount of heat generated in an isothermal state  
(Measurement results by TAM Air™)

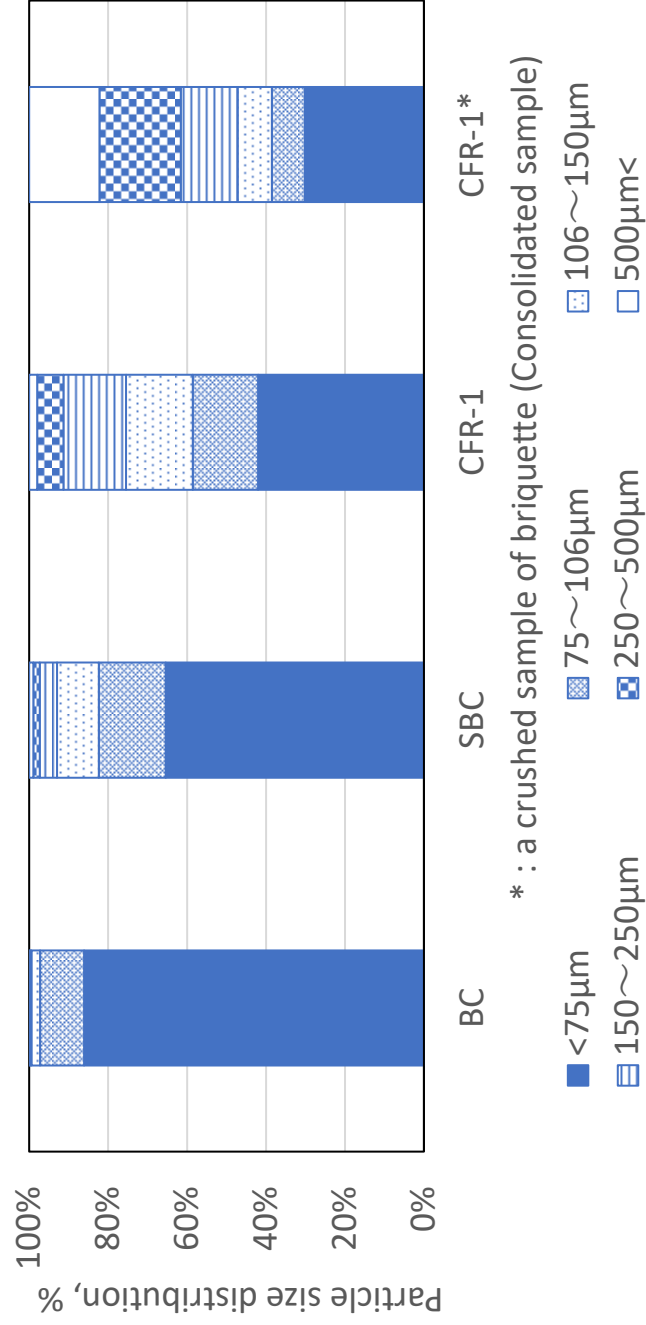


Fig. 3.6 Particle size distribution of samples

### 3.3.2 断熱法によるサイロ貯蔵想定時の発熱特性

貯蔵安全性評価装置を用いて、瀝青炭 BC、亜瀝青炭 SBC、ならびに炭化物 CFR-1B の発熱特性を計測した結果を Fig. 3.7~3.9 に示す。試料温度は外部影響の最も少ない容器 3 段目（高さ方向中央）の試料中央温度を用いて整理した。いずれの試料も、窒素から空気への供給ガス切替後の時間経過に伴い、温度上昇ならびに CO の発生が確認され、熱化学的酸化反応が生じたものと推定できる。瀝青炭 BC は、供給ガス切替から 3 日間で約 4.7°C 上昇し、CO 濃度は約 200 ppm へ上昇した。亜瀝青炭 SBC は、3 日間で約 18.3°C 上昇し、4 日目で 80°C に到達したため、ここで試験を終了とした。ガス切替直後に CO 濃度は急上昇し、試験終了直前には 900~1000 ppm に達した。炭化物 CFR-1B は、3 日間で約 9.8°C 上昇し、CO 濃度は 400~500 ppm まで上昇、最大 600 ppm に到達した。3 日間の温度上昇は、亜瀝青炭 SBC が最も大きく、次に炭化物 CFR-1B、瀝青炭 BC の順であった。この順序は、先の等温発熱測定の結果と一致する。このことから、自己発熱性の相対比較において、断熱法と比べて簡便に計測できる等温発熱測定法も有効と考えられる。一方、同一の経過時間における CO 濃度についても、亜瀝青炭 SBC、炭化物 CFR-1B、瀝青炭 BC の順で高濃度の値が検出され、この順序で酸化反応の進みが早いものと推定される。

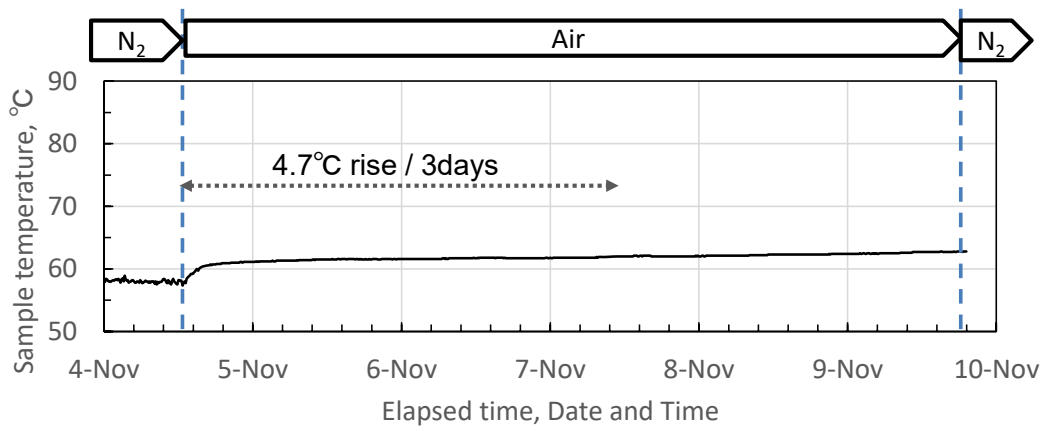
供給ガス切替のタイミングをゼロ時間に、その際の温度をゼロ°C とした場合の各試料の温度変化を、固定炭素が異なる CFR-2B の実験結果もあわせて Fig. 3.10 に示す。瀝青炭 BC の温度変化は、ガス切替後 6 時間程度で約 4°C 上昇するものの、その後は殆ど温度上昇がみられなかった。一方、亜瀝青炭 SBC の場合、ガス切替直後には若干擾乱が生じたが、その後はリニアに上昇する傾向にあった。林地残材炭化物の場合は、CFR-1B、CFR-2B とともに、ガス切替直後の急上昇はみられず、時間経過とともに緩やかに温度上昇する傾向に

あり、前半の 40 時間程度までは瀝青炭 BC よりも温度上昇は低いが、48～60 時間後には瀝青炭 BC と逆転し高くなった。

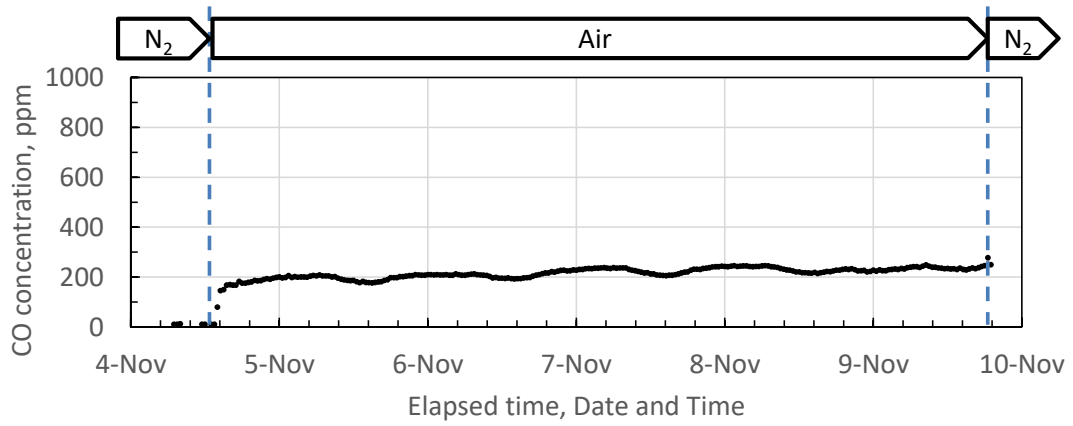
供給ガス切替時の温度と 3 日後の温度の差から求めた温度上昇速度 ( $^{\circ}\text{C}/\text{day}$ ) を工業分析値の揮発分と固定炭素で整理した結果を Fig. 3.11 に示す。ただし、瀝青炭 BC の値は参考値として示した。理由は、低温で酸素と反応しやすい官能基 ( $-\text{COOH}$ ,  $=\text{O}$  等) が、亜瀝青炭に比べて少なく<sup>25)</sup>、固定炭素のみでは比較できないこと、ガス切替から 6 時間経過までの温度上昇 (Fig. 3.10 参照) が大きく、0～3 日目までの範囲でみるとリニアな傾向ではないためである。Fig. 3.11 において、揮発分との相関においては、揮発分の増加に伴い温度上昇速度は低くなる傾向が見られるが、これは揮発分の量と相反する固定炭素の影響が出ているものと考えられる。炭化物は 300～400 $^{\circ}\text{C}$  で熱処理を行っていることから、60 $^{\circ}\text{C}$  程度の低温域では揮発分は発生せず低温酸化反応には寄与しないものと考えられるためである。一方、固定炭素は固体として残った成分の量を示していることから、低温で酸素と反応しやすい官能基が固体分に存在し、固定炭素の増加に伴い、その量が増すことで温度上昇速度が高まる傾向を示したものと考えられる。固定炭素の異なる炭化物 CFR-1B (固定炭素：約 35%) と CFR-2B (固定炭素：約 30%) を比較すると、既往の研究結果<sup>13)</sup>と同様に、固定炭素の高い CFR-1B の方が自己発熱による温度上昇速度は早い。また、いずれの炭化物も、瀝青炭 BC よりはやいものの、亜瀝青炭 SBC よりはやい。仮に温度上昇速度が一定で、 $\Delta T=20^{\circ}\text{C}$  の温度上昇を許容すると仮定した場合、実験を開始した 60 $^{\circ}\text{C}$  に至ってから、炭化物 CFR-1B は約 6 日間、CFR-2B は約 10 日間、亜瀝青炭は約 3.5 日間以内にサイロから払い出して利用する必要があるものと考えられる。

以上の結果から、林地残材等の木質バイオマス炭化物をサイロで貯蔵する際には、既に運用実績のある亜瀝青炭の貯蔵時間や CO 濃

度と同等に管理すれば、安全サイドでの運用が可能である。また、固定炭素の増加に伴い、自己発熱速度が早まる傾向がみられることから、固定炭素は自己発熱性を相対的に評価する際のひとつの重要な管理指標になるものと考えられる。したがって、微粉炭火力発電所においては、固定炭素に着目しサイロ貯蔵時の温度や CO 濃度計測値などのデータ蓄積を図ることで、木質バイオマス炭化物の安全な貯蔵管理指針の構築に役立つものと考えられる。

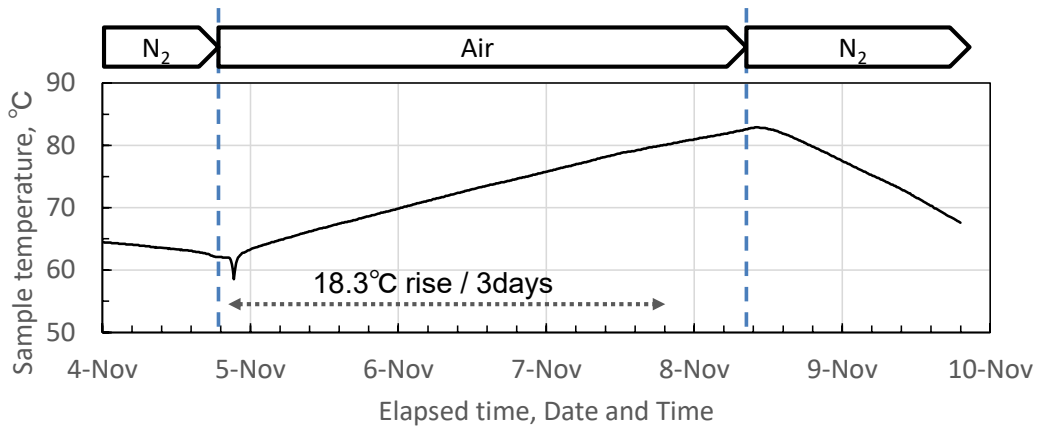


(a) Sample temperature

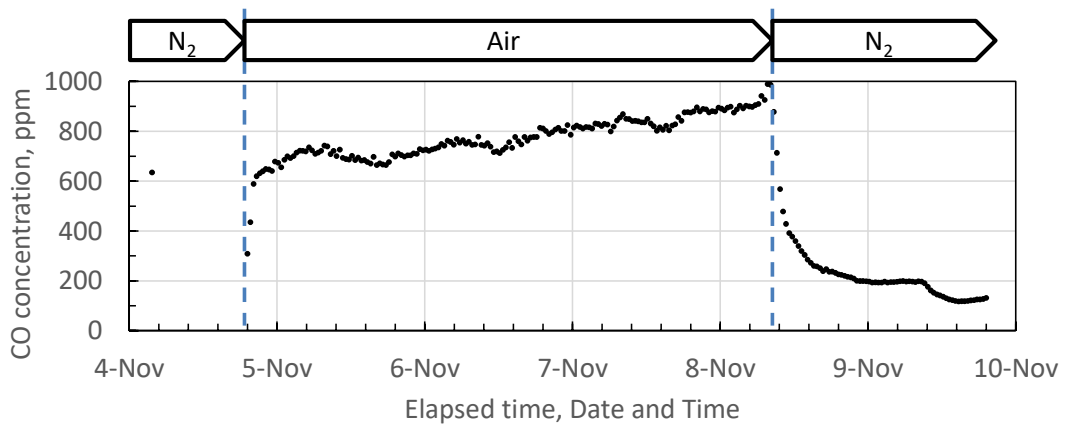


(b) CO concentration

Fig. 3.7 Results of storage test for BC



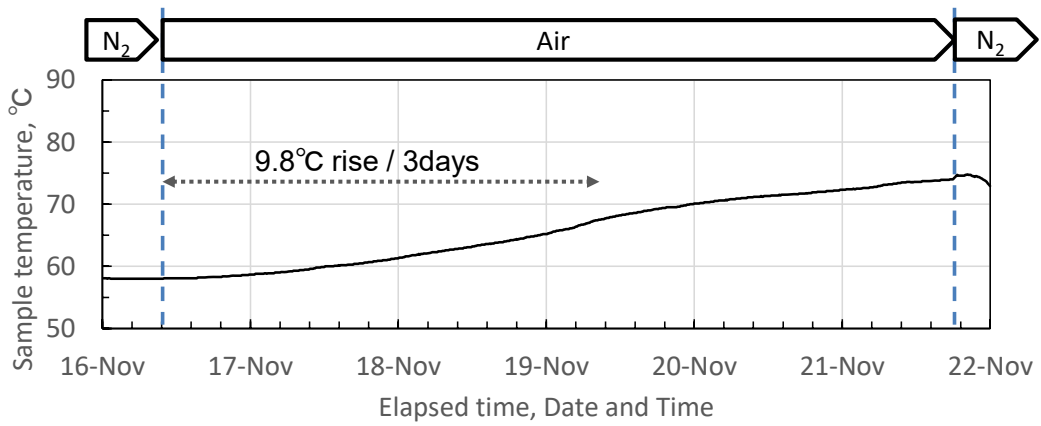
(a) Sample temperature



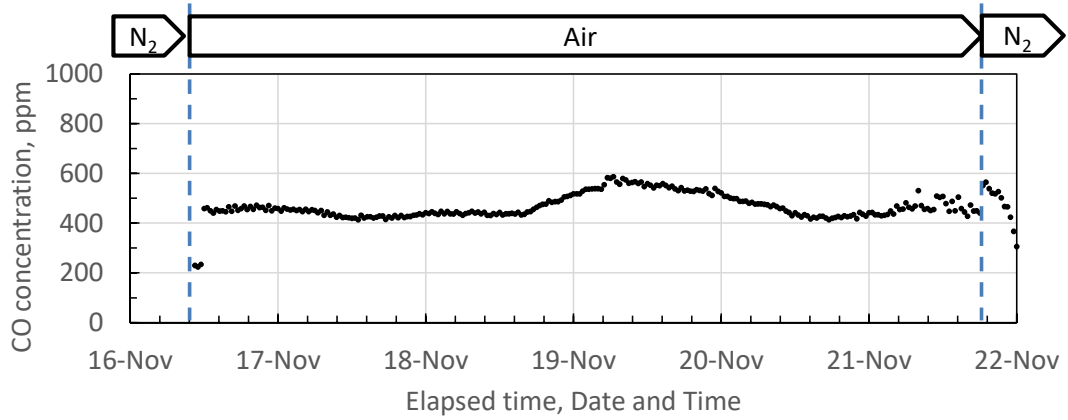
(b) CO concentration

Fig. 3.8 Results of storage test for SBC





(a) Sample temperature



(b) CO concentration

Fig. 3.9 Results of storage test for CFR-1B

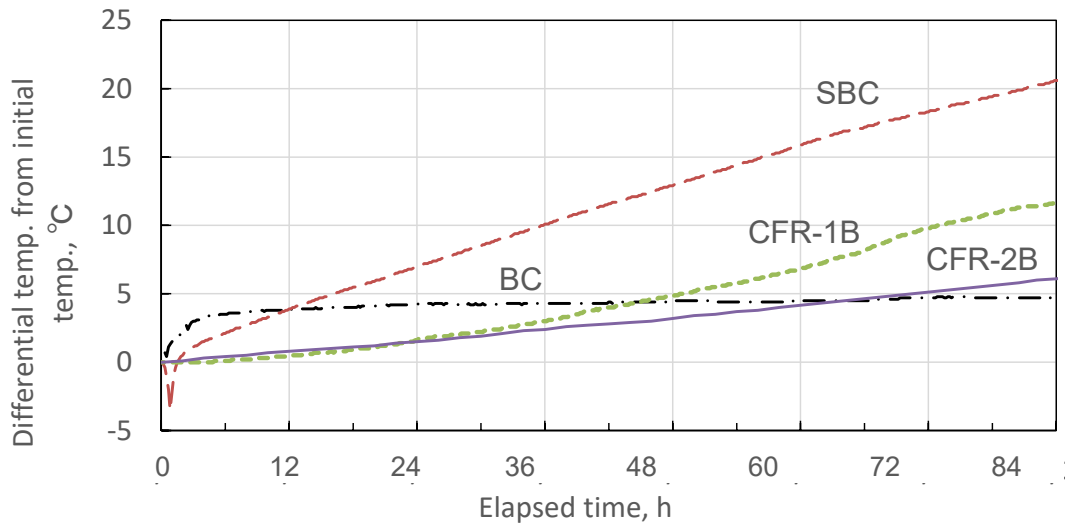
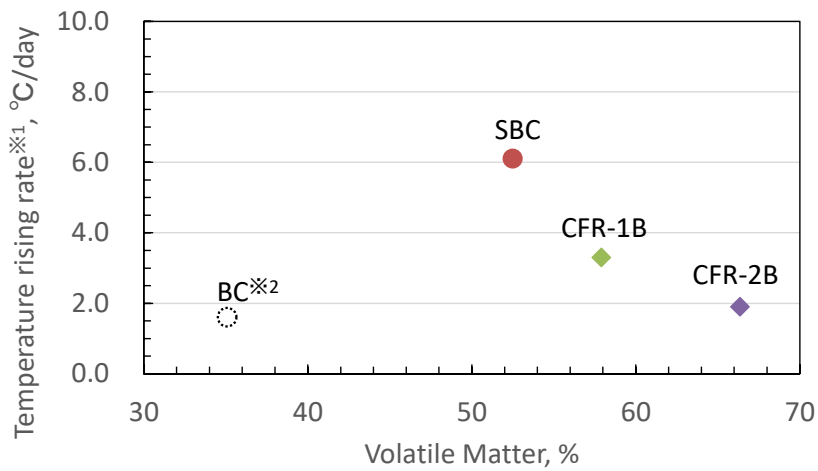
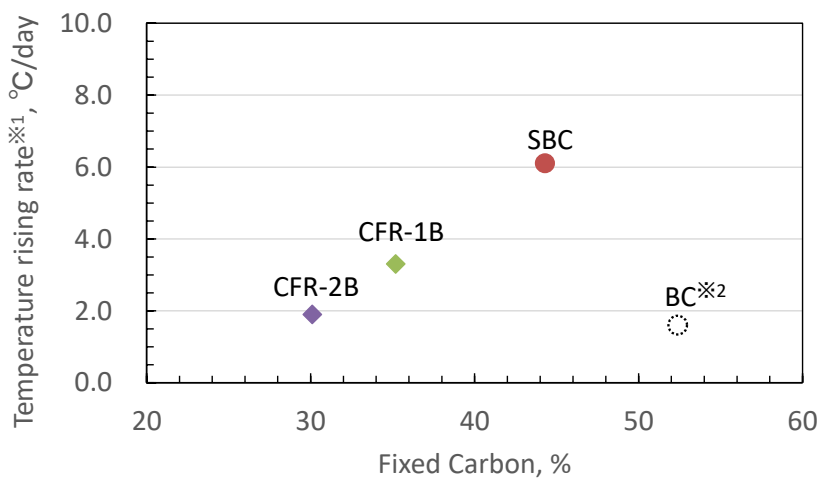


Fig. 3.10 Differential temperature from initial temperature and elapsed time



(a) Relationship with the volatile matter



(b) Relationship with the fixed carbon

- ※ 1: Temp. rising rate was calculated from the difference between temp. immediately after switching to air and temp. after 3 days.
- ※ 2: Plot BC is for reference only, as the temp. rise of BC also includes the non-linear region (0-6 hours) shown in the previous figure.

Fig. 3.11 Temperature rising rate and proximate analysis results

### 3.4 まとめ

研究実績の豊富な石炭の自己発熱性評価方法を参考に、林地残材炭化物の自然発火に至る前の自己発熱性について、等温発熱性実験ならびにサイロを想定した貯蔵時の自己発熱性の評価実験を行った。また、微粉炭火力発電所で利用実績のある瀝青炭と亜瀝青炭の結果と比較し、相対的な評価を行うことで、バイオマス炭化物の貯蔵時の管理条件の検討を行い、主に以下の結果を得た。

- (1) 等温発熱性実験の結果、炭化物 CFR-1 の自己発熱量は、瀝青炭 BC より高いが、亜瀝青炭 SBC よりも低く、両者の中間であった。また、炭化物の圧密あり (CFR-1\*) と圧密なし (CFR-1) の自己発熱量には差異がみられなかったことから、ブリケット化しても、自己発熱性に影響を与えない可能性が高い。ただし、圧密ありの試料は粒径が粗い状態で評価しており、自己発熱性を小さめに評価している可能性がある。
- (2) サイロを想定した貯蔵時の自己発熱性の評価実験の結果、炭化物の温度上昇速度は、瀝青炭よりも約 1.2~2 倍高いが、亜瀝青炭の約半分程度であった。温度上昇速度の順序は、(1)の等温発熱性実験の結果と一致したことから、自己発熱性の相対比較において、等温発熱測定法も有効と考えられる。炭化物の温度上昇速度は、固定炭素の値が高いほど早まる傾向であった。一方、同一の経過時間における CO 濃度についても、亜瀝青炭、炭化物、瀝青炭の順で高濃度の値が検出され、温度上昇速度の順序と同一であった。なお、低温発熱に関する詳細なメカニズムは未解明な面があり、燃料粒子の物性として、比表面積、細孔構造、分子構造、反応基の分析結果と発熱特性の相関に関する研究などが必要であり、今後の課題として重要と考えられる。
- (3) 木質バイオマス炭化物を微粉炭火力発電所で利用する際には、既

に利用実績のある亜瀝青炭の貯蔵時間と CO 濃度を管理のひとつの目安とすることで、安全サイドに運用できる。また、固定炭素は、炭化物の自己発熱性を相対的に評価する際の重要な管理指標のひとつとなる。さらに、繰り返しとなるが、発電所で簡便に計測、あるいは外注等で分析結果を入手しやすい等温発熱測定法（熱量測定法）によるデータも有効である。これらの情報を蓄積し、相対的な管理指針を構築することができれば、発電所での安全な運用に寄与するものと考えられる。

以上の成果は、カーボンニュートラルな木質バイオマス炭化物の利用促進に貢献できるものと考えられ、微粉炭火力発電所の脱炭素化に向けたトランジション期の運用に貢献できるものと期待される。

## 【参考文献】

- 1) Mitsui & Co., Global Strategic Studies Institute Monthly Report, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022), [https://www.mitsui.com/mgssi/en/report/detail/\\_icsFiles/afieldfile/2018/01/12/170703m\\_unokikuchi\\_e.pdf](https://www.mitsui.com/mgssi/en/report/detail/_icsFiles/afieldfile/2018/01/12/170703m_unokikuchi_e.pdf).
- 2) J. Xue, T.Chellappa, S. Ceylan, J. L. Goldfarb, Enhancing biomass + coal Co-firing scenarios via biomass torrefaction and carbonization: Case study of avocado pit biomass and Illinois No. 6 coal, *Renewable Energy*, **122**, 152-162(2018).
- 3) B. Arias, C. Pevida, J. Feroso, M.G. Plaza, F. Rubiera, J.J. Pis, Influence of torrefaction on the grindability and reactivity of woody biomass, *Fuel Processing Technology*, **89**(2), 169-175(2008).
- 4) M. Phanphanich, S. Mani, Impact of torrefaction on the grindability and fuel characteristics of forest biomass, *Bioresource Technology*, **102**(2), 1246-1253(2011).
- 5) M.J.C. van der Stelt, H. Gerhauser, J.H.A. Kiel, K.J. Ptasinski, Biomass upgrading by torrefaction for the production of biofuels: A review, *Biomass and Bioenergy*, **35**(9), 3748-3762(2011).
- 6) C. Ndibe, J. Maier, G. Scheffknecht, Combustion, cofiring and emissions characteristics of torrefied biomass in a drop tube reactor, *Biomass and Bioenergy*, **79**, 105-115(2015).
- 7) C-W. Huang, Y-H. Li, K-L. Xiao, J. Lasek, Cofiring characteristics of coal blended with torrefied Miscanthus biochar optimized with three Taguchi indexes, *Energy*, **172**, 566-579(2019).
- 8) 吉田貴紘, 熱処理バイオマスペレット燃料の製造技術および評価方法, *実験力学*, **19**(3), 175-181(2019).
- 9) 芦澤正美, 大高円, 庄司哲也, 山本博巳, 木質バイオマスの炭化

- 特性と炭化物の粉碎性・燃焼性, *Journal of Japan Solar Energy Society*, **47**(5), 49-56(2021).
- 10) International Standard ISO 20049-1, Solid biofuels - Determination of self-heating of pelletized biofuels - Part1: Isothermal calorimetry, 2020.
  - 11) S. Krigstin, S. Wetzel, A review of mechanisms responsible for changes to stored woody biomass fuels, *Fuel*, **175**, 75-86(2016).
  - 12) 木本政義, 芦澤正美, 木質ペレット貯蔵時の自然発火性に関する調査 -自然発火メカニズムと実証試験方法-, *電力中央研究所報告*, **M08022**(2009).
  - 13) D. C. C. Ceballos, K. Hawboldt, R. Hellleur, Effect of production conditions on self-heating propensity of torrefied sawmill residues, *Fuel*, **160**, 227-237(2015).
  - 14) Y. Endo, M. Otaka, Development of energy self-sustained production process of Bio Upgraded Coal TM (BUC) with high co-firing rate in Pulverized Coal boilers. In Proceedings of the 9th i-CIPEC, Kyoto, Japan, 20-23 September 2016.
  - 15) 庄司哲也, 櫻木潔, 多喜真之, 大高円, 4t/d 炭化燃料化実験設備の運転条件が炭化燃料性状に及ぼす影響の評価, *電力中央研究所報告*, **M14012**, 5-9(2015).
  - 16) 内田宗宏, 堤武司, 上坊和弥, 野村誠治, 齋藤公児, 石炭の酸化発熱特性評価法の開発, *日本製鉄技報*, **413**, 151-156(2019).
  - 17) 松本雅治, No.2-6 貯蔵管理における自然発熱性評価手法に関する検討, 第55回石炭科学会議発表論文集, 日本エネルギー学会, **55**(2018), 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022) : [https://www.jstage.jst.go.jp/article/jiesekitanronbun/55/0/55\\_58/\\_pdf/-char/ja](https://www.jstage.jst.go.jp/article/jiesekitanronbun/55/0/55_58/_pdf/-char/ja).
  - 18) B. Beamish, M. A Barakat, J. D.St George, Adiabatic testing

- procedures for determining the self-heating propensity of coal and sample ageing effects, *Thermochimica Acta*, **362**(1-2), pp. 79-87(2000).
- 19) B. Beamish, R. Beamish, Benchmarking moist coal adiabatic oven testing, 10th Underground Coal Operators Conference, University of Wollongong & the Australasian Institute of Mining and Metallurgy, 264-268(2010), 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022): <https://ro.uow.edu.au/coal/324/>.
- 20) X. Wang, Y. Luo, Study on correlation of quantified coal rank with self-heating temperature, *Mining Engineering*, **67**(11), 54-60(2015).
- 21) J. Li, Z. Li, Y. Yang, X. Zhang, D. Yan, L. Liu, Inhibitive effects of antioxidants on coal spontaneous combustion, *Energy and Fuels*, **31**(12), 14180-14190(2017).
- 22) Y. S. Nugroho, A. C. McIntosh, B. M. Gibbs, Low-temperature oxidation of single and blended coals, *Fuel*, **79**(15), 1951-1961(2000).
- 23) 内田宗宏, 藤部康弘, 西藤将之, 上坊和弥, 野村誠治, 齋藤公児, 尾崎純一, 宝田恭之, No.2-1 バッチ式試験装置を用いた石炭低温酸化反応の検討, 第55回石炭学会議発表論文集, 日本エネルギー学会, **55**(2018), 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022): [https://www.jstage.jst.go.jp/article/jiesekitanronbun/55/0/55\\_48/\\_pdf/-char/ja](https://www.jstage.jst.go.jp/article/jiesekitanronbun/55/0/55_48/_pdf/-char/ja)
- 24) 古積博, 岩田雄策, 桃田道彦, 再生資源燃料等の危険性評価に関する研究報告書, *消防研技術資料*, **79**(2007).
- 25) 崔原栄, 大森大助, 伊藤隆政, 高橋克巳, 田中昭洋, 低品位炭(亜瀝青炭)の貯蔵および運搬技術—サイロ貯炭の昇温試験とその昇温挙動の数値解析—, *IHI 技報*, **56**(4), 38-45(2016).



## 第4章 木質バイオマス炭化物の輸入利用時の CO<sub>2</sub> 排出量と経済性 評価

### 4.1 はじめに

微粉炭火力発電は、発電事業者による総発電電力量の約3割を占めており、日本の主力電源のひとつである<sup>1)</sup>。この微粉炭火力発電所からCO<sub>2</sub>排出量を削減するためには、木質バイオマスの混焼が有望である<sup>2-7)</sup>。しかし、木質バイオマスの発熱量や嵩密度は石炭よりも低いため、輸送や貯蔵が非効率となる。また、木質バイオマスは繊維質であるため、石炭と混合粉碎すると、石炭の粉碎性を低下させることから、既存の微粉炭火力発電所でのバイオマス混焼率は、熱量基準で概ね約3~4%程度に留まっている<sup>8)</sup>。これに対し、既往の研究ならびに第2章の結果から、木質バイオマスを炭化することで、エネルギー密度や粉碎性、ならびに燃焼性を改善できること<sup>9-12)</sup>、設備を改造せずに混焼率を高められること<sup>13-15)</sup>、これにより微粉炭火力発電所のCO<sub>2</sub>排出量削減に寄与できること<sup>16-18)</sup>などがわかっている。特に、第2章の結果では、バイオマス炭化ペレット(CP: Carbonized wood pellets)を混焼燃料に用いれば、技術的には100%専焼も達成可能であり、仮に現状の10倍以上の混焼を行えば、発電所のCO<sub>2</sub>排出量を約半分以下まで削減できるものと考えられる。

一方、木質バイオマスは、日本国内で経済的に回収できるポテンシャルには限界があるため、賦存量の豊富な海外からの調達が可能と言えらる。また、輸送や貯蔵コストの観点から、海外でバイオマス炭化ペレットCPを製造し、エネルギー密度を高めた上で輸入利用の方が望ましい。これの実現可能性を評価するためには、実際の地点を想定した炭化製造から日本への輸送に係わるサプライチェーン全体のエネルギー消費量、CO<sub>2</sub>排出量、コストを見積もり、評価を行う必要がある。しかし、燃料の調達にあたって、燃料トレーディング会社からは、木質ペレット等の輸入港での受け取り価格は提

供されるものの、その根拠となる内訳が示されることは殆ど無い。また、燃料の価格交渉や事業性評価において、様々な国や製造拠点（産地）のコストを自ら検討を行う必要がある。

本研究の目的は、日本における木質ペレット(WP: Wood pellets)の輸入規模を参考に、炭化機の規模を仮定し、その際のエネルギー消費量を第 2 章で得られた炭化実験結果に基づき<sup>19)</sup>算出するとともに、輸出港までの陸上輸送、ならびに日本までの海上輸送に係わるエネルギー消費量を積算し、このときの CO<sub>2</sub> 排出量とコストを試算・評価することにある。なお、燃料の製造は、日本向けの木質ペレット WP の上位輸出国を選定し、評価にあたっては、実際に輸入利用されている木質ペレット WP と比較することで実現可能性を評価する。

## 4.2 評価方法

CO<sub>2</sub> 排出量とコストの見積もり方法に関する手順の概要を Fig. 4.1 に示す。評価にあたっては、はじめに、製造する燃料種（木質ペレット WP, 木質バイオマス炭化ペレット CP20（固定炭素 20%）と同 CP25（固定炭素 25%））、原料（製材廃材）、産地（カナダ、ベトナム）、製造規模などのケース設定を行った（条件の設定理由については後述する）。次に燃料製造と燃料輸送の各プロセスを設定し、文献やメーカーヒアリング等により必要な数値を調査した。これらの条件に基づき、燃料製造と燃料輸送の各プロセスにおけるエネルギー消費量を積算し、これに CO<sub>2</sub> 排出原単位を乗じることで CO<sub>2</sub> 排出量を、また、燃料単価等を乗じることでコストを積算した。

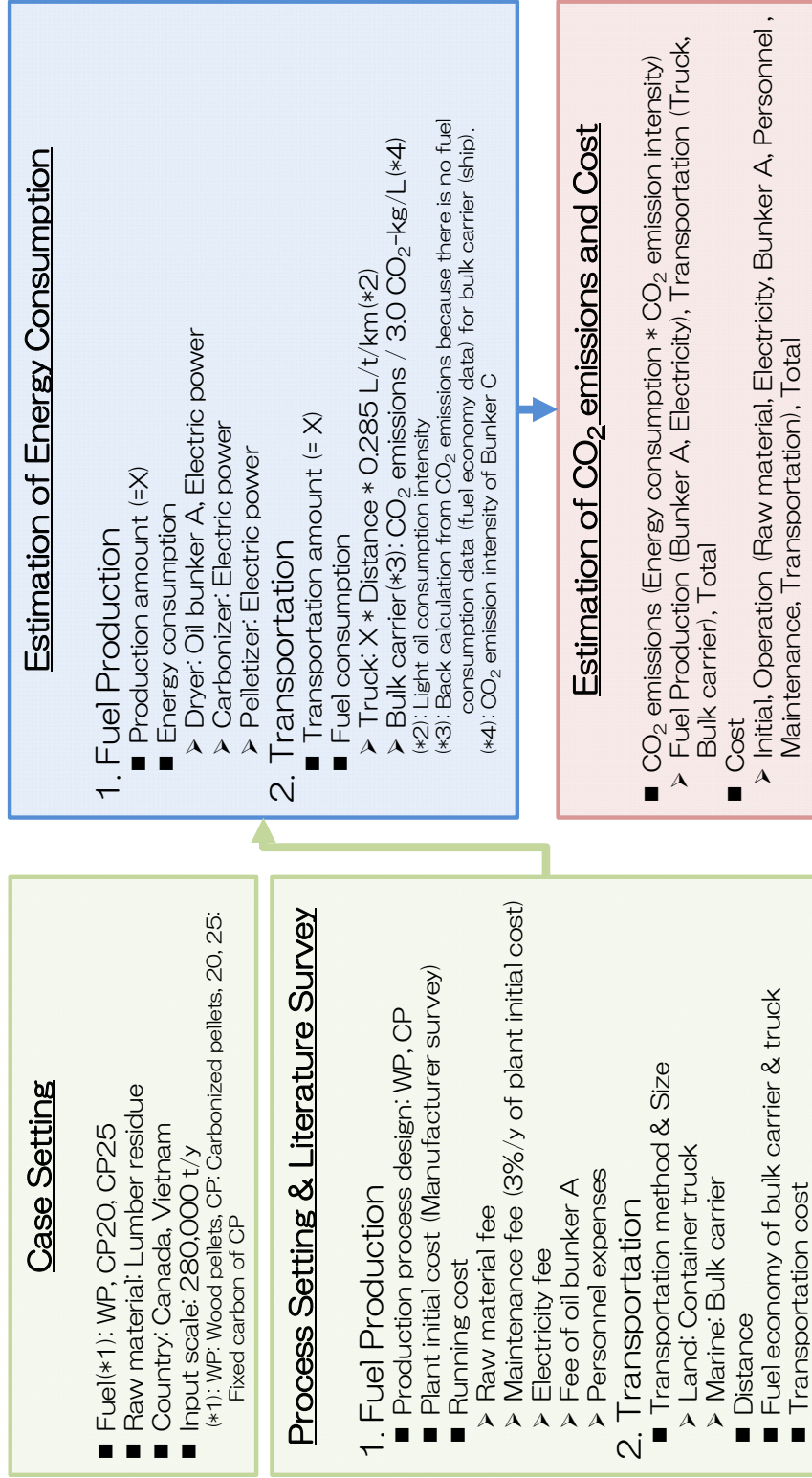
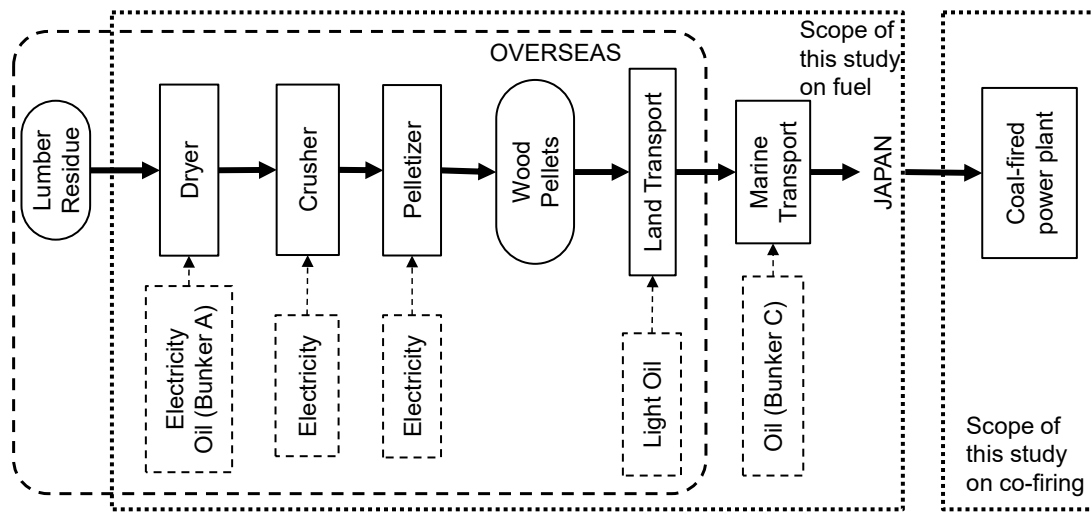


Fig. 4.1 Calculation procedure of estimation for  $\text{CO}_2$  emissions and cost

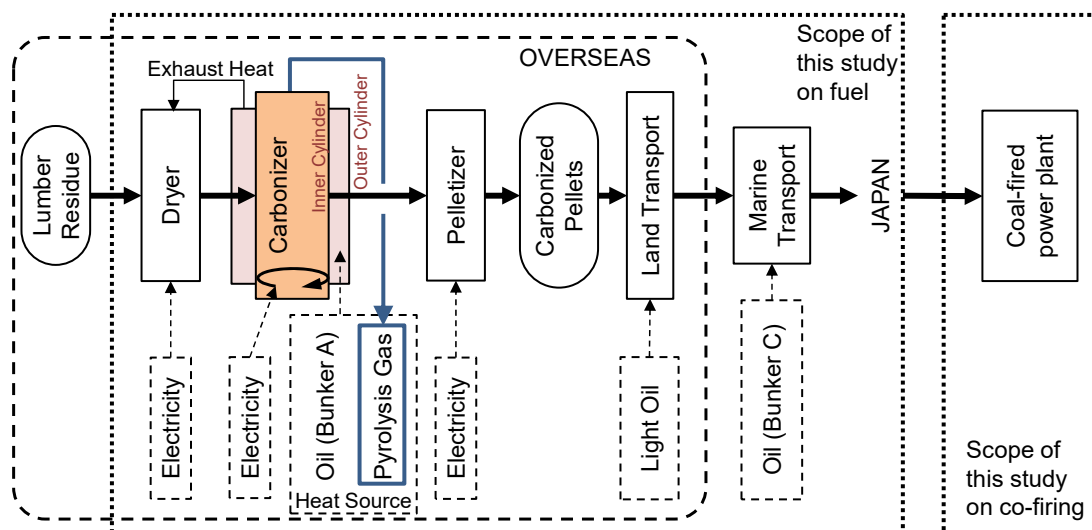
#### 4.2.1 燃料製造プロセスの計算条件

WP および CP の生産および輸送プロセスのフローチャートを Fig. 4.2 に示す。WP と CP の原料は、いずれも製材所からの廃材を利用するものと仮定した。なお、成型された木質ペレットを炭化原料とする方法（ブラックペレット）は、本研究の対象外とした。

原料の乾燥には A 重油を、乾燥機、破砕機、ペレタイザーにはエネルギーとしてそれぞれ電気を利用するものと仮定した。なお、CP の製造においては、炭化工程で発生する熱分解ガスの燃焼熱を炭化熱源および乾燥熱源としても利用するプロセスを採用した。ただし、熱源不足の場合は、補助燃料として A 重油を追加燃焼するものとした。WP と CP の生産国としては、日本での WP の輸入が約 8 割を占める上位 2 カ国（カナダとベトナム）<sup>20)</sup>を選定した。WP と CP は、地元の工場から輸出港までコンテナトラックで陸上輸送され、その後、バラ積み貨物船で日本の港まで海上輸送するものと仮定した。燃料輸送プロセスに関する計算条件は次に述べる。



(a) WP



(b) CP

Fig. 4.2 Flow chart of the WP and CP production and transportation process (Scope of this study)

#### 4.2.2 燃料輸送プロセスの計算条件

生産された WP と CP の陸上輸送には、40 フィートのコンテナ(最大積載量 26 トン) を使用し、軽油を燃料とするトラックで輸送するものと仮定した。一方、海上輸送の船舶用の燃料には、C 重油が使われるものと仮定した。カナダとベトナムの燃料生産拠点と日本への輸送に関する仕様を Table 4.1 に示す。

陸上輸送時の軽油消費量は、式(1)<sup>21)</sup>を用いて算出した。

$$Q_L \text{ (L)} = W_C \text{ (t)} \times T_d \text{ (km)} \times I_L \text{ (L/t/km)} \quad (1)$$

ここで、 $Q_L$  は軽油消費量(L)、 $W_C$  は荷物重量(t)、 $T_d$  は輸送距離(km)、 $I_L$  は軽油の燃料消費原単位(L/t/km)を示す。 $I_L$  は、参考文献<sup>21)</sup>に基づき 0.0285 (L / t / km) とした。また、最大積載重量は 12~17 t (積載率 100%時) とした。

Table 4.1 Fuel production sites in Canada and Vietnam and specifications of transportation to Japan

<b>Country</b>	<b>Canada</b>	<b>Vietnam</b>
Sawmill location	Merritt, British Columbia	Thanh Tam Commune Chon Thanh Dist., Binh Phuoc
Loading port	Vancouver	Cai Mep
Unloading port		Yokohama, Japan
Land transportation distance, km	274	128
Marine transportation distance, km	7912	4476



### 4.2.3 燃料製造と輸送に係わるコスト試算方法

燃料製造と輸送に係わるコスト試算は、IEA レポート<sup>22)</sup>でも採用されている均等化発電原価（LCOE）を参考に、式（2）に示す均等化燃料原価（LCOF）を定義した。

$$LCOF = \sum_{n=1}^N \frac{\sum_{t=0}^{tmax} (I_{n,t} + O_{n,t} + T_{n,t})(1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^{tmax} (P_t(1+r)^{-t})} \quad (2)$$

ここで、設備  $n$  における初期費用  $I_n$  は、本研究では燃料製造設備のみを対象とするため、 $n=1$  とし、設備費は初年度にカウントするものと考え、試算には式(3)を用いた。

$$LCOF = \frac{I + \sum_{t=1}^{tmax} (O_t + T_t)(1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^{tmax} (P_t(1+r)^{-t})} \quad (3)$$

ここで、 $I$  は初期費用、 $O$  は運用費用、 $T$  は輸送費用、 $P$  は燃料生産量、 $r$  は割引率、 $tmax$  は運用年数を示す。本研究では、 $r$  を 5%、 $tmax$  を 15 年と仮定した。

WP と CP の生産設備の初期費用<sup>23)</sup>を Table 4.2 に、想定される運用費用（O&M 費用：Operation & Maintenance 費用）を Table 4.3 に示す。なお、Table 4.3 における原材料費（製材廃材）は、近年価格が上昇しており、商社等のヒアリング結果に基づき、カナダにおいて約 3 倍、ベトナムにおいて約 5 倍の値を試算に用いることとした。

Table 4.2 Assumption of initial cost of facilities for WP and CP production (in million USD)

<b>Case Name</b>	<b>WP</b>	<b>CP20 and CP25</b>
Stockyard	5	5
Dryer	4.5	3.6
Carbonizing unit	-	13
Crusher	2	-
Pelletizer	4	3.1
Silo	1	-
Construction	3	4.3
<b>Total</b>	<b>19.5</b>	<b>29</b>

Table 4.3 Assumption of O&M cost

<b>Country</b>	<b>Canada</b>	<b>Vietnam</b>
Lumber residue, USD/t	11.83 [24]	2 [25]
Maintenance	35 (*1)	10 (*1)
	3%/year of plant cost	
Electricity, USD/kWh	0.0875 [26]	0.07 [26]
Oil bunker A, USD/L	0.987 [26]	0.74 [26]
Personnel expenses, USD/Month	2817 [26]	242 [26]

(\*1): The values assumed based on the hearings of trading companies and electric power companies were used in the calculation

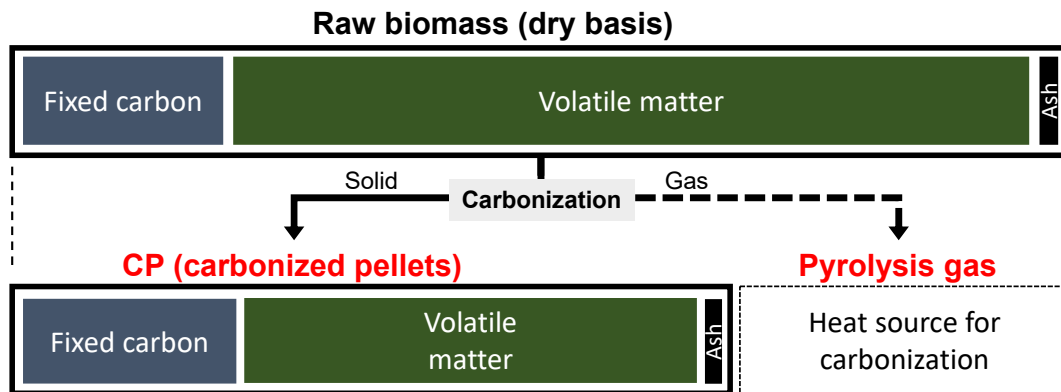
## 4.3 結果と考察

### 4.3.1 燃料製造プロセスのエネルギー消費量の積算

第2章で示したように、木質バイオマス炭化実験により炭化機廻りのエネルギー収支データを取得し<sup>27)</sup>、これまで、バイオマスの種類、温度、滞留時間などの炭化条件が異なっているにもかかわらず、炭化機の熱物質収支データは CP の固定炭素で整理できることなどを明らかにしている<sup>19)</sup>。炭化機で生成される揮発ガスの熱量についても、CP の固定炭素で整理することが可能である。ここで、固定炭素とは、「JISM8812 石炭類及びコークス類-工業分析方法」で定義されている分析項目で、サンプルの総炭素含有量を示すのではなく、揮発分と灰分を除く、固体の可燃性残留物の重量比を示す。

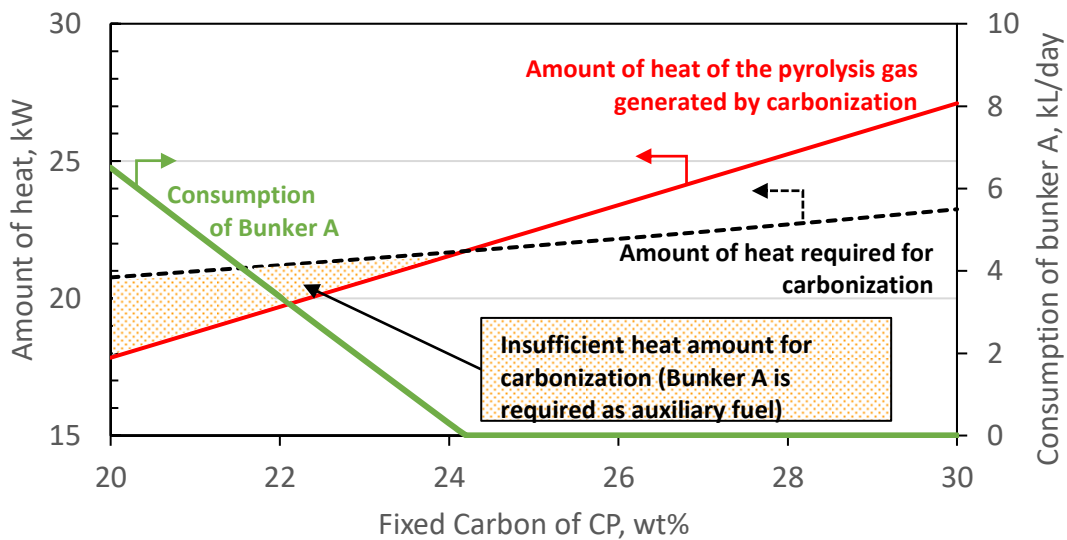
炭化によって、揮発ガスと炭化物に熱分解される概念と、炭化機の熱物質収支分析から得られた補助燃料の消費量の試算結果を Fig. 4.3 に示す。図示するように、CP の固定炭素が増加すると、炭化機から生成する揮発ガス(熱量)が増加する。CP の固定炭素が約 25wt% の場合、揮発ガスの熱量が炭化に必要な熱量を超えるため、補助燃料である A 重油は不要となる。すなわち、CP の固定炭素が 25wt% を超える条件では、炭化機の熱的自立運転を実現できる。

本研究では、検討ケースとして、木質ペレット WP、固定炭素が 20wt% の CP (CP20) と固定炭素が 25wt% の CP (CP25) の 3 種類を選択した。これは、WP と CP の比較、炭化機が熱的に自立ケース CP25 と自立しないケース CP20 の比較を行うためである。WP および CP を生産する際のエネルギー消費量の推定値を、製造燃料の工業分析値と計算に必要な情報とともに Table 4.4 に示す。原料となるバイオマスの投入量は、カナダのペレット生産施設の典型的な規模<sup>28)</sup>に基づいて、年間約 28 万トン(wet ベース、ペレット生産量に換算して年間で約 10 万トン規模)と想定した。なお、参考のため、燃料製造に係わる熱物質収支バランスシートを付録 A に示す。



The properties and yield of CP depend on the operating conditions of carbonization temperature and the kinds of biomass. As the carbonization temperature rises, the CP production decreases and the “fixed carbon” of CP increases. Fixed carbon is defined as the weight ratio of solid combustible residue to the initial weight of the sample that consists of solid combustible residue, volatile matter and ash. The amount of pyrolysis gas generated was larger in CP25 than in CP20.

(a) Conceptual diagram of changes in components based on proximate analysis before and after carbonization



(b) Relationship between the amount of heat of the pyrolysis gas generated by the carbonizer, the amount of heat required for the carbonizer, the amount of consumption of bunker A as auxiliary fuel, and the fixed carbon of CP

Fig. 4.3 Conceptual diagram for CP and the pyrolysis gas generated by carbonization, and the auxiliary fuel consumption obtained from a heat-mass balance analysis of the carbonizer

Table 4.4 Estimation of energy consumption during the fuel production  
of WP and CP

<b>Case Name</b>	<b>WP</b>	<b>CP20</b>	<b>CP25</b>
<b>Production Fuel</b>	<b>Wood Pellet</b>	<b>Carbonized Wood Pellet</b>	
<b>Fuel Properties</b>			
Proximate Analysis, Dry Basis			
Ash, wt.%	0.1	0.6	0.6
Volatile matter, wt.%	87.7	79.4	74.4
Fixed carbon, wt.%	12.2	20	25
Moisture of fuel, wt.% (wet basis)	8.0	5.0	5.0
HHV of fuel, MJ/kg (dry basis)	20.00	21.94	22.80
<b>Information for Calculation based on heat-mass balance analysis<sup>(19), (27)</sup></b>			
Input of raw biomass (wet), t/year		280,539	
Fuel production rate, t/day	464	336	305
Oil bunker A for dryer, L/day	28,331	6513	0
Electric Power, kW			
for dryer	338	338	338
for carbonizer	-	211	204
for pelletizer	3123	2147	1948
<b>Annual Fuel Production &amp; Annual Energy Consumption</b>			
Availability, %		90	
Fuel production, t/year	152,467	110,327	100,087
Oil bunker A, kL/year	9307	2140	0
Electric energy, MWh/year			
for dryer	2668	2668	2668
for carbonizer	-	1662	1612
for pelletizer	24623	16927	15356
Total electric energy, MWh/year	27,291	21,257	19,636

### 4.3.2 燃料輸送プロセスのエネルギー消費量の積算

輸送中のエネルギー消費量の積算結果を Table 4.5 に示す。木質バイオマスを扱う電力会社の関係者へのヒアリングによれば、コストを安く抑えるため、木材チップや木質ペレットの輸送には、混載貨物船などが使用され、北米航路では 2 万～6 万トン級のばら積み貨物船、東南アジア航路では 1 万トン級のばら積み貨物船が使用されていることがわかった。この情報に基づけば、カナダ航路の CO<sub>2</sub> 排出原単位は 4.6 g-CO<sub>2</sub>/t/km（船のサイズは 60,000～99,999 DWT（載貨重量トン数））であり、船の航行距離を考慮して計算された値）、ベトナム航路の場合は 20.3g-CO<sub>2</sub>/t/km（船のサイズは<9,999 DWT であり、船の航行距離を考慮して計算された値）である<sup>29)</sup>。

なお、ここで、海上輸送のエネルギー消費量（C 重油の消費量）は、ばら積み貨物船の燃費情報がないため、後述する、輸送プロセスで発生する C 重油の CO<sub>2</sub> 排出量と CO<sub>2</sub> 排出原単位から逆算して求めることとした。

Table 4.5 Energy consumption during transportation

Case Name		WP	CP20	CP25
<b>Information for Calculation</b>				
Input of raw biomass (wet), t/year			280,539	
Fuel production, t/year		152,467	110,327	100,087
Transportation distance, km				
Canada	Land (Truck)		274	
	Marine (Carrier)		7912	
Vietnam	Land (Truck)		128	
	Marine (Carrier)		4476	
<b>Fuel consumption intensity, L/t/km</b>				
Land (Truck, light oil)			0.0285	
Marine	Canada		0.001533	
(Carrier, Bunker C) (*1)	Vietnam		0.006767	
<b>Annual Energy Consumption</b>				
Canada	Land, kL/year	1191	862	782
	Marine, kL/year	1850	1338	1214
Vietnam	Land, kL/year	556	402	365
	Marine, kL/year	4618	3342	3031

(\*1): Back calculation from CO<sub>2</sub> emissions because there is no fuel consumption intensity of bulk carrier fueled by C heavy oil.



### 4.3.3 CO<sub>2</sub> 排出量の評価

使われた燃料の発熱量、燃料と電気の CO<sub>2</sub> 排出原単位を Table 4.6 に示す。WP や CP の製造と輸送のプロセスに使用されるエネルギー消費量 (Table 4.4 と Table 4.5) と Table 4.6 のデータに基づいて計算した WP と CP の CO<sub>2</sub> 排出量の積算結果を Table 4.7 に示す。また、熱量あたりの CO<sub>2</sub> 排出量の積算結果を Fig. 4.4 に示す。Table 4.7 には、熱量あたりの CO<sub>2</sub> 排出量の内訳に割合も示した。その結果から、バイオマスの乾燥や炭化物製造時に使われる A 重油からの CO<sub>2</sub> 排出割合が最も高く、次に船舶輸送の割合が高いことがわかった。その他、燃料種や製造条件の比較や、国の比較などを以下に述べる。

WP と CP を比較すると、CP25 の CO<sub>2</sub> 排出量は WP の半分以下であった。CP25 の CO<sub>2</sub> 排出量が低いのは、原材料の乾燥と炭化物製造時に使われる A 重油の消費量がゼロであることによる。しかし、海外のペレット工場では、A 重油の代わりに製材所の残留物 (バイオマス) の燃焼熱が乾燥プロセスに使われることがある。この場合は、A 重油からの CO<sub>2</sub> 排出量はゼロカウントとなるため、WP の CO<sub>2</sub> 排出量も CP の場合とほぼ同等となる。

CP20 と CP25 を比較すると、A 重油の消費量がゼロである CP25 の方が優れていることがわかる。また、炭化が進むほどエネルギー密度が増加するため、輸送時のエネルギー消費量が削減され、CO<sub>2</sub> 排出量がわずかに削減される傾向となった。仮に CP25 よりも固定炭素が高い炭化条件を選定した場合、扱う炭化物量が減るため、熱量あたりの CO<sub>2</sub> 排出量はより減少する傾向にあるが、試算によれば、固定炭素 5 ポイント上昇に対し、約 3% 減少する程度で殆ど変化しないものと推察される。

一方、カナダとベトナムを比較すると、カナダの CO<sub>2</sub> 排出量はベトナムよりも少なかった。これは、①カナダの系統電力の CO<sub>2</sub> 排出原単位 (0.15kg/kWh) が、ベトナムの 0.8649kg/kWh よりも低いこと

(Table 4.6 を参照)、②ばら積み貨物船の航路はカナダの方が長距離となるものの、船舶サイズがカナダ航路で 60,000～99,999 DWT、ベトナム航路で 9,999 DWT 未満と想定されたため、船舶の燃費がカナダ航路の方が良いことに起因する（大型船舶の燃費が優れていることによる）。

Table 4.6 Calorific value of fuel and CO<sub>2</sub> emission intensity

	<b>Items</b>	<b>Values</b>
Calorific value of fuel	Oil bunker A, MJ/L	39.1
	Light oil, MJ/L	37.7
	Oil bunker C, MJ/L	41.9
CO <sub>2</sub> emission intensity	Oil bunker A, kg/L	2.71 [23]
	Light oil, kg/L	2.58 [23]
	Oil bunker C, kg/L	3.00 [23]
	Electricity in Canada, kg/kWh	0.15 [30]
	Electricity in Vietnam, kg/kWh	0.8649 [31]

Table 4.7 Estimation of CO<sub>2</sub> emissions

Case Name		WP	CP20	CP25
<b>Information for Calculation</b>				
Fuel production, t/year		152,467	110,327	100,087
Calorific value of fuel (wet), MJ/kg		18.4	20.8	21.7
<b>CO<sub>2</sub> Emissions, t-CO<sub>2</sub>/year</b>				
Canada	Bunker A for dryer	25,222	5,798	0
	Electricity for fuel production	4,094	3,189	2,945
	Truck	3,072	2,223	2,016
	Bulk carrier	5,549	4,015	3,643
	Total	37,936	15,225	8,605
Vietnam	Bunker A for dryer	25,222	5,798	0
	Electricity for fuel production	23,604	18,385	16,983
	Truck	1,435	1,038	942
	Bulk carrier	13,854	10,025	9,094
	Total	64,114	35,246	27,019
<b>CO<sub>2</sub> Emissions, kg-CO<sub>2</sub>/GJ-fuel, (%)</b>				
Canada	Bunker A for dryer	8.990 (66)	2.521 (38)	0 (0)
	Electricity for fuel production	1.459 (11)	1.387 (21)	1.359 (34)
	Truck	1.095 (8)	0.967 (15)	0.930 (23)
	Bulk carrier	1.987 (15)	1.746 (26)	1.680 (42)
	Total	13.52 (100)	6.62 (100)	3.97 (100)
Vietnam	Bunker A for dryer	8.990 (39)	2.521 (16)	0 (0)
	Electricity for fuel production	8.414 (37)	7.995 (52)	7.834 (63)
	Truck	0.512 (2)	0.452 (3)	0.435 (3)
	Bulk carrier	4.938 (22)	4.359 (28)	4.195 (34)
	Total	22.85 (100)	15.33 (100)	12.46 (100)

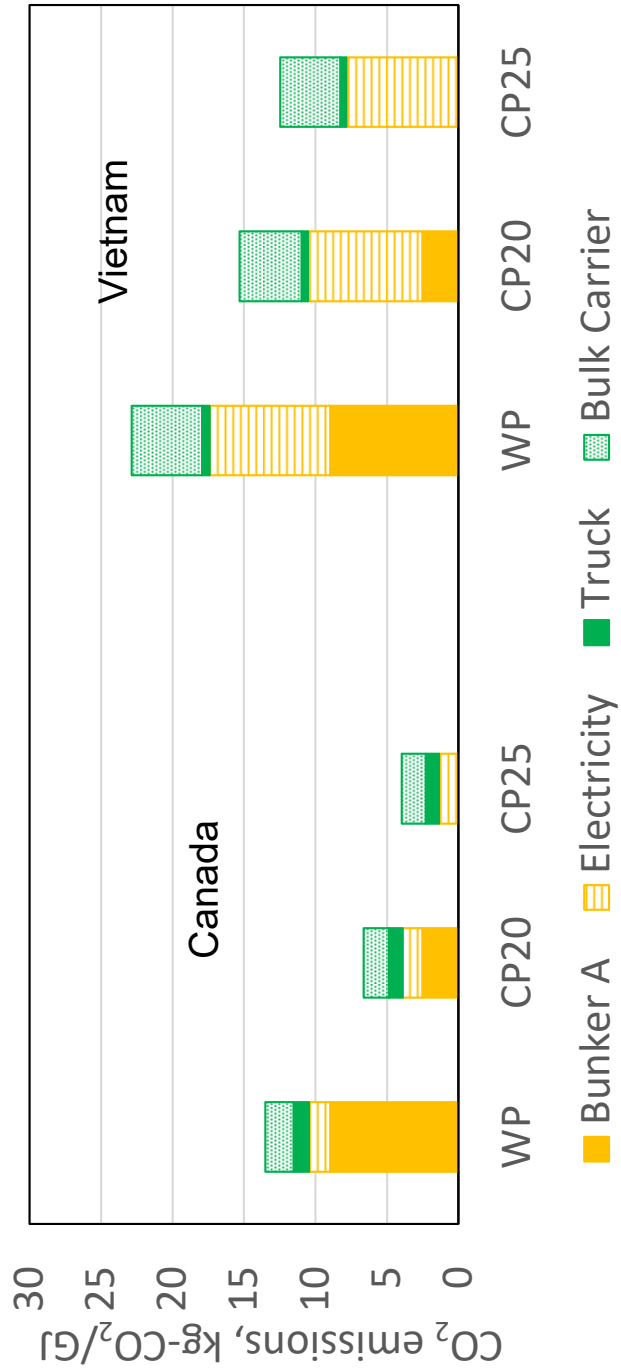


Fig. 4.4 CO<sub>2</sub> emissions of WP and CP

#### 4.3.4 経済性の評価

海外で燃料を製造し、日本の輸入港で燃料を受け取るまでの調達コストの積算結果を Table 4.8 に示す。また、燃料の熱量あたりのコストを、設備コストである初期費、運用費、輸送費等の内訳とともに Fig. 4.5 に示す。Table 4.8 には、その内訳に割合も示した。その結果から、本研究の仮定においては、コストの内訳から、原材料費、A 重油の燃料費、海上輸送費の費用割合が比較的高いことがわかった。その他、燃料種や製造条件の比較や、国の比較などを以下に述べる。

CP は WP と比較して設備コストである初期費用が高い (Table 4.2 参照) が、WP の乾燥工程では A 重油を使用するため、WP の運用コストは CP より高い。その結果、CP は WP に比べて総コストが低くなることがわかった。

CP20 と CP25 を比較すると、CP20 では炭化機用の補助燃料として A 重油を使用しているため (Fig. 4.3 参照)、CP25 よりもわずかに高い運用コストとなった。仮に CP25 よりも固定炭素が高い炭化条件を選定した場合、補助燃料である A 重油は不要のままであるが、熱分解ガスのロスが増え製造量が減るため、熱量あたりのコストは相対的に増加傾向にある。しかし、試算によれば、固定炭素 5 ポイント上昇に対し、約 3% 上昇する程度で殆ど変化しないものと推察される。

一方、カナダとベトナムを比較すると、バイオマス原料 (製材廃材)、現地の燃料単価、輸送費などの運用コストの影響により (Table 4.3、Table 4.7 参照)、ベトナムからの輸入が低コストであることがわかった。これらの影響を評価するため、Fig. 4.6 にベトナム製造の CP20 をベース (A 重油代の評価も行うため CP20 を選定) に、原材料費 (原料バイオマス)、電気代、人件費、A 重油代、トラック輸送費、船舶輸送費をそれぞれカナダの単価で算出した結果を示す。な

お、カナダで製造する CP20 との価格差は輸送距離の差に依存する。本図から、ベトナムの原材料費がカナダ並みに値上がりしてもカナダよりは廉価となることがわかった。また、一般炭の取引価格は、先に述べた通り、4.69 USD/GJ であり、ベトナムの CP20 より若干安い (CP25 よりは若干高い)。したがって、本研究においては、ベトナム製造の CP25 を選択すれば、混焼時の運用費は低く抑えられるものと考えられる。ただし、石炭価格や各国の費用は、地政学的リスクや為替相場の影響を受けやすく、状況は変化するため、注意が必要である。

Table 4.8 Estimation of costs

<b>Case Name</b>		<b>WP</b>	<b>CP20</b>	<b>CP25</b>
<b>Information for Calculation</b>				
Input of raw biomass (wet), t/year			280,539	
Fuel production, t/year		152,467	110,327	100,087
<b>Estimation of O&amp;M costs, million USD/year</b>				
Canada	Raw biomass		9.819	
	Maintenance	0.585	0.87	0.87
	Electricity	2.39	1.86	1.72
	Bunker A	9.19	2.11	0
	Personnel expenses	0.2	0.2	0.2
	Total	22.18	14.86	12.6
Vietnam	Raw biomass		2.805	
	Maintenance	0.585	0.87	0.87
	Electricity	1.91	1.49	1.37
	Bunker A	6.89	1.58	0
	Personnel expenses	0.02	0.02	0.02
	Total	12.21	6.76	5.07
<b>Estimation of transportation costs, million USD/year</b>				
Canada	Land	4.18	3.02	2.74
	Marine	4.0	2.9	2.6
	Total	8.1	5.9	5.3
Vietnam	Land	0.59	0.42	0.38
	Marine	2.4	1.8	1.6
	Total	3.0	2.2	2.0
<b>Estimation of cost, USD/GJ-fuel, (%)</b>				
Canada	Initial	0.67 (6)	1.21 (12)	1.29 (14)
	Raw biomass	3.50 (30)	4.27 (42)	4.53 (47)
	Electricity	0.85 (7)	0.81 (8)	0.79 (8)
	Bunker A	3.27 (29)	0.92 (9)	0 (0)
	Personnel expenses	0.07 (1)	0.09 (1)	0.09 (1)
	Maintenance	0.21 (2)	0.38 (3)	0.40 (4)
	Transportation	2.9 (25)	2.56 (25)	2.47 (26)
	Total	11.48 (100)	10.23 (100)	9.58 (100)
Vietnam	Initial	0.67 (11)	1.21 (24)	1.29 (28)
	Raw biomass	0.99 (17)	1.22 (24)	1.30 (29)
	Electricity	0.68 (11)	0.65 (13)	0.63 (14)
	Bunker A	2.45 (40)	0.69 (13)	0 (0)
	Personnel expenses	0.01 (0)	0.01 (0)	0.01 (0)
	Maintenance	0.21 (3)	0.38 (7)	0.40 (9)
	Transportation	1.08 (18)	0.95 (19)	0.92 (20)
	Total	6.1 (100)	5.1 (100)	4.6 (100)



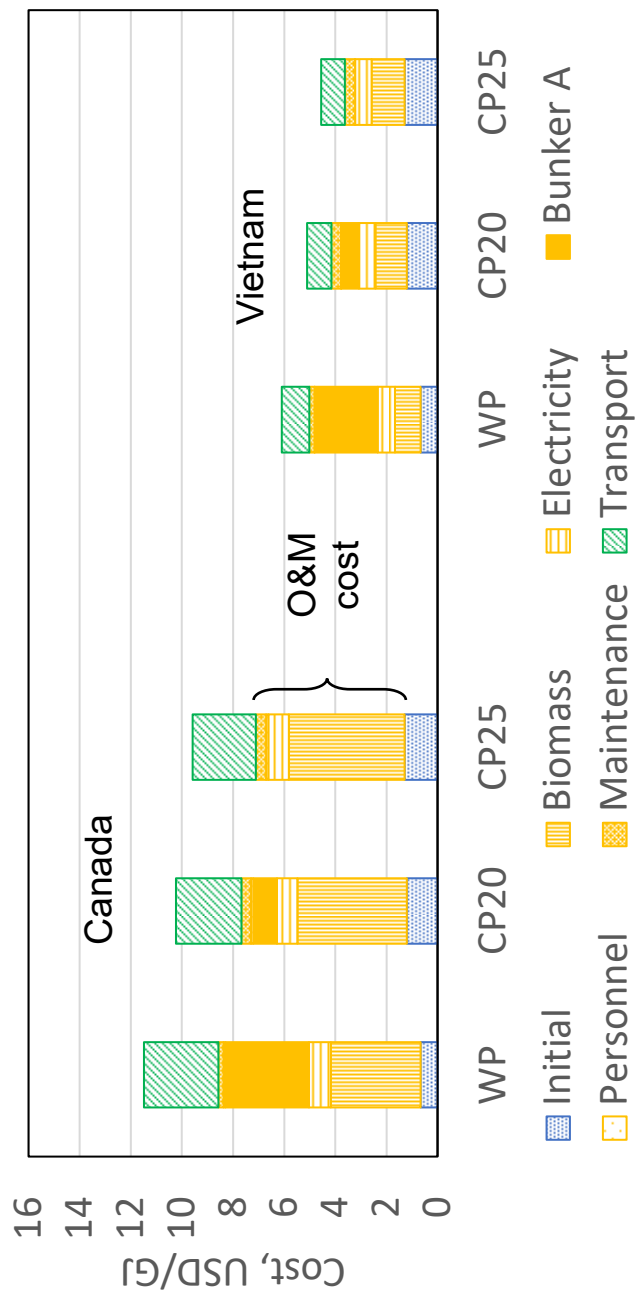


Fig. 4.5 Economic efficiency of WP and CP at the port of import in Japan

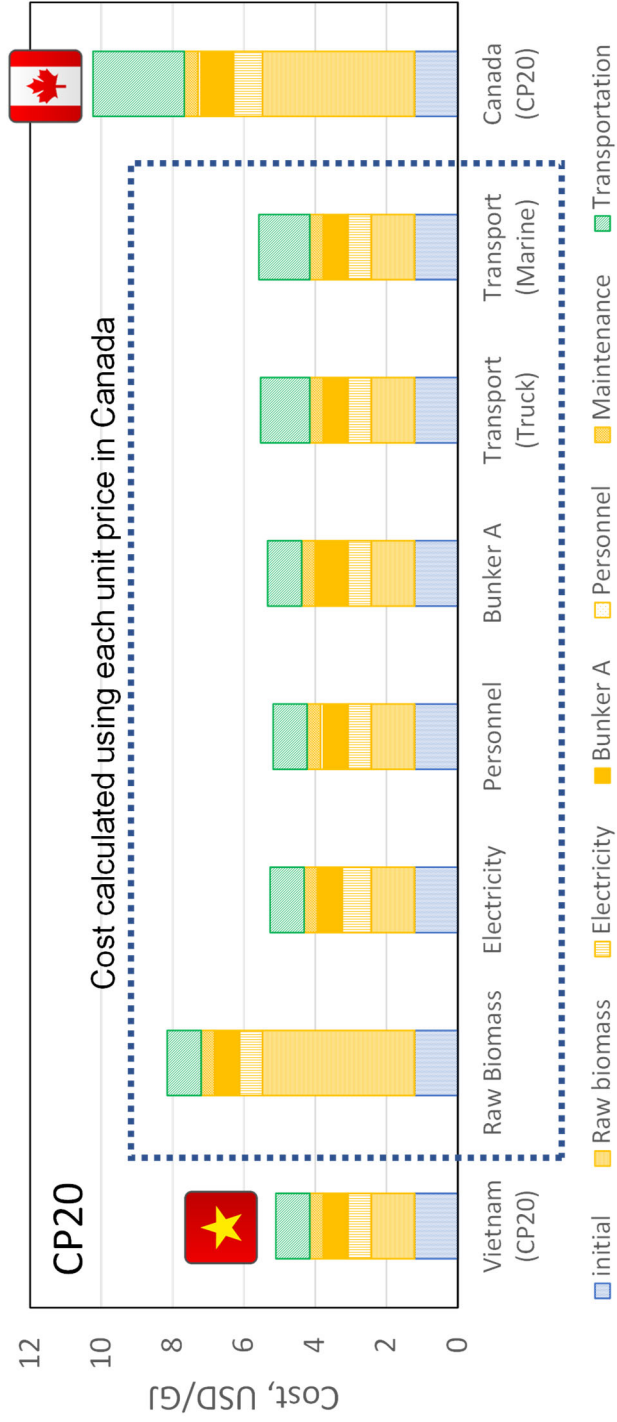


Fig. 4.6 Impact assessment of unit price

#### 4.3.5 微粉炭火力発電所での混焼時の CO<sub>2</sub> 排出量と経済性評価

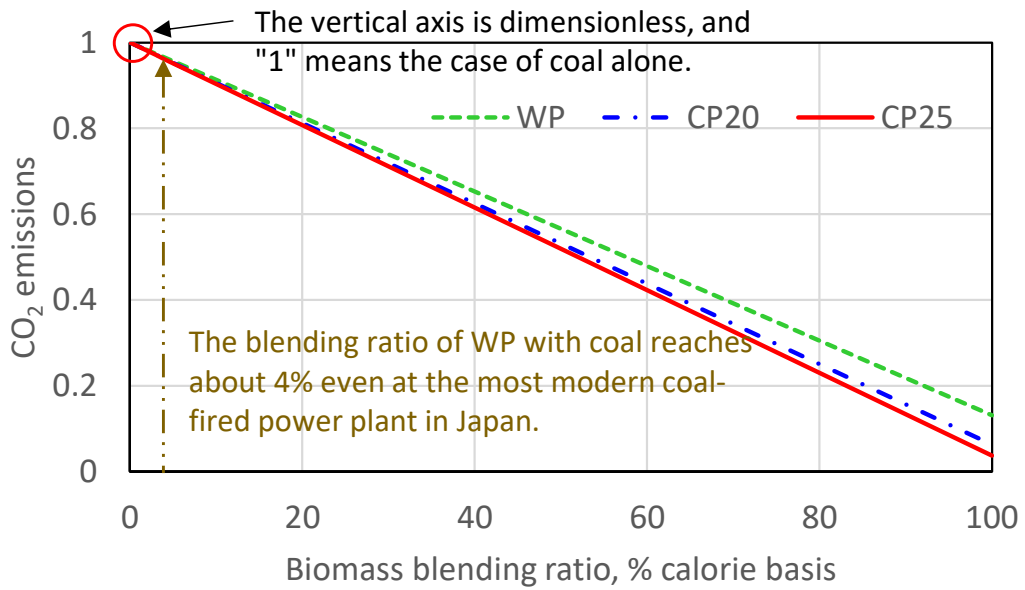
微粉炭火力発電所で WP または炭化バイオマス (CP20、CP25) を混焼した際の CO<sub>2</sub> 排出量と調達コストを見積もった。これらの結果をそれぞれ Fig. 4.7 と Fig. 4.8 に示す。これらの図の横軸は、バイオマスの熱量基準の混焼率 (0: 石炭専焼、100: バイオマス専焼)、縦軸はいずれも石炭を基準とした無次元数として示した。なお、試算に用いた石炭の輸入価格は、2018 年の一般炭の CIF (Cost Insurance and Freight) 価格 (120.54 USD/t, 4.69 USD/GJ (発熱量が 6,200 kcal/kg の場合)) を用いた<sup>32)</sup>。微粉炭火力発電所は 100 万 kW、熱効率 40% (HHV)、年間稼働率 70% と仮定して試算した。

WP を用いた混焼発電では、最新の微粉炭火力発電所においても、熱量基準で概ね約 4% 以下のケースが多い<sup>8,33)</sup>。この主な理由は、WP を石炭用ローラミルで粉砕するときに発生する異常振動や所要電力の増加にある。これとは対照的に、第 2 章で述べた通り CP は石炭と同等の動力で粉砕できるため、これらの問題は生じず、石炭との混合比を高められ、バイオマス炭化物 100% 専焼も技術的には達成できる<sup>19)</sup>。試算の結果、仮に混焼率を 10 倍の 40% まで高めた場合、① CO<sub>2</sub> 排出量はいずれのケースでも約 35~40% 削減でき、② 発電コストはカナダの場合、石炭のみに比べて約 1.5 倍増加、ベトナムの場合、殆ど変化しない結果となった。

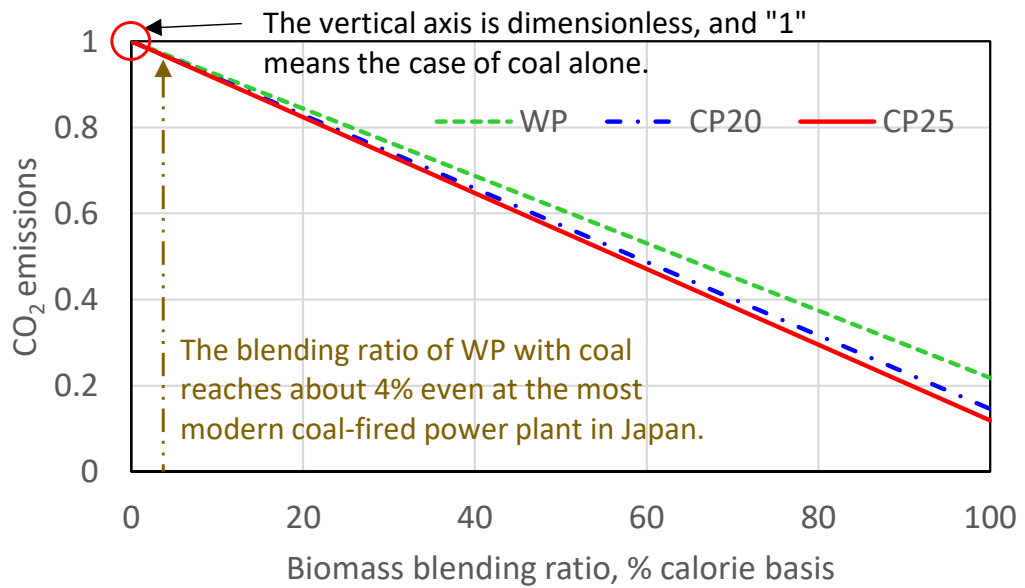
また、同一の混焼率で比較すると、本研究の範囲においては、CO<sub>2</sub> 排出量とコストの両面で CP25 のケースが最も優れていることがわかった。これは、CP25 のケースでは、炭化機の熱的な自立運転が可能となり、製造プロセスにおけるエネルギー消費量が最も少ないことに起因する。

近年、カーボンプライシングの施策として、世界各国で炭素税、CO<sub>2</sub> 排出量取引など、様々なパターンの仕組みが導入・検討されている<sup>34)</sup>。Fig. 4.8 のカナダのケースでは、混焼率の増加に伴い、燃

料コストが嵩む結果となったが、CO<sub>2</sub> 排出削減量の取引によるカーボンプライスを加味できれば、これを改善できる可能性がある。現時点においては、取引価格が不安定、かつ様々な案が検討されている段階にあるため、本研究の対象からは除外した。ただし、今後の重要性に鑑みて、カーボンプライシングの参考となる限界コストについて付録 B に試算結果を示した。

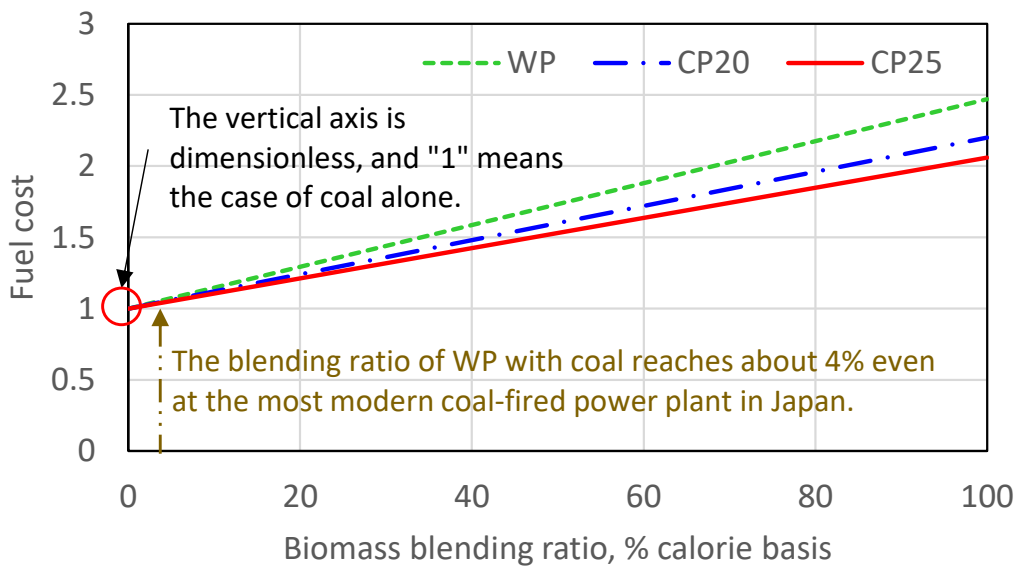


(a) Case of Canada

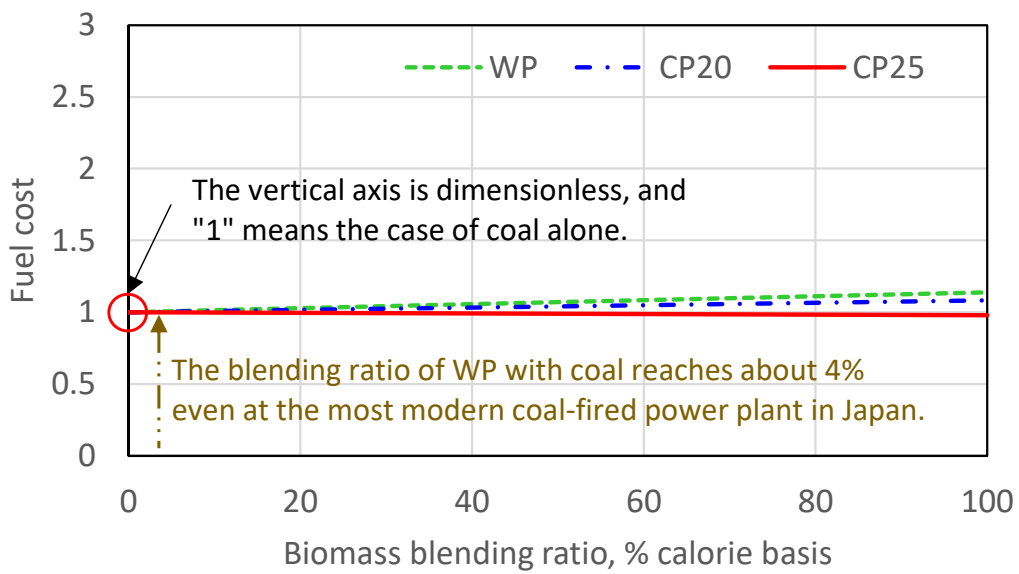


(b) Case of Vietnam

Fig. 4.7 Estimated CO<sub>2</sub> emissions at a coal-biomass co-firing power plant in Japan



(a) Case of Canada



(b) Case of Vietnam

Fig. 4.8 Estimated costs for generated electricity at a coal-biomass co-firing power plant in Japan

#### 4.4 まとめ

本研究では、海外（木質ペレットの輸入実績のあるカナダとベトナムを想定）に炭化ペレット製造施設を設置し、これを輸出港まで陸上輸送し、ばら積み船で日本の横浜港まで海上輸送するまでのエネルギー消費量、CO<sub>2</sub>排出量、コストを試算した。さらに微粉炭火力発電所で混焼から専焼まで変化させた際のCO<sub>2</sub>排出量とコストを試算した。これらに基づき、主に以下の結論を得た。

- (1) CPの熱量あたりのCO<sub>2</sub>排出原単位は、WPに比べて小さいことがわかった。これは主に、炭化工程で発生する揮発ガスを有効利用することで、CP製造に必要な補助燃料（A重油）の消費量を削減できるためである。ただし、A重油の代わりに製材廃材を利用して乾燥を行った場合、WPのCO<sub>2</sub>排出原単位はCPの場合とほぼ同等となる。一方、仮にCP25（固定炭素：25wt%）よりも固定炭素が高い炭化条件を選定した場合、扱う炭化物量が減るため、熱量あたりのCO<sub>2</sub>排出量はわずかに減少するが、試算によれば、固定炭素5ポイント上昇に対し、約3%減少する程度で殆ど変化しないものと推察された。
- (2) コストに関する積算値の内訳から、原材料費、A重油の燃料費、海上輸送費の費用割合が比較的高く、総コストへの影響が大きいことがわかった。また、CPの初期費用である設備コストはWPよりも高いものの、CPの調達コストはWPよりも低かった。これは主にWPの乾燥に必要な補助燃料（A重油）のコストが嵩むためである。また、CP25（固定炭素：25wt%）の製造条件では、炭化プロセスで発生する揮発ガスで乾燥と炭化の両方の熱源を賄えるため、CP20よりコストを抑制できることがわかった。仮にCP25よりも固定炭素が高い炭化条件を選定した場合、補助燃料であるA重油は不要のままであるが、製造される炭化物量が

減るため、熱量あたりのコストは相対的に上昇する傾向にある。ただし、試算によれば、固定炭素 5 ポイント上昇に対し、約 3% 上昇する程度で殆ど変化しないものと推察された。

- (3) 微粉炭火力発電所でバイオマスを混焼した際の CO<sub>2</sub> 排出量は、バイオマスの混焼率に比例して低くなる。WP の場合、設備制約から概ね 4%程度が限界であったが、CP の場合、それ以上に混焼率を高めることができるため（第 2 章で述べた通り、技術的にはバイオマス炭化物専焼（混焼率 100%）まで達成可能）、混焼率に応じて CO<sub>2</sub> 排出量を削減することが可能である。
- (4) ベトナムで製造された CP を混焼した場合、燃料の調達コストが安く抑えられるため、高い混焼率を選択しても、発電コストへの影響は小さい。したがって、ベトナムからの CP 輸入利用は、微粉炭火力発電所からの CO<sub>2</sub> 排出量を削減する手段として費用対効果が高いと言える。
- (5) ここで得られた一連の評価技術は、費用内訳をパラメータとしたケーススタディや、木質バイオマスの豊富な豪州等の他国からの輸入利用時の比較検討にも活用可能である。



## 【参考文献】

- 1) 経済産業省 資源エネルギー庁, 電力調査統計 結果概要 【2019年度分】, 2019, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022), [https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric\\_power/ep002/pdf/2019/0-2019.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/pdf/2019/0-2019.pdf).
- 2) M. V. Gil, F. Rubiera, 5—Coal and biomass cofiring: Fundamentals and future trends, In *New Trends in Coal Conversion*; Suárez-Ruiz, I., Diez, M.A., Rubiera, F., Eds.; Woodhead Publishing: Sawston, Cambridge, UK, 117–140(2019).
- 3) S. De, M. Assadi, Impact of cofiring biomass with coal in power plants - A techno-economic assessment, *Biomass and Bioenergy*, **33**, 283–293(2009).
- 4) K. V. Narayanan, E. Natarajan, Experimental studies on cofiring of coal and biomass blends in India, *Renewable Energy*, **32**, 2548–2558(2007).
- 5) A. Demirbaş, Sustainable cofiring of biomass with coal, *Energy Conversion Management*, **44**, 1465–1479(2003).
- 6) M. L. Holtmeyer, B. M. Kumfer, R. L. Axelbaum, Effects of biomass particle size during cofiring under air-fired and oxyfuel conditions, *Applied Energy*, **93**, 606–613(2012).
- 7) D. Loeffler, N. Anderson, Emissions tradeoffs associated with cofiring forest biomass with coal, A case study in Colorado, USA, *Applied Energy*, **113**, 67–77(2014).
- 8) Mitsui & Co., Global Strategic Studies Institute Monthly Report, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022), [https://www.mitsui.com/mgssi/en/report/detail/\\_icsFiles/afieldfile/2018/01/12/170703m\\_unokikuchi\\_e.pdf](https://www.mitsui.com/mgssi/en/report/detail/_icsFiles/afieldfile/2018/01/12/170703m_unokikuchi_e.pdf).
- 9) J. Xue, T. Chellappa, S. Ceylan, J. L. Goldfarb, Enhancing biomass +

- coal Co-firing scenarios via biomass torrefaction and carbonization: Case study of avocado pit biomass and Illinois No. 6 coal, *Renewable Energy*, **122**, 152–162(2018).
- 10) B. Arias, C. Pevida, J. Feroso, M. G. Plaza, F. Rubiera, J. J. Pis, Influence of torrefaction on the grindability and reactivity of woody biomass, *Fuel Processing Technology*, **89**, 169–175(2008).
- 11) M. Phanphanich, S. Mani, Impact of torrefaction on the grindability and fuel characteristics of forest biomass, *Bioresource Technology*, **102**, 1246–1253(2011).
- 12) M. J. C. van der Stelt, H. Gerhauser, J. H. A. Kiel, K. J. Ptasinski, Biomass upgrading by torrefaction for the production of biofuels: A review, *Biomass and Bioenergy*, **35**, 3748–3762(2011).
- 13) C. Ndibe, J. Maier, G. Scheffknecht, Combustion, cofiring and emissions characteristics of torrefied biomass in a drop tube reactor, *Biomass and Bioenergy*, **79**, 105–115(2015).
- 14) C.-W. Huang, Y.-H. Li, K. -L. Xiao, J. Lasek, Cofiring characteristics of coal blended with torrefied Miscanthus biochar optimized with three Taguchi indexes, *Energy*, **172**, 566–579(2019).
- 15) 吉田貴紘, 熱処理バイオマスペレット燃料の製造技術および評価方法, *実験力学*, **19**(3), 175-181(2019).
- 16) L. J. R. Nunes, J. C. O. Matias, J. P. S. Catalão, A review on torrefied biomass pellets as a sustainable alternative to coal in power generation, *Renewable Sustainable Energy Reviews*, **40**, 153–160(2014).
- 17) T. Tabata, H. Torikai, M. Tsurumaki, Y. Genchi, K. Ukegawa, Life cycle assessment for co-firing semi-carbonized fuel manufactured using woody biomass with coal: A case study in the central area of Wakayama, Japan, *Renewable Sustainable Energy Reviews*, **15**, 2772–

- 2778(2011).
- 18) K. Kamimura, H. Kuboyama, K. Yamamoto, Wood biomass supply costs and potential for biomass energy plants in Japan, *Biomass and Bioenergy*, **36**, 107–115(2012).
  - 19) 芦澤正美, 大高円, 庄司哲也, 山本博巳, 木質バイオマスの炭化特性と炭化物の粉碎性・燃焼性, *Journal of Japan Solar Energy Society*, **47**(5), 49-56(2021).
  - 20) 日本木質バイオマスエネルギー協会, データベース 6-1. 針葉樹及び針葉樹以外のチップ 月別通関量の推移, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022) : <https://www.jwba.or.jp/database/price-transition01/>.
  - 21) 経済産業省 資源エネルギー庁, 省エネ法対応 荷主の省エネ推進のてびき, 第5版, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022): [https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saving/enterprise/transport/procedure/ninushi\\_tebiki.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saving/enterprise/transport/procedure/ninushi_tebiki.pdf).
  - 22) International Energy Agency, Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022): <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c9bae6ac-0f4c-4a4b-8b46-f7d4cca4d53b/ElecCost2015.pdf>.
  - 23) 環境省, 温室効果ガス排出量 算定・報告・公表制度, 算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022): [https://ghg-santeikohyo.env.go.jp/files/calc/itiran\\_2020\\_rev.pdf](https://ghg-santeikohyo.env.go.jp/files/calc/itiran_2020_rev.pdf).
  - 24) M. Dehkordi, M. Mahdi, On the Design and Analysis of Forest Biomass to Biofuel and Bioenergy Supply Chains, The University of British Columbia, p69(2015), 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022): <https://open.library.ubc.ca/cIRcle/collections/ubctheses/24/items/1.0>

[166110](#).

- 25) Alibaba.com, Biomass FOB Price, オンライン (accessed June 8, 2021): [https://www.alibaba.com/product-detail/100-Pine-Wood-Sawdust\\_50039271188.html?spm=a2700.7724857.main07.3.189c198e97912f](https://www.alibaba.com/product-detail/100-Pine-Wood-Sawdust_50039271188.html?spm=a2700.7724857.main07.3.189c198e97912f).
- 26) JETRO, 投資コスト比較(Vancouver in Canada / Ho Chi Minh in Vietnam), オンライン (accessed June 4, 2022): <https://www.jetro.go.jp/world/search/cost.html>.
- 27) 三菱重工環境・化学エンジニアリング, CO<sub>2</sub>排出削減対策強化誘導型技術開発・実証事業 (バイオ改質炭普及拡大に向けたエネルギー自立型製造プロセスの構築並びに微粉炭ボイラでの100%専焼技術の開発) 委託業務成果報告書 平成29年度(2017).
- 28) 井内正直, 国内・外産石炭火力混焼用バイオマス燃料の製造・輸送に係わる CO<sub>2</sub> 排出量の評価, 電力中央研究所報告, Y10010, 2(2011).
- 29) 日本船舶技術研究協会, 船舶輸送におけるカーボンフットプリント策定に関する調査研究 2009 年度報告書, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022): [https://www.jstra.jp/html/PDF/2009\\_CFP\\_houkokusyo.pdf](https://www.jstra.jp/html/PDF/2009_CFP_houkokusyo.pdf).
- 30) 環境省, 温室効果ガス排出・吸収量等の算定と報告, 2.7 エネルギー転換部門, P25(2017), 資料ダウンロード (accessed June 6, 2022): [https://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg-mrv/emissions/results/JNGI2019\\_2-7.pdf](https://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg-mrv/emissions/results/JNGI2019_2-7.pdf).
- 31) 地球環境センター(GEC), 平成31年度 JCM 設備補助事業で使用する国別の電力 CO<sub>2</sub> 排出係数, (2019), 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022): [http://gec.jp/innovation/2019/S.2019JCM\\_emission\\_factor.pdf](http://gec.jp/innovation/2019/S.2019JCM_emission_factor.pdf).
- 32) 経済産業省 資源エネルギー庁, 電気事業便覧 2019 年度, 経済

産業調査会, 2019.

- 33) J-POWER ニュースリリース, 竹原火力発電所新 1 号機の営業運転開始について, 2020, 資料ダウンロード (accessed June 4, 2022): [https://www.jpower.co.jp/news\\_release/pdf/news200630.pdf](https://www.jpower.co.jp/news_release/pdf/news200630.pdf).
- 34) 環境省, カーボンプライシング (炭素への価格付け) の全体像, 資料ダウンロード (accessed July 25, 2022) : <https://www.env.go.jp/council/06earth/17sankou2.pdf>.

## 第5章 結論

日本の主力電源のひとつである微粉炭火力発電所では、国際的な脱炭素化ニーズに応えていくため、その手前のトランジション期も想定し、カーボンニュートラルな木質バイオマスを利用した混焼発電を行っている。しかし、木質バイオマスの燃料性状が石炭に劣る（重量あたりの発熱量や粉碎性）ことから、混焼率は熱量基準で概ね3～4%程度に留まっているケースが多い。この混焼率を高めるためには、燃料搬送ラインや粉碎機の改造などが必要となる。これに対し、木質バイオマスを炭化処理すれば、燃料性状を改善できるため、既設発電所の粉碎機等を改造せずに混焼率を高められる可能性がある。このことから、木質バイオマス炭化物の混焼は、CO<sub>2</sub>排出量の削減に繋がる有効な手段として注目されている。しかし、炭化条件が燃料性状変化に及ぼす影響、粉碎性の改善効果、燃焼性や排ガスの環境性の確認、貯蔵時の安全性評価と管理指標、海外から木質バイオマス炭化燃料を調達する際のCO<sub>2</sub>排出量やコスト評価など、個々の有益な既往研究は見受けられるものの、これらの成果を検証しながら実規模へ適用する研究開発に関する情報（商用化に向けたパイロットスケールによる検証に関する情報）は殆ど見受けられない。一部の燃料トレーディング会社や重電メーカーでは、実利用を想定した条件での定量的なパイロットスケール規模での評価を行っているものの、詳細な情報までは、各社の技術ノウハウということもあり、公表されていないのが現状である。

本研究では、微粉炭火力発電所で、バイオマスを現状の10倍以上の比率で混焼する技術（高混焼率技術）の商用化に貢献するため、その事前検討段階の位置づけとして、実機を模擬した実験装置等を用いて、高混焼率技術の実現可能性の評価を行うとともに、炭化燃料を安全に貯蔵する際の管理指標等を検討した。さらに、これらの実験結果に基づき、海外で製造した木質バイオマス炭化燃料を輸入

して、微粉炭火力で混焼する際の CO<sub>2</sub> 排出量とコストについて評価を行うなど、その実現可能性評価と評価方法を示した。以下に、各章毎の主な結論を示す。

第 1 章では、本研究の背景や目的として、日本における石炭火力発電（微粉炭火力発電）の位置づけと脱炭素化に向けた取り組みの重要性、その取り組みのひとつとして実施されている木質バイオマスの混焼とその現状、ならびに技術的な課題、木質バイオマスを炭化燃料化することの有効性とその際の技術的な課題を整理し、これの解決に向けた本研究の位置づけを示した。

第 2 章では、炭化温度を 250℃から最高 600℃まで設定可能な実験設備を用いて、性状の異なる代表的な木質バイオマスを用いた炭化実験を行い、その特性を整理し、木質バイオマスを炭化する際の運転管理指標について検討を行った。さらに、炭化物が既存の微粉炭火力発電の混焼燃料として適すること、混焼率を現状（熱量基準で数%オーダー）の 10 倍以上（熱量基準で数十%オーダー）に高められることを実証するため、製造した炭化物を用いて、実際の微粉炭火力発電所と同じ方式の微粉砕機（ローラミル）とバーナを用いて、粉碎性、燃焼性、および燃焼排ガスの環境値の評価を行った。具体的には下記の通りである。

炭化物の重量収率（炭化物収率） $\eta_{cb}$ 、エネルギー収率  $\eta_{rh}$ 、炭化熱効率  $\eta_{ce}$  などの炭化特性は、炭化温度（炭化機の内筒表面の平均温度）との相関係数は低く、炭化物の固定炭素および炭化物収率  $\eta_{cb}$  との相関係数が高い。固定炭素との相関性については、既往の研究でも示されているが、分析に時間を要するため、炭化物製造中における実用的な運転管理指標としては、炭化物の重量収率である炭化物収率  $\eta_{cb}$  が有効であることを示した。また、本研究で製造した炭化物（概ね 290～400℃の温度で炭化）においては、微粉炭火力発電所用のローラミルに特別な改造を加えることなく、石炭と同等の動力

で粉砕処理できることを明らかにした(本研究では、入熱 2.3 MW 相当の条件で、粉砕動力は、石炭、炭化物ともに約 4 kW で同等であった)。さらに、炭化物を粉砕すると、瀝青炭の 200 mesh (75  $\mu$ m 以下)パス率 80%に対し、炭化物のパス率は約 40~50%と大きめの粒径となるが、燃焼実験の結果、石炭の燃焼率 97%に対して炭化物は 98%以上、排ガス中の NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub> 濃度ともに石炭より低く、優れた燃焼性と環境性能が確認できた。これは、バイオマス炭化物の揮発分が石炭に比べて約 2 倍多く反応性が高いこと、燃料中の N 分や S 分が少ないこと、石炭用に設計されたバーナの低 NO<sub>x</sub> 化と高混焼率を達成するリッチリーン燃焼機能が維持されていること、などによるものと考えられた。これらの結果は、燃料トレーディング会社や重電メーカーからは、ノウハウ保護の観点から公表されていない情報であり、ユーザー側(電力会社)にとって有効なものと考えられる。得られた実験結果から、バイオマス炭化処理することで 100%専焼も可能であり、CO<sub>2</sub> の大幅な削減(現状の約 10 倍以上の混焼率運用を行うことで、CO<sub>2</sub> 排出量を約半分以下まで削減可能)に貢献できるものと考えられる。

第 3 章では、代表的な木質バイオマス炭化物を対象に、炭化物そのものの自己発熱量を測定するとともに、サイロを想定した貯蔵時の自己発熱実験(断熱実験)を行い、発電所で利用実績のある瀝青炭や亜瀝青炭と、木質バイオマス炭化物の CO 濃度や貯蔵時間等の比較を行い、微粉炭火力での実運用に資する相対的な管理条件と簡便な計測方法(発電所でも利用可能な簡便な方法)の検討を行った。具体的には下記の通りである。

等温発熱性実験の結果、木質バイオマス炭化物の自己発熱量は概ね 75 kJ/kg であり、瀝青炭の 67 kJ/kg より高いが、亜瀝青炭の 80 kJ/kg よりも低く、両者の中間であることがわかった。また、炭化物の圧密ありと圧密なしの自己発熱量には差異がみられなかったこと



から、ハンドリング性向上のためにブリケット化しても、自己発熱性に影響を与えない可能性が高いことがわかった。一方、サイロを模擬した貯蔵時の自己発熱性の評価実験では、炭化物の温度上昇速度は、瀝青炭よりも約 1.2~2 倍高いが、亜瀝青炭の約半分程度であることがわかった。また、温度上昇速度の順序は、前述の等温発熱性実験の結果と一致したことから、自己発熱性の相対比較において、等温発熱測定法は発電所でも簡便に計測できる有効な手段と考えられた。炭化物の温度上昇速度は、本実験範囲においては、固定炭素の値が高いほど早まる傾向にあり、既往の研究と一致することがわかった。同一の経過時間における CO 濃度についても、亜瀝青炭、炭化物、瀝青炭の順で高濃度の値が検出され、温度上昇速度の順序と同一であった。これらの結果から、木質バイオマス炭化物を微粉炭火力発電所で利用する際には、既に利用実績のある亜瀝青炭の貯蔵時間と CO 濃度を運用管理のひとつの目安とすることで、安全サイドに運用できることを明らかにした。また、大型のサイロを想定した貯蔵に関する断熱実験の結果からも、固定炭素は、炭化物の自己発熱性を相対的に評価する際の重要な管理指標のひとつとなることがわかった。大型のサイロを模擬した実験データに関する既往の研究は見当たらず、ユーザー（電力会社）にとって有益な知見が得られたものと考えられる。また、この結果と簡便な計測が可能な等温発熱測定法（熱量測定法）の結果と付き合わせた関連性に関する考察結果も公表事例がほとんどないため、発電所でのデータ蓄積に基づく運用に貢献できるものと考えられる。なお、低温発熱に関する詳細なメカニズムは未解明な面があり、燃料粒子の物性として、比表面積、細孔構造、分子構造、反応基の分析結果と発熱特性の相関に関する研究などが必要であり、今後の課題として重要と考えられた。

第 4 章では、日本における木質ペレットの輸入規模を参考に、炭

化機の規模を仮定し、その際のエネルギー消費量を炭化実験結果に基づき算出するとともに、輸出港までの陸上輸送ならびに日本までの海上輸送に係わるエネルギー消費量を積算し、このときの CO<sub>2</sub> 排出量とコストを試算・評価した。なお、燃料の製造は、日本向けの本質ペレットの主要輸出国であるカナダとベトナムを選定（両国で輸入量の約 8 割を占める）し、評価にあたっては、実際に輸入利用されている本質ペレットと比較することで実現可能性について論じた。具体的には下記の通りである。

炭化ペレットの熱量あたりの CO<sub>2</sub> 排出原単位と調達コストは、本質ペレットより低いことがわかった。これは主に、炭化工程で発生する熱分解ガスを有効利用することで、炭化ペレットの製造に必要なとなる補助燃料（A 重油）の消費量を削減できるためである。ただし、本質ペレットの製造の乾燥工程において、A 重油を使わずに製材廃材を熱源に用いた場合、このエネルギー消費に伴う CO<sub>2</sub> 排出量とコストはキャンセルされるため、炭化ペレットとほぼ同等の CO<sub>2</sub> 排出量とコストになる。炭化ペレットを製造するための設備費は本質ペレットのそれよりも高いが、炭化ペレットの方が運用コストと CO<sub>2</sub> 排出量が少ないことがわかった。これは、炭化ペレット CP25（固定炭素：25wt%）の製造条件では、炭化工程で発生する熱分解ガスを炭化用の熱源として再利用することで、熱的に自立した炭化機の運転を実現できるためである。ベトナムからの炭化ペレットの調達コストは、カナダに比べて約半分で済むことがわかった。これは、主に原材料費、A 重油、輸送費などがベトナムの方が安いことに起因している。また、ベトナムで製造された炭化ペレットを使用する場合、現状の 10 倍以上の高い混焼率を選択しても、発電コストへの影響は極めて小さい結果も得られた。これは、ベトナムの場合、炭化ペレットの熱量あたりのコストが、2018 年の一般炭の CIF（Cost Insurance and Freight）価格（120.54 USD/t, 4.69 USD/GJ（発熱量が

6,200 kcal/kg の場合) とほぼ同等(CP20: 5.1, CP25: 4.6 USD/GJ)であることによる。これらのことから、ベトナムで炭化ペレットを製造し、輸入利用するケースが、微粉炭火力発電所からの CO<sub>2</sub> 排出量を削減する手段として費用対効果が高いことがわかった。燃料調達にあたっては、燃料トレーディング会社による木質ペレット WP の輸入港での受け渡し価格は提供されるものの、その根拠となる内訳の詳細まで提示されることは殆ど無い。また、燃料の価格交渉において、様々な国や製造拠点（産地）のコストが提示されることも殆どない（燃料の上流権益は特定の国や拠点に限られるため）。これらの観点から、コスト評価結果と評価を自ら行える評価方法については、発電所での燃料調達の検討に大いに貢献できるものと考えられる。ただし、コスト評価においては、各国の物価等に大きく依存する。地政学的なリスクや為替相場で大きく変動することに注意が必要である。

おわりに、本研究では、バイオマス炭化物の高混焼率技術を対象に、炭化実験設備、発電所と同一方式のローラミル、石炭燃焼実験設備を用いて、炭化の基本特性、粉碎性や燃焼性との関連性を明らかにした。また、等温発熱測定装置、独自の貯蔵安全性評価装置を用いて、対象試料の自己発熱性に関する熱物性、ならびに発電所でのサイロ貯蔵を模擬した際の発熱性、CO 等のガス発生特性から、貯蔵安全性評価と管理指標を導き出した。さらに実利用上、バイオマス資源に乏しい日本での燃料調達問題の解決に向け、カナダとベトナムを対象に、炭化物の現地生産、輸入利用時のエネルギー消費、CO<sub>2</sub> 排出量、コストの評価を行い、実現性の高いことを示した。これらの結果から、カーボンニュートラルなバイオマスをこれまで(熱量基準で約 4%) より 10 倍以上混焼することが可能と判断でき、この場合、CO<sub>2</sub> 排出量を半分以下まで削減可能となる。これは微粉炭火力発電所の脱炭素化へ向けたトランジション期にとって有望であ

り、日本のエネルギー安全保障ならびに電力系統上、重要な位置づけにある微粉炭火力発電所での有効な技術選択肢のひとつとして貢献できるものと考えられる。また、当該技術は産業用ボイラなどへの応用も可能である。日本の脱炭素化を進める当該技術の普及に向け、今後も貢献していく所存である。

## 謝 辞

本研究成果の第 2 章および第 3 章については、環境省委託事業「CO<sub>2</sub> 排出削減対策強化誘導型技術開発・実証事業」として実施した 2013 年度および 2014 年度「石炭火力における混焼率 30%を実現する木質バイオマスの改質プロセスの実用化開発」、ならびに 2015 年度～2017 年度「バイオ改質炭普及拡大に向けたエネルギー自立型製造プロセスの構築並びに微粉炭ボイラでの 100%専焼技術の開発」の一環として得られたものであり、委託元の環境省、主実施者の三菱重工業環境・化学エンジニアリング株式会社、共同実施者の国立研究開発法人 産業技術総合研究所の関係各位に謝意を表す。

本論文を取りまとめるにあたり、指導教官として、ご多忙の中、論文構成や考察をはじめ細部に至るまで終始懇切丁寧なご指導とご鞭撻を賜りました東京農工大学大学院の秋澤淳教授に厚く御礼申し上げます。論文審査においては、東京農工大学大学院の神谷秀博教授、上田祐樹教授、池上貴志准教授、伏見千尋教授より、学術的な視点から有意義かつ貴重なご指摘を頂き、深く感謝申し上げます。また、本論文に係わる学術論文ほか、研究全般についてご指導を頂いた、一般財団法人電力中央研究所グリッドイノベーション研究本部の山本博巳上席研究員に深く感謝申し上げます。本研究は、RPS 法（2002 年 6 月に公布された電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法）の施行に先立ち、一般財団法人電力中央研究所で立ち上げられたバイオマス利活用に関する重点課題プロジェクトの一環で実施した研究開発「バイオマス炭化技術」に関するものであり、当時の重点課題責任者であった犬丸淳専務理事には、長年にわたりご指導を頂き、深く感謝申し上げます。本研究における、大規模な実験、データ取得、分析ならびに取りまとめにあたっては、同所エネルギートランスフォーメーション研究本部の大高円上席研

究員、庄司哲也主任研究員、山口哲正上席研究員に多大なご協力とご助言を頂いた。ここに深く感謝の意を表します。また、本研究のみならず、先輩、同僚として多大なご助言、ご協力、ご支援を頂いた、原三郎研究参事、市川和芳研究参事、梶谷史朗副研究参事、木戸口和浩上席研究員、櫻木潔主任研究員、木本政義上席研究員、武井健二上席、植竹涼子上席、平野久美子特定職員に深く感謝致します。

本研究の実施にあたっては、一般財団法人電力中央研究所の根本孝七業務執行理事、植田伸幸常務理事にご助言とご高配を頂いた。ここに深く御礼申し上げます。

# 付録 A 燃料製造に係わる熱物質収支バランスシート

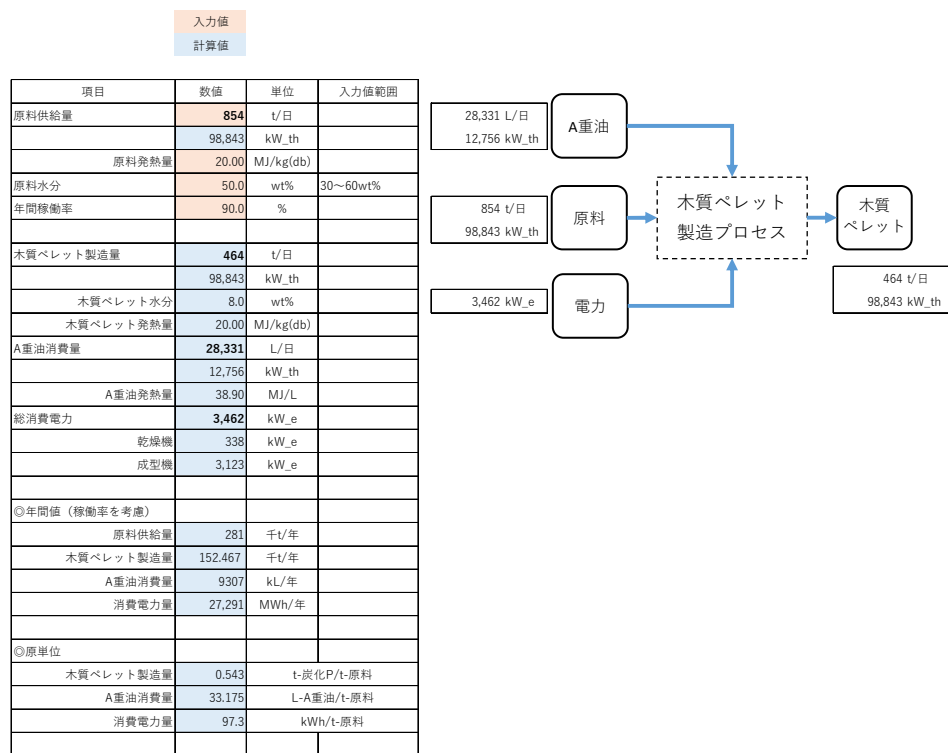


Fig. A1 Heat-mass balance sheet of WP production

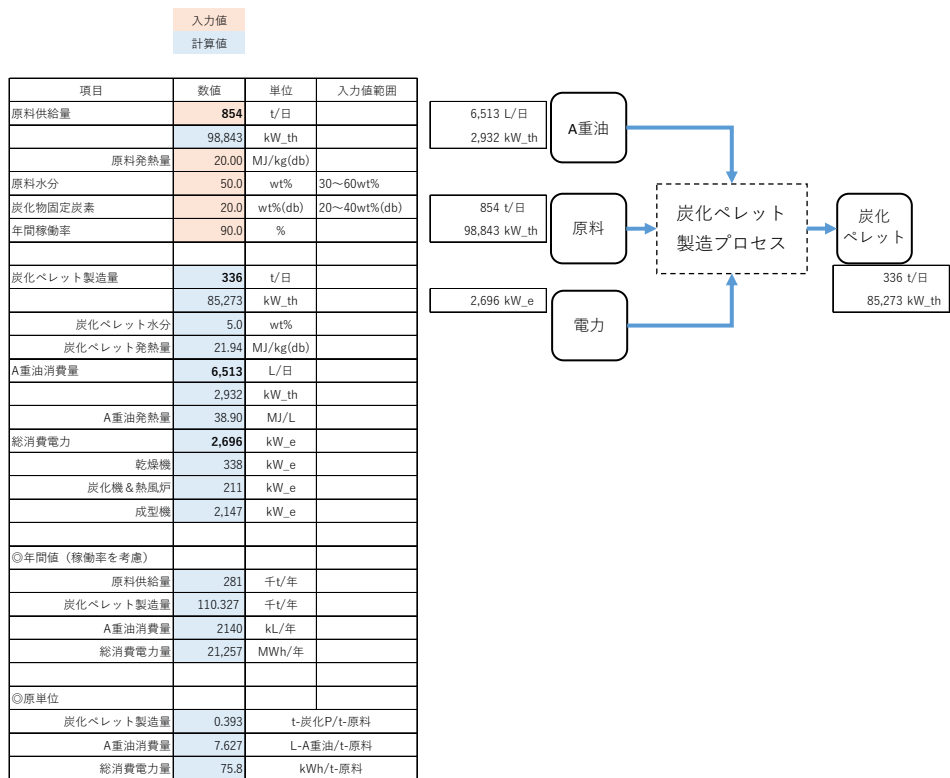


Fig. A2 Heat-mass balance sheet of CP20 production



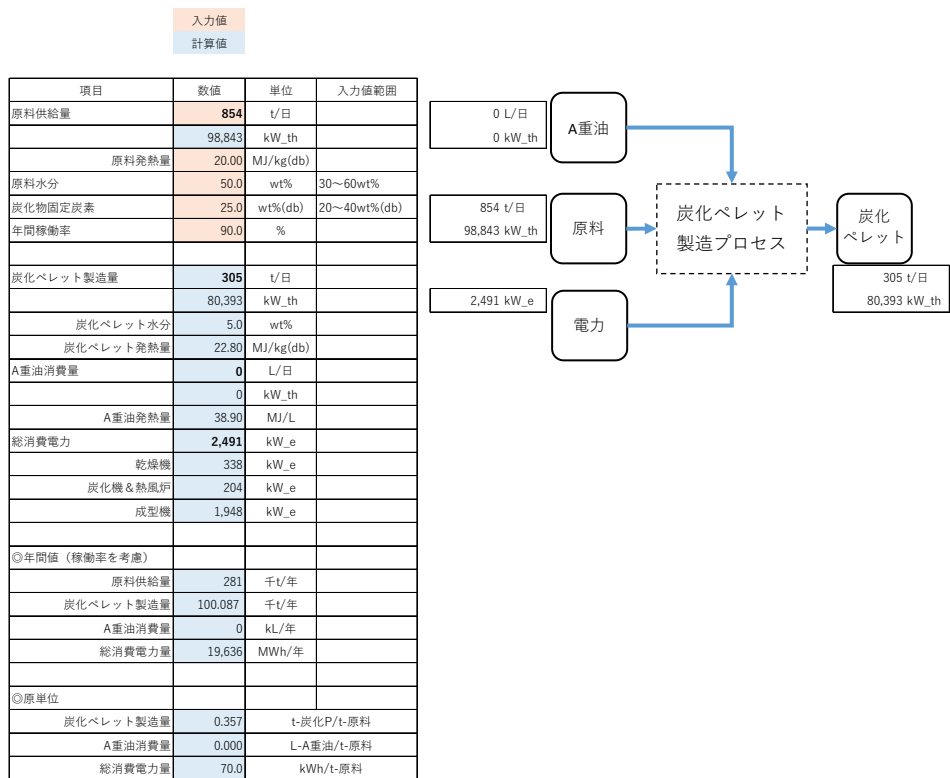


Fig. A3 Heat-mass balance sheet of CP25 production

## 付録 B カーボンプライシングの参考となる限界コストの検討

近年では、カーボンプライシングの施策として、世界各国で炭素税、CO<sub>2</sub> 排出権取引など、様々なパターンの仕組みが導入・検討されている<sup>1)</sup>。EU 排出権取引(EU-ETS)価格は、2021年5月に50ユーロ/t-CO<sub>2</sub> (1ユーロ=1.02 USD のとき、51 USD/t-CO<sub>2</sub>) を更新し、55ユーロ/t-CO<sub>2</sub> (56 USD/t-CO<sub>2</sub>) を超える史上最高値を付けた。さらに、2020年のEU首脳会議で2030年の温室効果ガス排出量の削減目標を55%とすることで合意したのをうけ、2030年には100ユーロ/t-CO<sub>2</sub> (102 USD/t-CO<sub>2</sub>) に達するとの予測もある<sup>2)</sup>。また、国内では社内炭素価格(インターナルカーボンプライシング ICP)を導入し、約10,000円/t-CO<sub>2</sub> (1ドル=136円の時、73.5 USD/t-CO<sub>2</sub>) の価格を付け、省エネ設備導入の動機付けを行う企業も出はじめている<sup>3)</sup>。

そこで、本研究における試算結果を用いて、「バイオマス混焼による燃料コスト増」と「バイオマス混焼によるCO<sub>2</sub> 排出の削減量」の比として、限界コスト(USD/t-CO<sub>2</sub>)を算出した(Fig. B1)。この限界コストは、1tのCO<sub>2</sub>を削減するのに必要なコストを示している。カナダの場合、WPでは75USD以上、CP25では48.8USD以上で取引されればペイすることになる。ベトナムの場合、混焼するバイオマス燃料のコストが低いこともあり、WPでは7.9USD以上、CP25では石炭価格よりも燃料価格が安いことため-1.1USD以上であった。なお、本付録で検討した数値は、本研究で仮定した条件に基づく試算結果であり、地政学リスクや為替相場等により、限界コストも大きく変化することに留意が必要である。

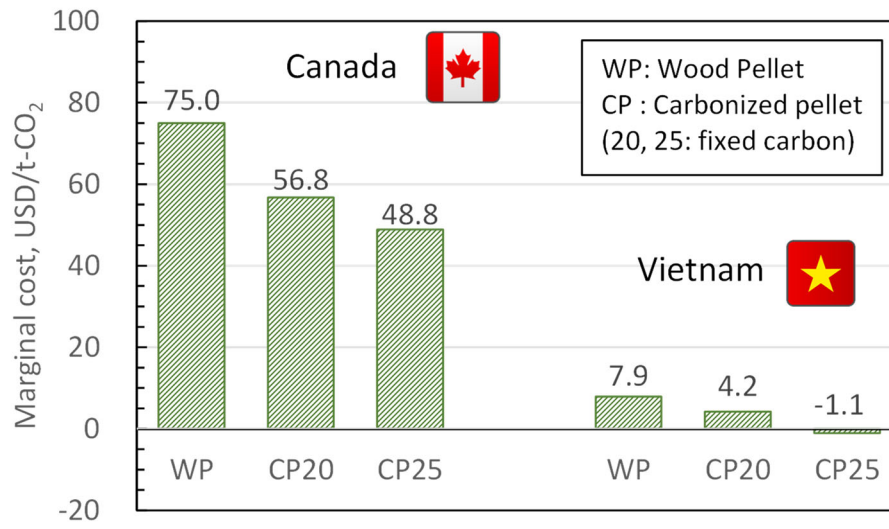


Fig. B1 Estimated marginal cost of each biomass feedstock

## 【参考文献】

- 1) 環境省，カーボンプライシング（炭素への価格付け）の全体像，資料ダウンロード（accessed July 25, 2022）：  
<https://www.env.go.jp/council/06earth/17sankou2.pdf>.
- 2) 瀧口信一郎，日本総研オピニオン「カーボンニュートラルへの道標を提供できる排出権取引」，2021，資料ダウンロード（accessed July 25, 2022）：<https://www.jri.co.jp/page.jsp?id=39101>.
- 3) 日本経済新聞，CO2 は 1 トン 1 万円 社内炭素価格、日本特殊陶業など導入，2022.5.10 記事，資料ダウンロード（accessed July 25, 2022）：  
<https://www.nikkei.com/article/DGXZQOFD061GZ0W2A500C2000000/>.