

# バイオマス発電の質による選別と高付加価値化への潮流

## BECCS・国内資源活用という新たな方向性

金融調査部 主任研究員 依田 宏樹

### [要約]

- バイオマス発電は、EUでは再生可能エネルギー指令(RED)、日本では固定価格買取制度(FIT制度)に支えられ拡大してきた。しかし、木質燃料のライフサイクル排出や炭素負債への懸念が強まり、国際的な政策動向も変化する中、量的拡大は一巡しつつある。
- 日本では、このような木質燃料の持続可能性に関する懸念に加えて、FIT制度満了後の採算性低下、混焼モデルへの逆風、輸入燃料費の上昇などから事業性が大きく搖らぎ、輸入木質燃料に依存する大規模発電の継続が難しくなりつつある。
- このような状況の下、BECCS(バイオマス発電+CO<sub>2</sub>回収・貯留)による炭素除去や、廃棄物といった国内資源を活用したバイオガス・バイオメタンなど、燃料の持続可能性と事業性の両面に対応し得る高付加価値化の方向性が注目されている。
- 今後、バイオマス発電は持続可能性や経済合理性といった観点で評価される傾向が強まる可能性がある。こうした変化を踏まえ、事業者・投資家ともに座礁資産リスクへの対応や付加価値創出力の向上が一層重要となる。

### 1. バイオマス発電とは

バイオマス発電は、再生可能エネルギー（以下、再エネ）の一種として国内外で導入が進んできた。本章では、その仕組み、日本の導入状況等を整理し、以降の議論の前提となる基礎的な位置づけを概観する。

## バイオマス発電の仕組みと特徴

バイオマスとは、エネルギー源として利用可能な、動植物に由来する有機性資源（石油などの化石資源を除く）の総称である。具体的には、林地残材（木質系）やもみ殻（農業残渣（ざんさ））といった「未利用系資源」のほか、家畜排せつ物や食品廃棄物、建築廃材（木質系）といった「廃棄物系資源」、糖・でんぷん（サトウキビ等の資源作物）といった「生産系資源」まで多岐にわたる<sup>1</sup>。バイオマス発電は、これらのバイオマスを燃料として利用し、電力を生み出す仕組みである。発電方式には、木質燃料等を直接燃焼させて得られる蒸気を利用する「直接燃焼方式」や、廃棄物燃料や資源作物等を発酵させて発生したメタンガスを利用する「生物化学的変換方式（バイオガス発電）」などがある<sup>2</sup>。

バイオマス発電は、燃焼時にCO<sub>2</sub>を排出するにもかかわらず、再エネの一種として位置づけられてきた。これは、燃料となるバイオマス資源の多くが植物由来であり、その成長過程で光合成により大気中のCO<sub>2</sub>を吸収しているため、燃焼時の排出は吸収分と相殺されるという「カーボンニュートラル」の考え方に基づいている。

## 世界と日本におけるバイオマス発電の導入状況

このような考え方の下、バイオマス発電は天候に左右されにくい安定的な再エネ電源として期待されている。欧州連合（EU）では2009年発効の再生可能エネルギー指令（RED I：Renewable Energy Directive）<sup>3</sup>により、加盟国に再エネ導入の目標達成が義務化されたことを契機に拡大した。北欧や当時EU加盟国だった英国では、2010年代前半に既存石炭火力で石炭とバイオマスを混焼する方式が広く採用された。しかし、近年は石炭火力発電の縮小・廃止に伴い、バイオマス専焼型（特に熱電併給型<sup>4</sup>）への転換が進んでいる<sup>5</sup>。なお、米国では2000年代後半からのシェールガス革命による天然ガスの低価格化によりバイオマス発電の拡大は限定的で、近年もほぼ横ばいにとどまっている。また、中国ではエネルギー安全保障や石炭からの転換を背景に政策支援で導入が拡大しており、世界最大の導入国となっている。

日本では2012年7月に開始された「再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT（Feed-in Tariffs）制度）」により、電力会社が一定期間（バイオマスは20年間）、一定価格で買い取るよう義務化されたことから、バイオマス発電の導入は急拡大した。2025年3月末時点で導入量（新規）は約611万kW（741件）、認定量（新規）は約841万kW（1,066件）に達している（図）

<sup>1</sup> 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）ウェブサイト「『バイオマス燃料』知っておきたい基礎知識」（2024年9月25日）

<sup>2</sup> 国立研究開発法人国立環境研究所 環境展望台 環境技術解説「バイオマス発電」参照。

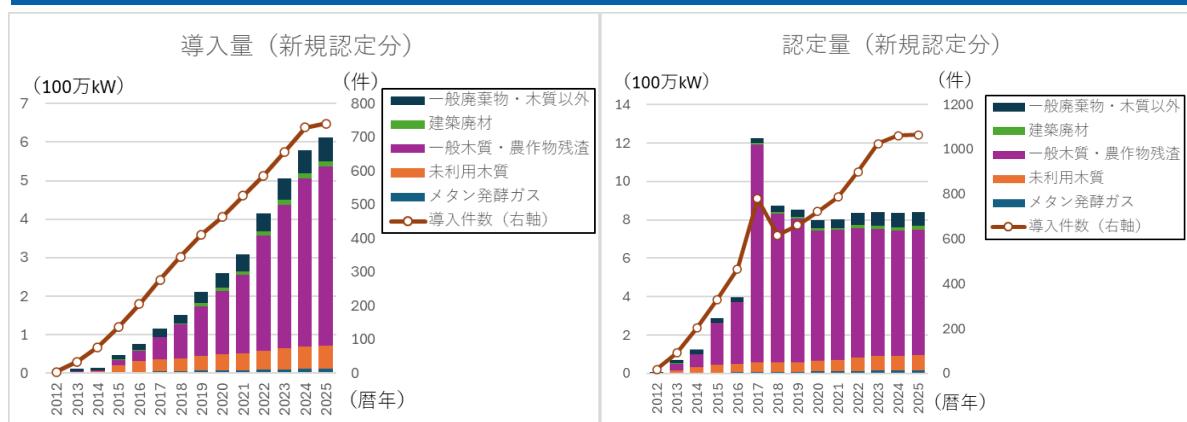
<sup>3</sup> 域内の最終エネルギー消費に占める再エネ比率を2020年までに20%にするという数値目標が設定された。2018年（RED II）及び2023年（RED III）に改定。European Commissionのウェブサイト“Renewable Energy Directive”参照。

<sup>4</sup> 発電した際に生じる廃熱も同時に回収・利用するシステムであり、発電のみに比べてエネルギー利用効率が大幅に向上する。環境展望台 環境技術解説「コーチェネレーション」参照。

<sup>5</sup> 例えば、英国最大の石炭火力発電所DRAXは2013年以降、段階的にバイオマス専焼に転換した。

表1)。バイオマス発電は2024年度時点の日本の全発電電力量の約4%を占めるが、第7次エネルギー基本計画（2025年2月に閣議決定）では、2040年度には5～6%程度とする目標が掲げられている（なお、2022年における全発電量に占めるバイオマス発電の比率<sup>6</sup>は、EUは約6%、中国は約2%、米国は約1%）。

図表1 バイオマス種別の導入量（新規）及び認定量（新規）の推移



(注) データは、2025年を除き12月末時点（2025年は3月末）

(出所) 経済産業省資源エネルギー庁「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト」より大和総研作成

バイオマス発電の燃料は、FIT制度の区分で「一般木質・農作物残渣」が約76%を占める。その大半は木質ペレット（木材を粉碎し圧縮・固形化したもの）とパーム椰子殻（PKS: Palm Kernel Shell、アブラヤシの油を搾った後の殻）であり、農作物残渣の利用は限定的である。大型発電所では、制度要件等の観点から専焼型（熱電併給なし）が主流となっており、ペレットとPKSを組み合わせるケースが多い（なお、混焼は2019年度からFIT制度の新規認定対象外）。一方で、小規模発電や熱利用向けでは、木質チップ（木材を細かく粉碎したもの）も利用されている。

足元では、燃料調達・輸送過程での温室効果ガス（GHG）排出や森林伐採など持続可能性への懸念、FIT制度満了後の事業採算性の低下といった課題が顕在化している。以降では、こうした環境・経済面の課題を整理し、今後の方向性を考察する。

## 2. バイオマス発電の持続可能性と国際的動向

バイオマス発電は、その持続可能性を巡る国際的な評価が近年大きく変化している。本章では、この背景にある主要な論点とともに、政策及び金融面での動向を整理し、国際的な潮流を

<sup>6</sup> IEA Bioenergy 2024 Country Reports, “Implementation of bioenergy in the European Union - 2024 update”, “Implementation of bioenergy in China”, “Implementation of bioenergy in the United States - 2024 update” (2025年1月)

概観する。

## バイオマス発電を巡る国際的な批判の高まり

バイオマス発電は前述のように、以前はカーボンニュートラルと位置づけられてきた。しかし近年、特に輸入木質燃料に依存する大規模発電に対して、国際 NGO や学術界から持続可能性への疑義が強まっている。象徴的な事例として、2018 年に科学者約 800 名が欧州議会に対し、エネルギー目的での意図的な森林伐採を避け、森林残渣や廃棄物に限定するよう要請した<sup>7</sup>。さらに 2021 年には、世界 40 か国以上、500 名超の科学者が米・EU・日・韓政府に対し、木質バイオマス発電はカーボンニュートラルではなく、気候変動対策や生物多様性を損なう可能性があるとし、補助金の停止を求める共同書簡を送付した<sup>8</sup>。

これらの動きは、バイオマス発電の持続可能性を巡る国際的議論が一段と厳しさを増していくことを示している。

## 持続可能性を巡る主要論点

批判の背景にある持続可能性を巡る論点は、大きく三つに整理できる。①燃料のライフサイクル全体での GHG 排出、②燃料生産地での法令遵守・生物多様性保全・土地利用等への懸念、③伐採と再成長の時間差によるカーボン・デット（炭素負債）である。

第一のライフサイクルの問題とは、森林伐採やバイオマス燃料の燃焼に伴う GHG 排出に加え、輸入時の長距離輸送や、ペレット化の工程でも化石燃料が消費され、GHG が排出されることである。これらを合算すると、バイオマス発電による GHG 排出削減効果は限定的であり、場合によつては石炭火力より高排出となる可能性が指摘されている。

第二の燃料生産地での懸念に関しては、違法伐採や原生林・保護価値の高い森林（HCVF : High Conservation Value Forests）の伐採リスク、生物多様性や森林劣化への影響が指摘されている。これらのリスクを回避し、持続可能な調達を確保するためには、森林管理協議会（FSC : Forest Stewardship Council）認証やサステイナブル・バイオマス・プログラム（SBP : Sustainable Biomass Program）認証など信頼性の高い認証取得が重要とされるが、認証制度の実効性や運用面には課題や批判もある<sup>9</sup>。

第三のカーボン・デットとは、森林伐採や燃料の燃焼による GHG 排出は即時に発生する一方、森林の再成長による吸収には数十年を要するという問題である。この時間差により、短中期には大気中の GHG が増加し、2050 年カーボンニュートラル目標の達成を妨げる最大の懸念とされ

<sup>7</sup> Letter From Scientists to the EU Parliament Regarding Forst Biomass (updated January 14, 2018)

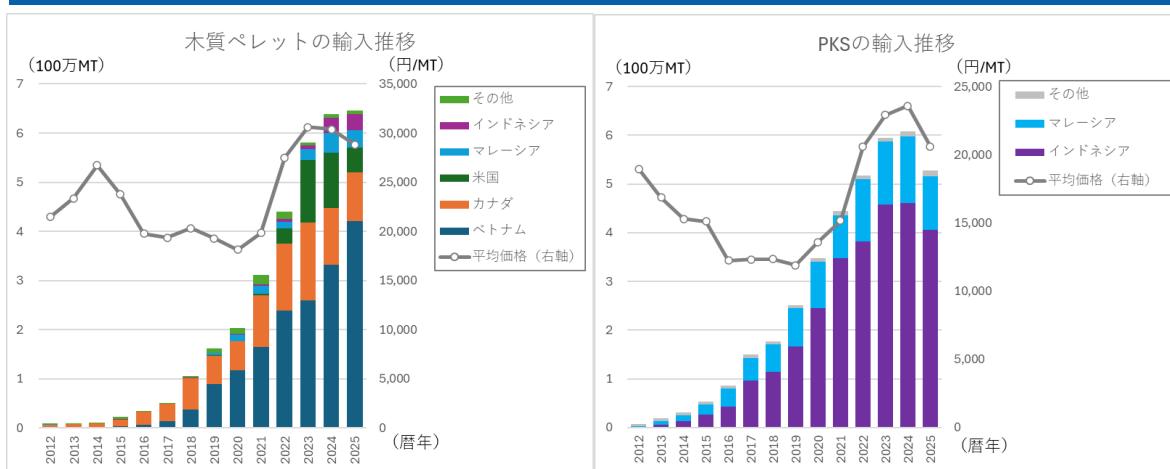
<sup>8</sup> Letter Regarding Use of Forests for Bioenergy (February 11, 2021)

<sup>9</sup> 例えば、Mongabay, “Sustainable biomass certification scheme is flawed, degrades forests, report finds” (21 Aug 2025)

る。再植林が不十分な場合、この負債はさらに長期化する。

こうした国際的な論点は、日本のバイオマス発電の現状とも強く関係している。日本では、FIT制度開始当初は国内未利用資源の活用が期待されたが、収集・輸送コストの制約から輸入燃料への依存が進み、木質ペレットやPKSの輸入量が急増した（図表2）。国別にみると、木質ペレットはベトナムと北米（カナダ、米国）で9割弱、PKSはインドネシアとマレーシアで9割超を占める。このように、大型バイオマス発電は輸入燃料を前提とすることから、国内未利用材の利用は限定的となり、燃料調達の国際依存や森林管理リスク、長距離輸送によるGHG排出といった構造的課題を抱えている。

**図表2 木質ペレットとPKSの輸入量及び平均価格の推移**



(注1) 木質ペレットは4401.31.000、PKSは1404.90.200及び2306.60.000のHSコードを集計

(注2) 2025年は9月時点。

(出所) 財務省「貿易統計」より大和総研作成

### 政策の見直しと金融機関の評価の厳格化

このような持続可能性を巡る議論は、各国の政策基準の見直しにつながっている（図表3）。EUは2023年に改正再生可能エネルギー指令（REDIII）<sup>10</sup>を採択し、森林バイオマスに関する規制を大幅に強化した。具体的には、(1) 持続可能性基準の厳格化、(2) 化石燃料基準比でGHG排出80%以上削減の義務化、(3) 森林由来木材を燃料とする発電専用（熱電併給なし）バイオマス設備への新規補助金停止と熱電併給の優遇である（図表4）。また、韓国政府は2025年1月から新規バイオマス発電への補助金を停止し、輸入バイオマスを使用する発電設備への優遇措置も段階的に縮小している<sup>11</sup>。日本も2025年2月、2026年度以降、一般木質等を使う1万kW以上の大規模発電等をFIT/FIP（フィードインプレミアム、Feed-in Premium）制度、後述）

<sup>10</sup> European Commissionのウェブサイト“Renewable Energy Directive”参照。

<sup>11</sup> SFOC, “South Korea to Reduce Subsidies for Biomass Energy, Explained” (January 2025)

の新規認定対象外とする方針を示した<sup>12</sup>。

**図表3 バイオマス発電事業への支援厳格化の主な動き**

時期	概要
2023年10月	✓ EUにて、RED III採択。森林バイオマス発電の補助方針を見直し、発電専用設備への新規補助を停止。
2024年12月	✓ 韓国は2025年1月より、新規のバイオマス発電への補助金を停止し、既存設備についても、国営混焼の即時終了を含め、輸入バイオマスを使用する混焼・専焼設備の優遇措置を順次縮小すると公表。
2025年2月	✓ 経済産業省は2026年度以降、一般木質等（10MW以上）及び液体燃料（全規模）を利用するバイオマス発電をFIT/FIP制度の支援対象外とする方針を提示。
2025年3月	✓ RE100が技術要件を改定。石炭との混焼による電力を再エネと認めず、バイオマスについても第三者認証などによる持続可能性の確認をより厳格に要求。

(出所) 各種資料より大和総研作成

**図表4 EU RED IIIにおけるバイオマス関連主要規定**

項目	概要
適用対象規模	✓ 「持続可能性基準」「GHG削減基準」の適用対象 <ul style="list-style-type: none"> <li>熱投入量 7.5MW以上（固体） 2MW以上（バイオガス）</li> </ul>
持続可能性基準	✓ 【原料調達禁止区域】原生林・老齢林・高生物多様性地域、湿地・泥炭地 ✓ 【森林管理要件】合法伐採と再植林、大規模皆伐制限、倒木・枯れ木保全、調達国は森林炭素ストック維持（LULUCF適合） ✓ 【カスケード利用】木材は製品利用優先、エネルギー利用は残渣中心
GHG削減基準	✓ 化石燃料基準比でル80%以上削減 <ul style="list-style-type: none"> <li>新設：即時適用</li> <li>既存（2021～2023稼働）：2026～2029年に適用開始、2030年以降は80%（それまでは70%）</li> <li>2021年以前稼働：最大15年の猶予</li> </ul>
補助金の制限	✓ 森林由来木材を燃料とする発電専用バイオマス設備への新規補助金停止（例外：CCS導入、最遠隔地域等）、熱電併給優遇
認証・監査	✓ 第三者認証＋独立監査による適合確認を義務化

(注) LULUCF は、Land use, land-use change and forestry の略。

(出所) EU 改正再生可能エネルギー指令（RED III）より大和総研作成

さらに、企業が自らの事業の使用電力を100%再エネで賄うことを目標とする国際イニシアチブRE100<sup>13</sup>は2025年3月に技術基準を改定し、石炭とバイオマスの混焼による電力を再エネ調達として認めない方針を決定するとともに、バイオマス電源についても持続可能なバイオマスに限定するなど、加盟企業の電力調達における基準を強化した<sup>14</sup>。これは前述の政策動向と整合的であり、電力の需要側である企業にとって、再エネ調達要件を一段と引き上げるもの

<sup>12</sup> 経済産業省調達価格等算定委員会「令和7年度以降の調達価格等に関する意見」（2025年2月3日）

<sup>13</sup> 世界の442の事業者が賛同（2025年12月22日時点）。

<sup>14</sup> RE100 “Technical Criteria” (24 March 2025)

となっている。なお、こうした基準強化が発電事業者の事業性にどのように影響するかについては、後述する。

一方で、国連投資責任原則（PRI）は2024年に、バイオマス発電のカーボンニュートラル性への疑義を示し、ライフサイクル排出、生物多様性・森林資源への影響、土地利用や地域社会への影響といったリスクを体系的に整理し、投資家に対して注意喚起を行った<sup>15</sup>。こうした指摘を受け、金融機関はESG評価や投融資方針を強化しており、持続可能性に関する要件の不確実性を抱える大規模木質バイオマス案件では、企業にとって資金調達のハードルが徐々に高まりつつある。

### 3. バイオマス発電の事業性とその課題

バイオマス発電の事業性は、制度・政策の見直し、混焼モデルへの逆風、そしてコスト上昇圧力の強まりにより大きく揺らいでいる。本章では、これらの要因が収益性や採算性にどのような影響を及ぼしているかを概観する。

#### 制度・政策の見直しと収益性への影響

従来、FIT制度による固定価格での長期買取は、市場価格変動リスクを回避し、安定収益を確保することで、バイオマス発電事業の成立を下支えしてきた。導入初期は、JEPX（日本卸電力取引所）の市場価格を上回る水準でFIT調達価格が設定され、新規参入を後押しした。一方、2022年度以降は新規案件の多くがFIP制度（固定価格での買取ではなく、市場価格に対してプレミアム（基準価格－参照価格）が上乗せされる制度）に移行し、発電事業者は市場価格に連動した収入変動に直面することになった。プレミアムが付与されるとはいえ、売電収入は市場動向の影響を受けやすくなり、市場価格変動リスクが顕在化している。また、経済産業省は前述の通り政策の見直しを進めており（図表3）、既存認定案件には即時の影響はないものの、制度・政策面では大きな転換点を迎えており、こうした変化を踏まえると、FIT制度期間終了後（21年目以降）は収益の下支えが弱まり、とりわけ輸入燃料依存の高い設備ほど、座礁資産（市場環境等の変化により価値が大きく減少する資産）化するリスクが高まっている。

加えて、石炭火力発電にバイオマスを混焼するモデルは、独自のリスクに直面する。近年、混焼は石炭火力設備の延命策とみなされ、国内外で批判が高まっている<sup>16</sup>。とりわけ、前述のRE100の基準改定（図表3）で石炭混焼電力は再エネとして認められないことが明確化された結果、混焼電力を供給する事業者は、企業の再エネ調達需要を取り込むことが難しくなり、収益

<sup>15</sup> PRI “POLICY REPORT ADDRESSING EU BIOENERGY POLICY AND INVESTMENT RISKS FOR CLIMATE AND NATURE” (December 2024)

<sup>16</sup> 例えば、国内外の90の環境団体が連名で公表した「【NGO共同声明】石炭火力発電のバイオマス混焼および専焼化はグリーンウォッシュ気候変動を加速させ、森林生態系を破壊する」（2023年4月）などが挙げられる。

機会の大幅な縮小が避けられない。また、金融機関も石炭火力の延命にかかる事業への投融資を慎重に判断する傾向を強めており、このモデルの事業性は一段と厳しさを増している。

### コスト上昇圧力と採算性への影響

一方、コスト面では、燃料費、輸送費、認証・証跡管理といった要素で負担増が続いている。まず、燃料費はバイオマス発電の総コストの最大構成要素<sup>17</sup>であり、とりわけ輸入燃料への依存が高い日本では、世界的な需要動向や円安の影響を受け、高止まりが続いている（図表2の折れ線グラフ）。特に、その内訳である輸送費も、国内輸送や港湾荷役の人件費上昇や物流制約の継続を背景に依然として高い水準にあり<sup>18</sup>、海上輸送もコロナ禍前の水準には戻っていない。さらに、認証・証跡管理による運転維持費も、FSC・SBPといった第三者認証の取得・維持自体は従来から求められてきたものの、近年は持続可能性基準の強化や証跡確認の厳格化により、対応の事務負担や関連コストが増加している。こうした複数の要因が積み重なることで、バイオマス発電の採算性には下押し圧力がかかっている。

このような政策の変化による混焼モデルへの逆風、そしてコスト上昇圧力が重なる中、「輸入燃料・大規模・発電専用（熱電併給なし）」という従来型モデルの採算面での課題が顕在化しつつある。発電専用型は廃熱を活用できずエネルギー利用効率が低いため、燃料価格の上昇や制度転換による影響を受けやすいという構造的な弱点を抱えている。その結果、従来モデルを前提としたバイオマス発電事業は、その持続可能性を改めて検証する局面にあり、次に述べる通り、新たな価値創出型の事業モデルへの転換が重要性を増している。

## 4. バイオマス事業の新たな方向性

従来型バイオマス発電は、輸入木質燃料の持続可能性や事業性の面で課題が顕在化しつつある。こうした課題に対応するための方向性として、①BECCSの活用、②国内資源の活用、の二つを示す。

### 方向性①：BECCSの活用による環境価値と収益源の拡大

BECCS（ベックス、Bioenergy with Carbon Capture and Storage）は、バイオマスをエネルギーとして利用する際に発生する大気起源CO<sub>2</sub>を回収・貯留することで、大気中のCO<sub>2</sub>を除去し得る技術である<sup>19</sup>。IPCC（気候変動に関する政府間パネル）でも炭素除去手段の一つとして

<sup>17</sup> 経済産業省「発電コスト検証ワーキンググループ」報告書 資料1（2025年2月）

<sup>18</sup> 日本ロジスティクスシステム協会「2025年度 物流コスト調査報告書【速報版】」（2025年10月）

<sup>19</sup> IEA ウェブサイト ([Bioenergy with Carbon Capture and Storage](#)) （最終閲覧日：2026年1月13日）

位置づけられており<sup>20</sup>、除去効果を適切に測定・報告・検証（MRV）できれば、高品質な炭素除去クレジットの創出にもつながる。こうした特性から、BECCS の活用は従来型バイオマス発電が抱えてきたカーボンニュートラルの不確実性を低減しつつ発電以外の収益源を確保できる点で、有効な方向性として注目されている。

欧州では、デンマークの Ørsted（オーステッド）が大規模バイオマス発電に BECCS を導入し、長期の除去クレジット契約を通じて発電以外の収益を確保するなど、環境面と事業面の双方で新たなモデルが形成されつつある<sup>21</sup>。一方、日本では商用段階には至っていないものの、CCS 事業法（二酸化炭素の貯留事業に関する法律）や関連制度の整備など、BECCS の実装に必要な環境整備が進みつつある。防府バイオマス発電所での商用化検討は、CO<sub>2</sub> 回収設備や貯留候補地の検討といった、国内における BECCS 実装の初期段階の取り組みとして位置づけられる<sup>22</sup>。

もっとも BECCS の導入には、技術面・制度面で乗り越えるべき課題も多い。国内貯留地の確保、高い除去コスト、大規模投資の必要性に加え<sup>23</sup>、ライフサイクル排出を上回る除去量を確保できなければ、大気中の CO<sub>2</sub> の実質的な除去にはならない。さらに、輸入木質燃料の場合、加工・輸送を含むライフサイクル排出の管理に加え、生物多様性への影響、カーボン・デットへの懸念など、燃料の持続可能性と除去効果にかかわる課題は、BECCS 技術単体では解決できない。

こうした点を踏まえると、BECCS が長期的に有効な選択肢となるためには、企業側の燃料戦略（カーボン・デットを回避した調達、ライフサイクル全体の低炭素化）、ネットでの除去量の確保、高品質なクレジット市場への適応といった事業基盤の構築が欠かせない。BECCS の導入を検討する企業にとっては、これらへの対応力そのものが、今後、金融機関や投資家など、外部評価において事業の成否を分ける重要事項になっていくと考えられる。

## 方向性②：国内資源活用による持続可能性の向上と収益機会の多様化

輸入木質燃料に依存する従来型バイオマス発電が直面してきた課題に対しては、国内資源を活用する方向性が現実味を帯びつつある。これまで国内資源の活用は供給量やコスト面の制約から本格的な選択肢となりにくかったが、政策支援や技術の普及により、事業化に向けた基盤が整ってきている。こうした国内資源の具体的な活用形態となるのが、農業残渣や家畜排せつ物、食品廃棄物などから生成されるバイオガス（メタン発酵で得られるガス）や、それを精製

<sup>20</sup> IPCC(Intergovernmental Panel on Climate Change), “CLIMATE CHANGE 2023 Synthesis Report” (2023年3月)

<sup>21</sup> Ørsted のニュース, “Ørsted enters into new major agreement on carbon removal with Microsoft” (2024年5月)

<sup>22</sup> 中国電力・住友重機械工業・東芝エネルギーシステムズ・日揮グローバル「『ネガティブエミッション技術』の国内初となる大規模な商用実装について～防府バイオマス発電所への CCS 設備の設計・検討に着手～」(2024年9月24日)

<sup>23</sup> 経済産業省「ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会とりまとめ」(2023年6月)

して不純物を取り除き、都市ガスと同等の品質に高めたバイオメタンである<sup>24</sup>。

バイオガス・バイオメタンは、国内資源の活用となるため輸送工程の排出が相対的に少なく、また木質燃料利用時のような森林劣化やカーボン・デットの懸念がないことから、持続可能性の面で優位性が高い。また、廃棄物受け入れ、熱供給、ガス販売といった複数の収益源を組み合わせられるため、発電単体に比べて採算性の向上も期待できる。これらは発電事業に代わるものではなく、発電に加えて収益源を広げる選択肢として位置づけられる。

欧州では、このようなバイオガス・バイオメタンの利用が広がっており、地域資源を基盤とした循環型モデル（メタン発酵の副産物の肥料利用等）や天然ガスの代替としての利用が各地で進展している。例えば独エネルギー大手 E.ON（エーオン）社は、国内木質燃料による発電に加え、農業残渣等を用いたバイオガス事業へ多角化し<sup>25</sup>、資源特性に応じた電力とガスの使い分けや長期契約の活用を通じて、地域資源の価値最大化と事業収益の安定化を両立するモデルを確立している。また、日本では JFE エンジニアリングが、都市ごみ等の焼却による発電に加え、食品廃棄物によるバイオガス事業へ拡大中である<sup>26</sup>。燃焼と発酵により資源を最大限活用するモデルは、廃棄物受け入れによる収益も確保でき、資源循環と収益源多角化の有力な事業となっている。

もっとも、こうした国内資源活用モデルを確立するには、地域に散在する資源の効率的な収集網構築や、電力とは異なるガス特有の品質管理など、現場レベルでの高度な体制整備が不可欠となる。電力とガス、燃焼と発酵という異種のノウハウを統合し、地域資源を最大限に活用する事業への転換こそが、燃料の持続可能性を高めつつ、収益機会の多様化も実現する鍵となり、市場からの持続可能性評価を高める上で重要になると考えられる。

## 共通の方向性：価値創出を軸とした事業モデルの再構築

BECCS が創出し得る環境価値（特に炭素除去価値）と、国内資源活用によって生まれる熱・ガス販売や廃棄物受け入れ収益といった多様な収益機会は、従来型バイオマス発電が抱えてきた、輸入木質燃料の持続可能性への懸念や、輸入燃料依存に伴う事業の脆弱性といった課題に対する異なるアプローチとなる。この二つのアプローチは、発電収益に依存した単一の事業構造から、環境面と事業面の双方で価値を高める多収益の事業モデルへの転換を示している。バイオマスの役割は、炭素除去（BECCS）と地域資源循環（国内資源活用）を組み合わせた地域に根ざしたエネルギー供給へと広がりつつあり、これらを並行して進めることが重要であろう。

<sup>24</sup> IEA ウェブサイト ([An introduction to biogas and biomethane](#)) （最終閲覧日：2025年12月25日）

<sup>25</sup> E.ON ウェブサイト ([Bio-natural gas](#)) （最終閲覧日：2025年12月25日）

<sup>26</sup> JFE エンジニアリングウェブサイト ([事業紹介/リサイクル](#)) （最終閲覧日：2026年1月13日）

## 5. おわりに

バイオマス発電は、FIT 制度に支えられた量的拡大の段階を終え、今後は持続可能性と経済合理性の観点から、事業の質が問われる局面に入っている。国際的な基準の強化や国内政策の見直し、企業の再エネ調達方針の変化は、こうした流れを一層鮮明にしている。

この環境変化の下、事業者には自社の運営体制を見直し、燃料の由来やライフサイクル排出量の把握・提示といった基本的な対応を確実に進めることが求められる。そのうえで、BECCSによる炭素除去やバイオガスなど国内資源の活用をどこまで取り込めるかが、持続可能性と経済合理性の双方で重要な要素になりつつある。

投資家にとっても、バイオマスは取り組みの質に応じて評価が分かれる段階へ移りつつある。FIT 制度依存の収益構造からの脱却、燃料調達の透明性、BECCS やバイオガスといった付加価値の創出力は、投資家評価においてより重視されるようになるだろう。

バイオマスは、発電にとどまらず、炭素除去や地域資源循環、エネルギー供給の安定化など、複数の課題に対応し得る可能性を持つ。本稿で示した方向性は、こうした機能を引き出すための一つの道筋である。今後、事業者・投資家・行政が連携し、質に基づく選択と価値創出の動きを実際に形にできるかが、バイオマス事業の持続性を左右することになる。

以上