

ネガティブ・エミッション技術導入による CO₂削減コスト低減効果

A Study on the Effect of Negative Emission Technologies on Alleviation of CO₂ Abatement Cost

川上 恭章 *

Yasuaki Kawakami

Abstract

As global attention is increasingly focused on a decarbonized energy system, government of Japan has set a long-term greenhouse gas reduction target of realizing a carbon-neutral energy system as soon as possible in the second half of the century. Since some energy sectors such as industry and transport are heavily dependent on fossil fuels and face a difficulty in replacing it with electricity, negative emissions technologies such as bio-energy with carbon capture and storage (BECCS) and CO₂ direct air capture and storage (DACs) have been in the center of attention as a means of accomplishing the carbon-neutral energy system. This paper presents the effect of the negative emission technologies on alleviation of CO₂ abatement cost using a bottom-up energy system optimization model which incorporates a high-temporal-resolution power sector. Seven scenarios for a decarbonized energy system ranging from 80% to 100% CO₂ reduction in Japan are modelled for 2050. Simulation results reveal that the use of BECCS could alleviate the CO₂ marginal abatement cost in 2050 by ten thousand JPY per tonne of CO₂ in 80% reduction scenario and the effect would grow as severer decarbonization targets are imposed. Furthermore, it is found out that installing the negative emission technologies are vital to realizing more than 90% CO₂ reduction.

Key words : BECCS, DACs, Battery Installation, Variable Renewables, Energy System Optimization Model

1. 緒言

日本では、2019年に発表された「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」において今世紀後半中にカーボンニュートラルを実現するとの目標が示され、2020年10月には菅首相が2050年に温室効果ガス(GHG)排出を実質ゼロにするとの目標を掲げた。このようにエネルギーシステムの大規模な脱炭素化が志向される中で、一部の産業部門(鉄鋼部門等)や運輸部門(航空部門等)においては、化石燃料からの脱却は容易ではない。これらのゼロ・エミッション化が極めて困難な部門からのCO₂排出を許容しつつ、カーボンニュートラルを達成するためには、CCS付バイオマス火力(BECCS)等のネガティブ・エミッション技術(以降、CO₂純減技術と称する)の導入が不可欠であり、その導入の効果を定量的に分析する意義が高まっていると考えられる。

BECCSは、CO₂純減技術であるという点に加えて、将来、変動性再エネ電源(VRE電源)が大量導入された場合に、調整力や同期化力を有する火力発電として系統安定化に寄与し得るという点も特徴的である。但し、固体バイオマス燃料による発電方式として一般的な汽力発電は、ガスタービン発電と比較して出力調整能力がやや劣る。BECCSの導入がエネルギーシステムの脱炭素化に果たす役割は、このようなBECCSの火力発電としての特徴や、他のゼロ・エミッ

ション電源との代替・補完関係を考慮した上で評価することが重要である。本研究では、これに適するエネルギーシステム最適化モデルを用いて、日本での2050年大規模脱炭素化において、BECCS等のCO₂純減技術が削減目標の実現や対策コストの低減に果たす役割を分析する。これまでに脱炭素化技術としてのBECCSを分析した例としては、比較的簡易的な電力部門を有するTIMESモデルを用いた日本を対象とする分析¹⁾や、電力部門のみを対象とし混合整数計画モデルを用いて欧州の脱炭素電力系統の実現可能性を評価したもの²⁾等がある。本研究の新規性は、カーボンニュートラル実現の志向が現実性を帯びていく中で、日本を対象に、電力部門を詳細に考慮したエネルギーシステム最適化モデルを用いて、2050年カーボンニュートラルを含む大規模脱炭素化をCO₂純減技術に焦点を当てて分析した点にある。

2. 手法

筆者が開発し既報^{3),4)}で用いてきたエネルギーシステム最適化モデルを、バイオマス発電のモデル化を詳細化し分析に利用した。これは動学的線形計画モデルであり、複数の制約条件下で目的関数である分析期間の割引エネルギーシステム総費用を最小化する。電力部門や電力由来の水素供給は1時間刻み(年間8760時間区分)でモデル化している。分析期間は2050年までとし(2015年から5年間隔)、地域区分は5地域(北海道、東北、関東、西日本、九州)

* (一財)日本エネルギー経済研究所

とした。

バイオマス火力は固体燃料を念頭に汽力発電 1 種類を考慮し、他の火力発電と同様、最低出力制約、年間点検スケジュール、負荷追従能力制約、DSS 運転比率等を考慮した。バイオマスの燃焼により生じる CO₂ を回収し貯留した場合、本来排出される CO₂ は排出量としてカウントされないため、貯留により CO₂ 排出量は純減となる。

その他の CO₂ 純減技術としては、大気直接回収 (DAC) と CO₂ 貯留を組み合わせたもの (以下、DACS と称する) を考慮した。また、CO₂ 純減技術には該当しないものの、CCU 技術として FT 合成、メタネーション、メタノール製造を考慮した。非エネルギー用途の CCU 技術は考慮していない。

3. 前提条件

3.1 バイオマス発電に関する前提条件

バイオマス発電の技術性能に関する前提条件は、文献²⁾等を基に、負荷追従能力上限 (定格出力比) 36% hour⁻¹、発電効率 (発電端) 38%、最低出力率 30%、DSS 運転比率 0%とした。発電コストや設備利用年数は文献⁵⁾に基づいて設定した。国産バイオマスの供給コストは文献⁶⁾を基に設定し、供給量上限は 90PJ year⁻¹とした。輸入バイオマスに関しては、輸入コストを 831 円 GJ⁻¹⁷⁾、供給量上限を 406PJ year⁻¹とした。この上限値は 2018 年の木質ペレットの世界での貿易量 24 百万 t⁸⁾に相当する。木質ペレット生産量が増加推移しており、今後も需要増加に応じて供給が増加すると見込まれること、他のバイオマス燃料の存在等を勘案し、その全量相当が 2050 年に日本で利用可能であると仮定した。その他の電力部門に関連する前提条件 (発電・電力貯蔵技術諸元、VRE 導入量上限、連系線容量、原子力発電の利用制約等) については、文献⁴⁾を参照されたい。

3.2 その他の前提条件

他の CO₂ 純減技術である DAC は、文献⁹⁾を基にエネルギー原単位やコストを設定し、年間約 1 百万 t の CO₂ を回収する DAC プラントの資本的支出 (2050 年) は約 780 百万ドルとした。CO₂ 回収の熱源には天然ガスまたは未利用熱を用いるものとした。天然ガスを熱源に利用した場合、天然ガスの燃焼により発生する CO₂ も回収される。

発電所及び産業部門で CO₂ 回収した場合の回収率は 95%

表 1 検討ケース

ケース名	CO ₂ 削減率	CO ₂ 純減技術	CO ₂ 貯留量上限
C80	80%	BECCS, DACS	91百万t yr ⁻¹
C80_NoBECCS	80%	DACS	91百万t yr ⁻¹
C90	90%	BECCS, DACS	91百万t yr ⁻¹
C90_NoBECCS	90%	DACS	91百万t yr ⁻¹
C100	100%	BECCS, DACS	91百万t yr ⁻¹
C100_NoBECCS	100%	DACS	91百万t yr ⁻¹
C100_CCS+	100%	BECCS, DACS	150百万t yr ⁻¹

とし、2050 年の CO₂ 貯留ポテンシャルは、基準ケースとして 91 百万 t-CO₂/年¹⁰⁾とした。他の主要な脱炭素技術として期待される輸入水素や水電解水素製造、水素貯蔵、メタネーションに関する想定については文献⁴⁾を参照されたい。本稿では、アンモニアの輸入量上限は、水素の設定値 (水素基本戦略相当) の熱量換算半量 (30 百万 t) と設定した。

3.3 検討ケース

表 1 に示す 7 つの検討ケースを設定した。CO₂ 制約はエネルギー起源排出量を対象とし、2050 年に 2013 年度比で 80%、90%、100% の削減率を想定した。2030 年の排出量は「長期エネルギー需給見通し」で示されている水準で制約し、その間の年は線形で内挿して上限値とした。各 CO₂ 制約の下で、BECCS の利用可否が技術選択や CO₂ 削減費用に与える影響を分析する。また、CO₂ 100% 削減に関しては、2050 年の年間 CO₂ 貯留ポテンシャルを 150 百万 t と高位想定したケースも設定した。

4. 結果

4.1 電力部門の脱炭素化

2050 年に 80% 以上の CO₂ 削減を実現するためには、電力部門でゼロもしくはネガティブ・エミッション化を進展させ、且つ最終需要部門で電化を進めることで同部門由来の CO₂ 排出量を削減することが重要となる。但し、カーボンニュートラル (CO₂ 100% 削減) は、基準とした CO₂ 貯留ポテンシャルの下では、BECCS の利用可否に関わらず実行可能解を得られず、貯留ポテンシャル高位ケースのみで実行可能解を得た。

CO₂ 削減率が 80% の場合、2050 年に CCS 付天然ガス複合火力 (NGCC) のシェアが 10% 超 (NoBECCS ケースでは 16%) を占め、バイオマス火力やアンモニア火力と共に、調整力を有する脱炭素火力発電が約 25% の発電量シェアを占める (図 1)。他方、石炭火力と CCS の組合せは、発電コストこそ安価なもの、CO₂ 回収量あたりの発電量が小さいため、限定的な貯留ポテンシャルの効率的な利用の観点から選択されない。CO₂ 削減制約が更に厳格になると、回収しきれない僅

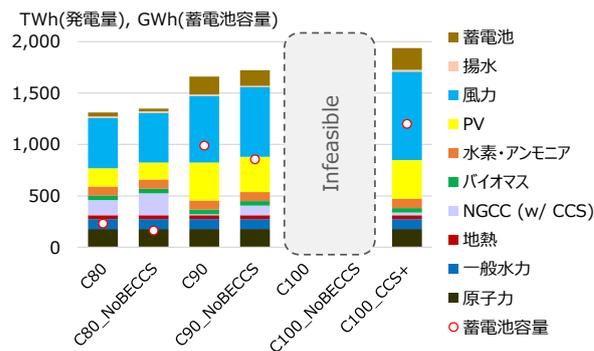


図 1 発電量構成 (抑制後) と蓄電池導入量 (2050 年)

かな CO₂ の排出も許容できなくなるため、CCS 付 NGCC の発電量は減少し、代わりに VRE 電源の発電量が増加していく。削減率 90%以上ケースでは、そのシェアは 60%超となり、火力発電の稼働が限定される中、電力需給調整機能確保の観点から約 1000GWh と大量の蓄電池導入が必要となる。但し、火力発電から生じる CO₂ を 100%回収することは、コストの増加さえ許容すれば可能であることから、そのコストの増加程度と大規模脱炭素化における CCS 付火力発電の稼働への影響については、追加検討の余地があるだろう。

バイオマス火力は、いずれのケースにおいても、燃料の供給量上限値まで発電利用が進む。他の脱炭素火力発電に関しては、アンモニアも燃料の供給量上限まで発電利用が進む一方、水素は発電用途では消費されず、最終需要部門で FCV や FT 合成等に利用され、同部門での CO₂ 削減に寄与する(図 2)。水素は燃料価格が相対的に高く、電力部門においては他の電源との競合により導入が進まない一方、大規模な CO₂ 削減手段に乏しい最終需要部門においては、水

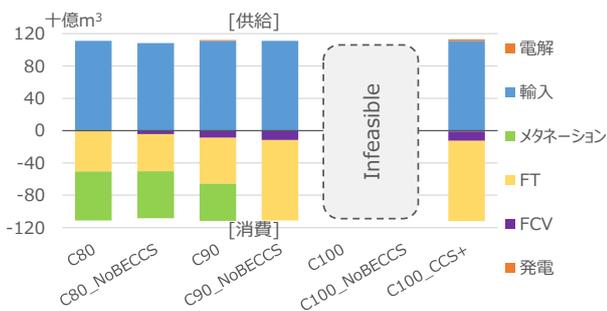
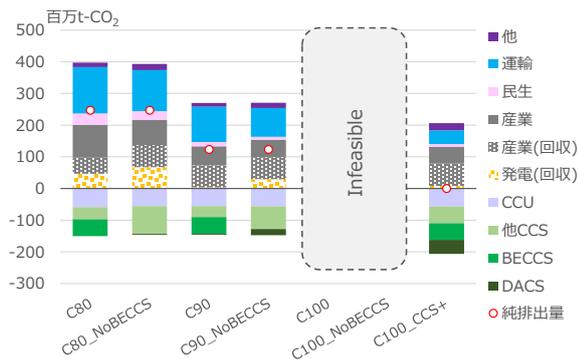
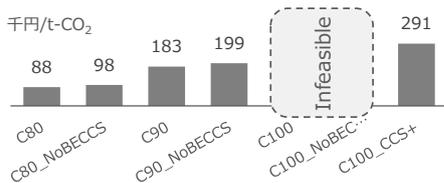


図 2 水素の需給バランス(2050年)



(a) CO₂ バランス



(b) CO₂ 限界削減費用

図 3 CO₂ バランスと限界削減費用(2050年)

素利用による CO₂ 削減が経済合理的となる。なお、水電解による水素製造は、最終需要部門の電化促進の必要性による電力需要の増加を背景に、水素変換に伴うロス回避するために、殆ど導入されない。

4.2 CO₂ バランスと限界削減費用

各ケースにおける 2050 年の CO₂ バランス及び CO₂ 限界削減費用を図 3 に示す。いずれのケースでも、産業部門と運輸部門が主要な CO₂ 排出部門となっており、これらの部門での脱炭素化の相対的な困難さが示唆される。対照的に、民生部門は比較的電化が進めやすいため、電化が 100%近くまで進展し、同部門が CO₂ 排出量に占める割合は非常に小さい。

CO₂ 削減率が大きくなるほど、電化や省エネの進展により、脱炭素化が困難な部門においても CO₂ 排出量は減少していくが、削減には限度がある。これを補うために BECCS や DACS 等の CO₂ 純減技術の導入が必要となる。BECCS が利用可能な場合には、削減率 80%の場合でも 50 百万 t の CO₂ が純減される。80%削減ケースでは、BECCS が利用できない場合でも DACS の導入は限定的であることから、CO₂ 純減技術無しでもその達成は可能であることが示唆される。しかし、削減率が 90%を上回ると、これらの技術の利用が不可欠となる。BECCS が利用できない場合、90%削減を実現するためには、相対的にコストが高価な DACS により約 20 百万 t の CO₂ が純減される。100%削減ケースでは、これらの技術による CO₂ 純減量は 100 百万 t 弱に及ぶ。

CCU による CO₂ の利用量は、各ケースで概ね同程度となる約 55 百万 t であり、用途は FT 合成による運輸部門の脱炭素化が主となる。CCU 利用量が全ケースで同程度に留まるのは、水素の利用可能量が制約されているためと考えられる。

CO₂ 純減技術の導入等により、カーボンニュートラルを含む大規模なエネルギーシステムの脱炭素化は技術的には実現可能であるとの示唆を得たものの、当然のことながら、経済的負荷は大きい。2050 年の CO₂ 限界削減費用は、80%削

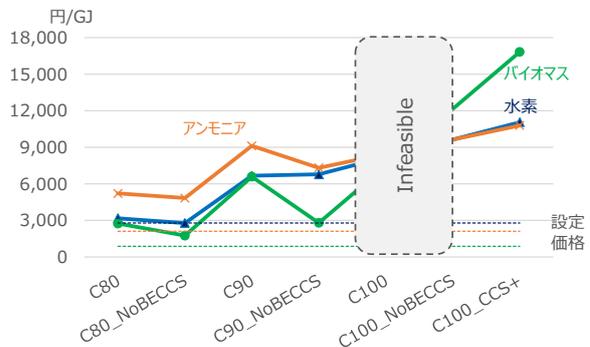


図 4 2050 年の各脱炭素エネルギーの潜在価値 (設定価格+供給量制約式のシャドウプライス)

減ケースで 100 千円/t-CO₂弱, 90%削減ケースで 200 千円/t弱, 100%削減ケースでは 300 千円/t 弱となる。80%減及び90%減の結果から, BECCS の利用には 10~15 千円/t 程度の限界削減費用低減効果があり, その効果は CO₂ 削減率が高いほど大きくなることが示唆される。この点は, バイオマス燃料の輸入量制約に関するシャドウプライスからも示唆される。図 4 は, 輸入水素, 輸入アンモニア, 輸入バイオマスについて, それぞれの供給量上限制約に関するシャドウプライスと, 設定した輸入価格を基に算出した 2050 年の各エネルギーの潜在価値を示している。CO₂ 削減率が 80%や 90%の場合には, 輸入バイオマスの価値は, バイオマス火力の発電効率が低いこと等から, アンモニアよりも低い。しかし, カーボンニュートラルの実現においては CO₂ 純減技術の導入が不可欠となることから, 同ケースにおける輸入バイオマスの潜在価値は, BECCS が利用可能な場合, 水素やアンモニアに対して約 55%高くなる。

5. 結言

本稿では, 日本で 2050 年に CO₂ を 80~100%削減する場合に, BECCS 等の CO₂ 純減技術がどの程度導入され, CO₂ 削減費用にどのような影響を与えるかを, 電力部門を詳細化したエネルギーシステム最適化モデルを用いて分析した。BECCS の導入は, CO₂80%削減において, CO₂ 限界削減費用を約 10 千円/t 低減させるとの結果を得た。また, 削減率が 90%を上回る場合, BECCS や DACS といった CO₂ 純減技術の導入が不可欠であることが示唆された。カーボンニュートラルの実現には 150 百万 t 規模の CO₂ 貯留が必要であり, 且つ CO₂ 純減技術による 100 百万 t 規模のネガティブ・エミッション化が不可欠となる。それを反映し, BECCS に用いるバイオマスエネルギーの価値は, 水素やアンモニアのそれを上回る。今後の課題としては, バイオマスガス化 GTCC 発電の考慮や, バイオマスの輸入価格及び輸入可能量に関する検討, 国内外での CO₂ 貯留ポテンシャルや貯留コストの検証, 高価な CO₂ 削減費用による経済影響の分析等が挙

げられる。

参考文献

- 1) E. Kato, A. Kurosawa: Evaluation of Japanese energy system toward 2050 with TIMES-Japan – deep decarbonization pathways, *Energy Procedia*, 158(2019), pp.4141-4146.
- 2) W. Zappa, M. Junginger, M. van den Broek: Is a 100% renewable European power system feasible by 2050?, *Applied Energy*, 233-234(2019), pp.1027-1050.
- 3) 川上恭章, 小宮山涼一, 藤井康正; 高時間解像度の発電部門を持つエネルギーシステム技術選択モデルによる CO₂ 削減シナリオの分析, *電気論 B*, 138-5(2018), pp.382-391.
- 4) 川上恭章, 松尾雄司; エネルギーシステム技術選択モデルによる GHG80%削減分析: 気象条件が技術選択や GHG 削減費用に与える影響, *エネルギー・資源学会論文誌*, 41-3(2020), pp.68-76.
- 5) 発電コスト検証ワーキンググループ; 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告, (2015).
- 6) T. Kinoshita, T. Ohki, Y. Yamagata; Woody biomass supply potential for thermal power plants in Japan, *Applied Energy*, 87(2010), pp.2923-2927.
- 7) 資源エネルギー庁; 地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電のコストデータ, 第 50 回調達価格等算定委員会資料, (2019).
- 8) FAO: Global Forest Products Facts and Figures 2018 (2019).
- 9) D.W. Keith, G. Holmes, D. St. Angelo, K. Heidel; A process for capturing CO₂ from the atmosphere, *Joule*, 2(2018), pp.1-22.
- 10) 秋元圭吾, 佐野史典; パリ協定 2°C 目標から見た我が国の 2050 年排出削減目標に関する分析, *エネルギー・資源学会論文誌*, 38-1(2017), pp.1-9.

お問い合わせ: report@tky.iecej.or.jp