

エネルギー経済

第47巻・第2号 通巻393号

2022年までの世界の石油・天然ガス・LNG需要見通し

2020年のLNG生産投資決定動向

ガス小売全面自由化4年目の競争動向

気候変動の統合評価モデルにおける緩和費用に関する検討

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

既存都市ガスネットワークへの水素混合とカーボンニュートラルメタン混合の
経済性分析

電力取引市場価格に応じた再エネ+蓄電池の収益最大化に関する検討

日本の石油業界のリスクとチャンス

アジア諸国における再生可能エネルギーの現状と課題

目 次

2022 年までの世界の石油・天然ガス・LNG 需要見通し ー先行き予断が許されないコロナ禍からの回復過程とその影響ー	小山 堅 末広 茂	1
2020 年の LNG 生産投資決定動向	三枝 篤志 橋本 裕	10
ガス小売全面自由化 4 年目の競争動向	眞砂 大介	17
気候変動の統合評価モデルにおける緩和費用に関する検討	森本 壮一 松尾 雄司 大槻 貴司	25
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	川上 恭章	23
既存都市ガスネットワークへの水素混合とカーボンニュートラルメタン混合の 経済性分析	柴田 善朗 永田 敬博	43
電力取引市場価格に応じた再エネ＋蓄電池の収益最大化に関する検討	闕 思超	53
日本の石油業界のリスクとチャンス	加藤 陽平	59
アジア諸国における再生可能エネルギーの現状と課題	永田 敬博 吉田 昌登 闕 思超	74

2022 年までの世界の石油・天然ガス・LNG 需要見通し — 先行き予断が許されないコロナ禍からの回復過程とその影響 —

小山 堅* 末広 茂**

はじめに

2020 年は年初に中国から始まった新型コロナウイルスの感染拡大がパンデミックとなり、世界経済は大恐慌以来最悪の状況に陥った。感染拡大防止のため、都市封鎖などの厳しい移動制限を課す主要国・主要都市が相次ぎ、国際航空需要も激減、石油を中心に世界のエネルギー需要は未曾有の落ち込みを記録した。その状況下、筆者は、2020 年 3 月以来、5 回に亘って、パンデミック下での世界のエネルギー需要、とりわけ、石油・天然ガス・LNG 需要について、2021 年までの分析・見通しを弊所ホームページ上で発表してきた¹。

パンデミックは未だ終息に至らず、世界全体として感染拡大は続いている。しかし、昨年 11 月頃から欧米・イスラエルなどの主要国でワクチンの接種が開始され、2021 年に入ってさらに世界的にワクチン接種拡大の流れが続いている。ワクチンの効果や副反応に関わる課題、変異株ウイルスによる感染拡大など、先行きへの予断は許されない状況にあるが、コロナ禍終息への期待も生ずるようになってきている。また、2020 年第 2 四半期頃からは、最悪の経済状況を脱するため世界各国で強力な財政・金融政策が実施されるようになり、年後半頃からは世界経済は緩やかに回復軌道に向かうこととなった。国際通貨基金 (IMF) の最新見通し (2021 年 1 月発表) では、2020 年の世界経済は、マイナス 3.5%と、未曾有の落ち込みとなったが、2021 年はコロナ禍からの回復と反動増の影響もあって 5.5%の成長となる見通しである。しかし、前述の通り、コロナ禍からの回復がどのように進むか、世界経済の成長がどの程度となるかについては大きな不確実性が存在している。

コロナ禍の展開と世界経済の状況を受けて、世界のエネルギー需要は大きな影響を受けてきた。とりわけ、石油需要は、都市封鎖の実施や国際航空需要の激減で甚大な影響を被った。また、石油に次いで、世界第 2 の国際エネルギー貿易財である天然ガス・LNG もこれまで継続してきた右肩上がりの成長・需要増加に大きな変調が生まれた。今後も、コロナ禍の展開と世界経済動向次第で、石油・天然ガス・LNG という極めて重要な国際エネルギー貿易財の需要は大きく変化することになる。

以上の認識に基づき、以下では、IMF の最新の経済見通しを参考にしつつ、2022 年までの世界経済成長率等を前提に、世界の石油・天然ガス・LNG 需要を分析した。なお、コロナ禍や世界経済の見通しには大きな不確実性が伴うため、本分析では、中心となる基準シナリオの他、高成長・低成長シナリオの見通しも用意し、分析を行った。

1. 2022 年に至る世界経済の見通し (基準シナリオ)

本分析における基準シナリオの見通しについては、2021 年 1 月に発表された IMF の「World Economic Outlook Update」における基準の経済成長見通しを参照しつつ、弊所の分析・評価を加味し、以下の通りとした (図 1、図 2)。

- 2020 年、世界の経済成長率はマイナス 3.5%と、リーマンショック時を大きく上回る、大恐慌以来最悪の落ち込みとなる。
- ただし、各国の経済対策 (大規模財政出動・金融緩和) 等も奏功し、世界経済は 2020 年第 2 四半期を底

* 専務理事・首席研究員

** 計量分析ユニット 計量・統計分析グループマネージャー 研究主幹

¹ 例えば、小山堅・末広茂「COVID-19 の影響による世界の石油・天然ガス・LNG 需要への影響分析」(2021 年 3 月 22 日)、末広茂・小山堅「「都市封鎖」による世界のエネルギー需要への影響に関する一試算」(2020 年 4 月 9 日)、小山堅・末広茂「COVID-19 パンデミックと 2021 年の石油・天然ガス・LNG 需要見通し」(2020 年 5 月 1 日)等を参照されたい。

に回復に向かっている。

- 先進国を中心にワクチン接種が進んでいるが、いまだコロナ禍は終息しておらず、2021年の回復は緩やかなものとなる。世界のGDP水準がコロナ禍前（2019年4Q）の水準を回復するのは2021年2Qとなる。
- 2021年の世界GDPは2020年の大幅マイナスからの反動も含めて5.5%増。
- 2022年は、多くの国でワクチンが利用可能となり、感染も低位水準で抑え込まれる。経済回復も本格化し、成長率は4.2%。

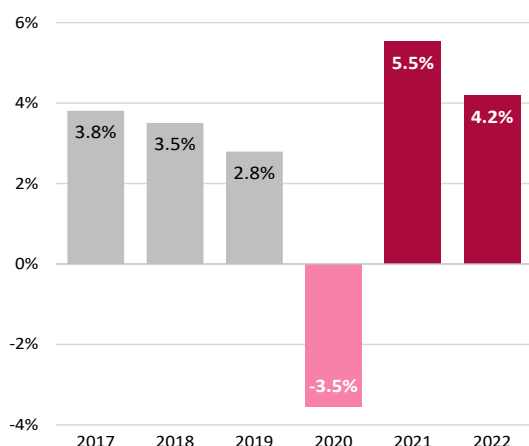


図1 世界の経済成長率見通し

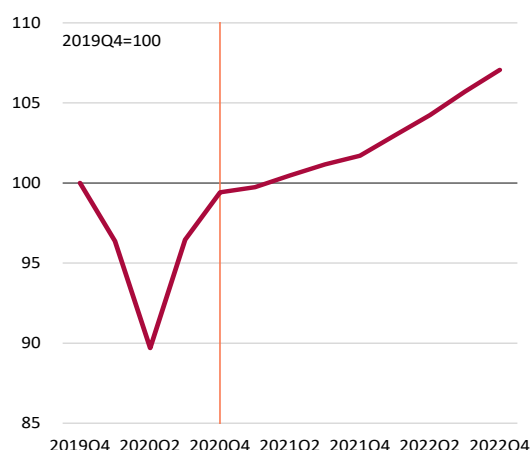


図2 GDP水準の推移(四半期)

出所IMF “World Economic Outlook Update, January 2021” 及び IEEJ 推計

2. 2022 年に至る世界の石油需要見通し（基準シナリオ）

世界の石油需要見通しについては、実績値については国際エネルギー機関（IEA）の月次石油市場報告を参照しつつ、上述の経済成長見通しを基に基準シナリオの見通しをまとめた。図3から図6にかけて、順次、世界の年間ベースでの石油需要見通し、四半期毎の見通し、地域別石油需要の前年比増減、製品別の前年比増減を示す。見通しのポイントは以下の通り。

- 2020年の世界の石油需要は、前年比8.7Mb/d減の91.0Mb/dとなる（図3）。2020年2Qには、82.9Mb/dまで落ち込んだが、その後は回復に向かっている（図4）²。
- 地域別には、先進国の落ち込みが全体の約3分の2を占める（図5）。中国は、早期での感染終息、経済回復を遂げ、わずかではあるが2020年の石油需要は前年よりも増加した。
- なお、大幅な需要下落の8割強が、ガソリン、軽油、そしてジェット油など輸送用燃料の落ち込みが占め、都市封鎖など移動の自粛・禁止による自動車・航空需要の落ち込みに起因する（図6）。
- 2021年の需要回復は緩やかなものとどまり、コロナ以前の水準には戻らない。世界石油需要は前年比4.9Mb/d増の95.9Mb/d（図3）³。
- ワクチン接種は進んでいるが、移動の自粛は続き、輸送用燃料の回復が遅れる。特に、海外渡航の制限が続くことから、ジェット油需要の低迷が続く。
- 世界の石油需要は2022年によりやくコロナ以前の水準まで回復し、年平均値で99.8Mb/dとなる。同年の後半には100Mb/dの万台を超えてくる。増加の多寡には差異はあるものの、全ての地域、全ての製品において需要回復が見られる。

² なお、筆者による2020年4月の分析では、2020年2Qのボトムを83.3Mb/d、2020年通年の需要を90.7Mb/dと予測していた。

³ IEAの2021年3月の石油市場報告では、2021年の世界の石油需要を96.5Mb/dと予測している。

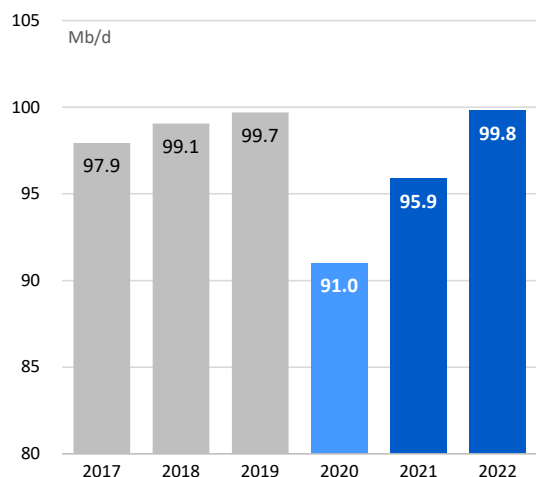


図3 世界石油需要の見通し

出所IEA “Oil Market Report” 及び IEEJ 推計

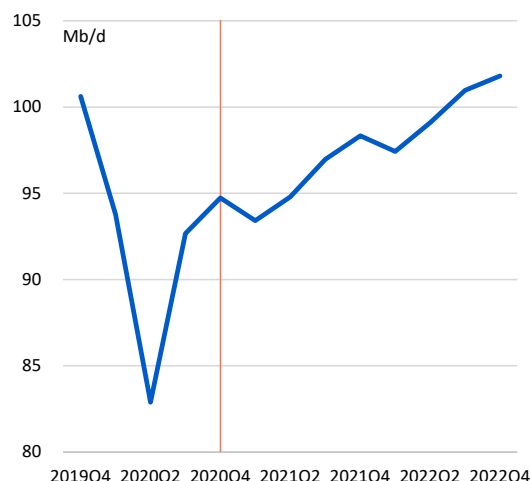


図4 世界石油需要の推移(四半期)

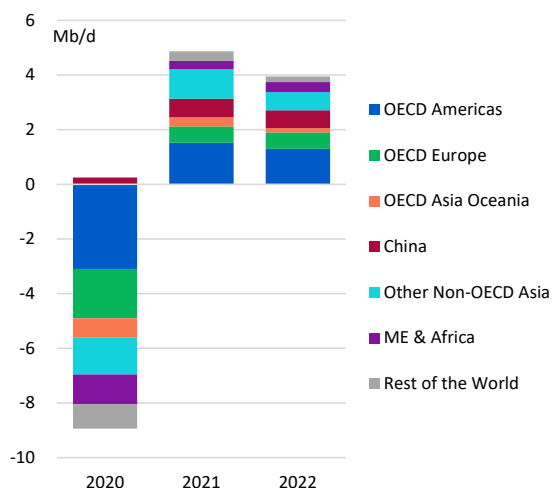


図5 石油需要の前年比増減(地域別)

出所IEA “Oil Market Report” 及び IEEJ 推計

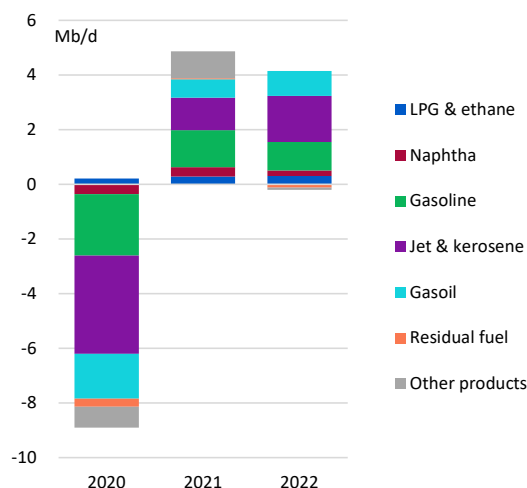


図6 石油需要の前年比増減(製品別)

3. 石油市場への影響

2020年の最悪期における石油需要の激減は、まさに「需要蒸発」と称されるに相応しい劇的な事象で、これが原油価格大暴落の主要因となった。また、原油価格の大暴落は、OPEC プラスによる史上最大規模の協調減産開始とその継続をもたらす端緒となった。その意味において、今後の世界の石油需要の回復動向は、国際石油市場の需給バランスと原油価格に多大な影響を及ぼす主要因の一つとなる。

今回の分析による基準シナリオの見通しでは、世界経済の回復と共に、2021年、2022年と世界の石油需要は着実に回復していくものの、2019年の水準に戻るのには2022年を待つことになる結果が示された。その意味において、①米国シェールオイル生産回復の状況を始めとする非OPECの生産動向、②バイデン政権の下での対イラン交渉と今後のイラン原油の市場復帰の可能性、③主要産油国での地政学リスク発生と供給支障の可能性など、他の重要な要因の影響を睨みつつということにはなるが、OPEC プラスの協調減産は、2021年は少なくとも継続実施が不可欠となる。

もちろん、世界の石油需要の回復によって、基本的にはいわゆる「Call on OPEC Plus」（世界の石油需要から協調減産に参加しない非 OPEC の生産を控除した数値）は緩やかに増加に向かうと考えられ、2021 年の OPEC プラスは、原油価格の動向を注視しながら、協調減産の幅を縮小していく方向に向かうことになる。その度合いを決定する主要因の一つが世界の石油需要の回復状況であり、また原油価格の動向や世界の石油在庫動向ということになる。2020 年 11 月頃から上昇局面に向かった原油価格であるが、この先の価格動向にはまだ様々な不透明要因が存在している。OPEC プラスにとっては、国際石油市場の需給分析に基づいた、慎重なマイクロマネージメントが、少なくともコロナ禍前の世界の石油需要水準に回復するまでは、引き続き求められることになる。

4. 2022 年に至る世界の天然ガス・LNG 需要見通し（基準シナリオ）

世界の天然ガス・LNG 需要見通しに関しては、石油需要と同様に利用可能な実績値に関するデータをベースにしつつ、基準の世界経済成長率を前提に需要見通しを実施した。また、四半期毎の需要見通しに関しては季節変動を勘案して見通しを行っている。主要なポイントは以下の通り。

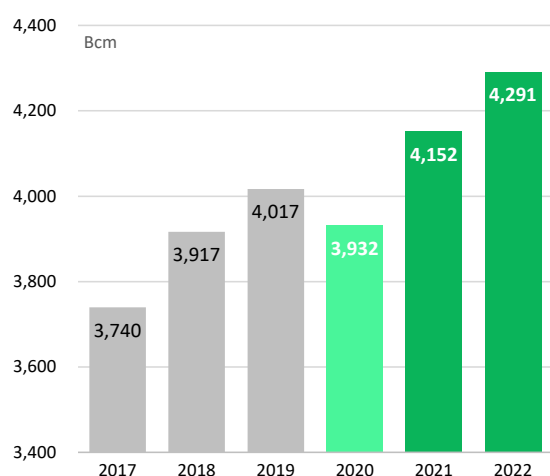


図7 世界天然ガス需要の見通し

出所 IEEJ 推計

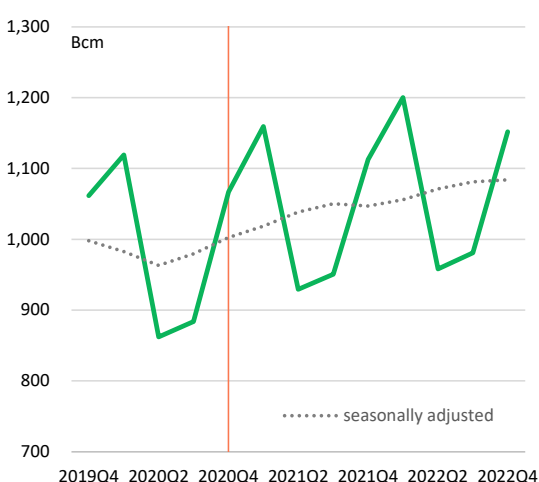


図8 世界天然ガス需要の推移(四半期)

- 2020 年の世界の天然ガス需要は、前年比 2.1%減の 3.9Tcm の見通し（図 7）⁴。2020 年夏を底に世界の天然ガス需要は回復に向かっている。前年割れとはなったものの、石油需要に比べれば減少は僅かだった⁵。
- 地域別には、北米及びロシアを含む欧州地域で大きな減少となった一方、中国・中東などでは増加となった（図 11）。特に、早期回復を遂げた中国は、2020 年の天然ガス需要は前年比 8.0%増の見通し。
- 2021 年の需要は大きく回復し、コロナ以前の増加トレンドに回帰する。先進国でも前年からの反動増もあって大幅に回復し、世界の天然ガス需要は前年比 5.6%増の 4.2Tcm。用途別では、工業用などの熱需要が大幅な反動増。

⁴ なお、IEA は 2021 年 1 月発表の Gas Market Report において、2020 年の世界の天然ガス需要は前年比 2.5%の減少となる見通しを示している。

⁵ 筆者による 2020 年 4 月の分析では、2020 年の世界の天然ガス需要は前年比 7.2%減と大幅な落ち込みになると予測していた。発電用のガス需要が当時の想定より底堅かったこともあり、2020 年の落ち込みは当初分析より軽微なものになったものと考えられる。

- 2022 年も着実な増加トレンドが続き、前年比 3.3%増の 4.3Tcm。天然ガスの場合は、コロナ禍の影響は 2020 年における落ち込みがあるものの、2021 年以降は従来からの成長軌道に回復する傾向が明確となる。

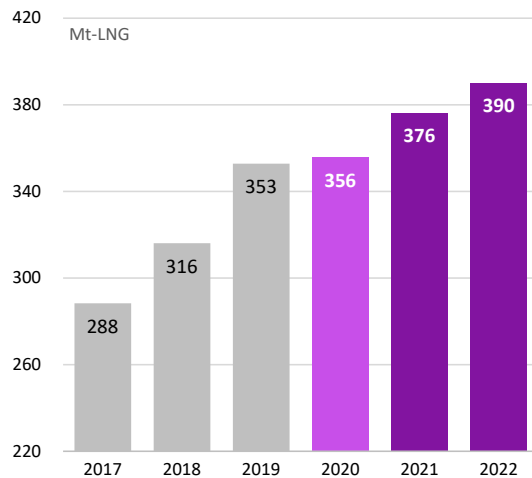


図9 世界 LNG 需要の見通し

出所)Cedigaz 及び IEEJ 推計

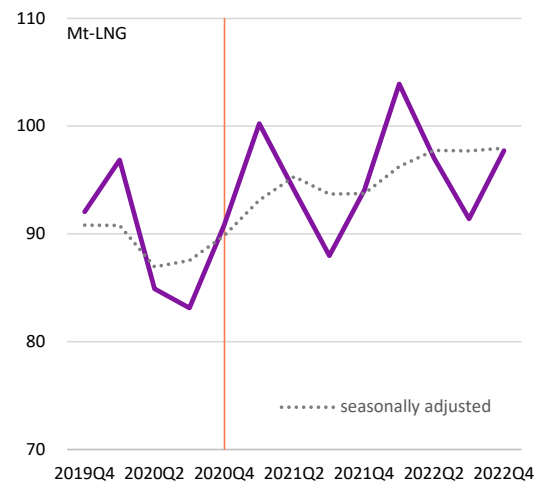


図10 世界 LNG 需要の推移(四半期)

- 2020 年の世界 LNG 需要は、前年比 0.8%増の 356Mt となり、わずかに前年を上回ることになると考えられる（図 9）⁶。
- 地域別には、先進国で減少、途上国で増加と、天然ガス需要と同様に、地域別に明暗がはっきりと分かれた（図 12）。中国を中心に、アジア途上国での堅調な増加が目立つ。
- 2021 年の世界の LNG 需要は大きく回復し、コロナ禍以前の増加トレンドに回帰する。世界の各地域で増加が見られ、先進国でも前年の落ち込みからの反動もあって回復するが、アジアを中心とした非 OECD の需要拡大が牽引し、世界の LNG 需要は前年比 5.8%増の 376Mt となる。

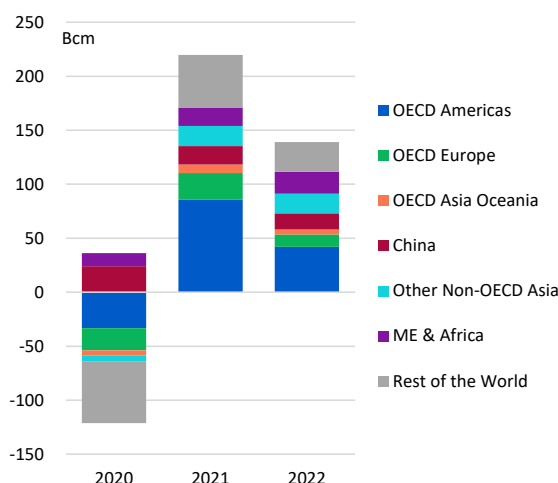


図11 天然ガス需要の前年比増減

出所)Cedigaz 及び IEEJ 推計

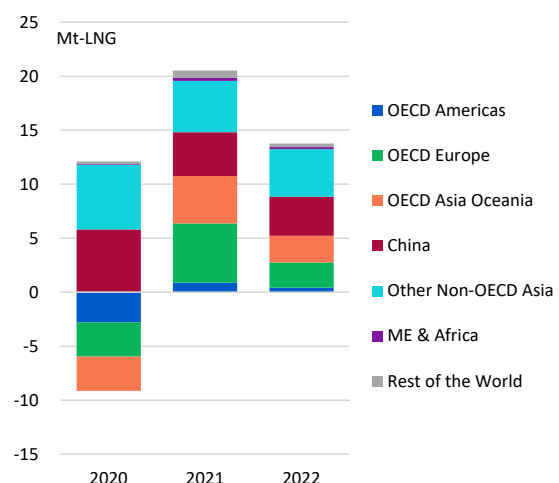


図12 LNG 需要の前年比増減

⁶ 筆者の 2020 年 4 月発表の分析では、世界の 2020 年の LNG 需要は前年比 8%減の 325Mt となると予測していた。この予測値と今回の分析での 2020 年の需要（356Mt）との差異については後述の分析を参照されたい。

- 2022 年も世界の LNG 需要は増加トレンドが続く。2021 年と同様、どの地域においても増加が見られるが、引き続き、中国を中心にアジアの需要増加が世界の増加を牽引し、前年比 3.7%増の 390Mt に達する。世界の LNG 需要は、コロナ禍の影響で 2020 年は増加が一服したが、2021 年以降はコロナ禍以前の成長軌道に回復していく。

5. 世界の天然ガス・LNG 市場への影響

<LNG スポット価格の乱高下>

石油の場合と同様に、コロナ禍によって世界の天然ガス・LNG 需要に強い下押し圧力が発生したことで、国際市場における需給バランスや価格動向には、特に 2020 年に大きな影響が発生した。最も典型的な事例はスポット LNG 価格の低迷であり、2020 年央頃にかけて、アジアのスポット LNG 価格は大幅な需給緩和によって 100 万 BTU 当たり 2 ドル前後と史上最低水準にまで落ち込んだ。その後、著しく低下したスポット価格に反応して一部では需要も喚起され 2020 年の後半にかけてアジアのスポット LNG 価格は上昇基調に転じた。加えて、一部の LNG 供給プロジェクトでの支障発生、需要拡大するアジア市場に向けた LNG タンカー確保やパナマ運河の LNG タンカー通行量に関する制約等もあって、年末にかけて高騰、さらに 2021 年初の日本・北東アジアの大寒波で LNG 需要が急激に高まったこともあり、LNG スポット価格は一時 100 万 BTU 当たり 30 ドルを大きく超える（原油価格換算で 1 バレル 200 ドル超）などの異常な高騰となった。寒波が去った後、LNG スポット価格は下落し、落ち着いたが、2020 年以降のスポット価格乱高下は、LNG スポット市場が拡大してきたとはいえ、まだ発展途上の段階で、市場の厚みや懐の深さには課題があり、需給変動で価格が大きく変動しやすい市場の特徴・課題が浮かび上がったといえる。

なお、アジアの LNG 供給の大宗を占める長期契約 LNG の多くは原油価格連動方式のため、LNG の需給バランスで価格が変動するわけではない。日本の輸入原油価格が決定した後、3～4 か月程度のタイムラグを伴って、日本の、そして多くのアジアにおける長期契約 LNG 価格が決まるため、2020 年 11 月頃から上昇局面に入った原油価格の影響が本年 3 月頃から反映される形となり、今後も原油価格動向次第で価格水準が定まる。その点、アジアの LNG 価格動向に関しては原油価格の動きに注視する必要がある。

<天然ガスと LNG の需要動向の差異>

前述の通り、コロナ禍の影響で、2020 年には世界の天然ガスおよび LNG 需要には下押し圧力が発生し、2019 年まで続いてきた右肩上がりの増加傾向に変調が発生した。しかし、その動きには若干の差異があり、2020 年の需要は、天然ガスは前年比 2.1%の減少となったのに対し、LNG は 0.8%とわずかながら微増となっている。

コロナ禍の経済低迷にもかかわらず、世界の LNG 需要が微増となった背景には、LNG の「財」としての特徴が影響したとも考えられる。すなわち、天然ガスと比較しても、LNG はプロジェクト立ち上げに関する初期投資額が巨大であることもあり、ひとたびプロジェクトが立ち上がり、供給開始となると基本的には一定の供給が続くことになる。もちろん、価格低下による経済性への影響や運転・契約に関する柔軟性を活用して供給量の一定範囲内での調整も可能であるが、前述の通り、基本的には「Supply driven」で、供給が市場に対して継続的に提供される形になる。むしろ、市場に提供される LNG 供給をどう「吸収」するか（実際に引き取るか）という点が需給バランスの観点では重要になる。

この点で、2020 年に見られた重要な特徴は、コロナ禍の影響で潜在的な LNG 需要が低下する中でも、供給プロジェクトの立ち上がりで LNG 供給が市場で利用可能となり、その最終的な吸収が、「Last resort」市場ともされる欧州に向かったこと、そして欧州では天然ガス需要が低下する中で LNG 輸入を吸収した結果、域外からのパイプライン輸入、なかんずくロシアからのパイプライン輸入が 2 割程度も減少する、という結果が生じたことである。換言すれば、LNG における供給過剰を最終的にバランスさせたのはロシアのパイプラインガスであり、欧州向けパイプラインガス輸出を担当するガスプロムが、需給バッファ役を余儀なくされた、ということであった。

国際石油市場ではロシアも含む OPEC プラスが需給調整面で重要な役割を果たしたが、実は国際天然ガス・LNG 市場でも、コロナ禍の影響に対してロシアが需給調整面で重要な役割を果たしたことになる。今後も世界

の石油・天然ガス・LNG 市場の需給バランスを見る上で、ロシアの動向から目を離すことは出来ない。

6. 高成長及び低成長シナリオ

基準シナリオでは、世界経済は 2021 年に 5.5%、2022 年に 4.2% の成長を想定している。しかし、前述の通り、コロナ禍の帰趨と世界経済の先行きには大きな不確実性がある。そこで、以下では、IMF の見通しにおける Upside Scenario と Downside Scenario を参考に、高成長シナリオと低成長シナリオを用意し、石油・天然ガス・LNG 需要の見通しを分析することとした。なお、IMF の Upside Scenario に対応して高成長シナリオ、Downside Scenario に対応して低成長シナリオとした。

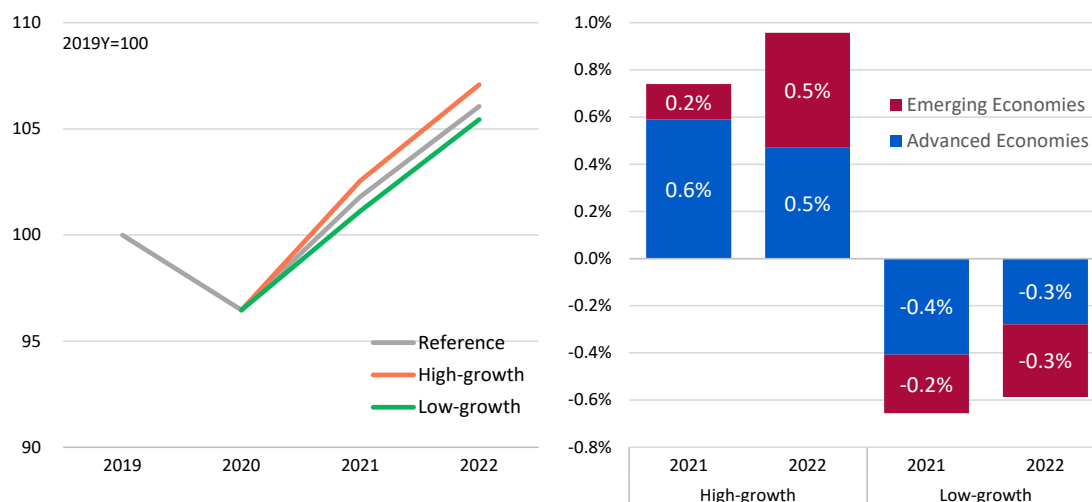


図 13 シナリオ別の世界 GDP 水準

図 14 Reference 水準からの乖離率

出所 IMF “World Economic Outlook Update, January 2021” 及び IEEJ 推計

- 高成長シナリオは、ワクチン接種が進み新規感染が減少、パンデミックの終息が早まる。ワクチン普及は先進国が途上国よりも早いいため、2021 年は先進国の経済回復が大きい。2022 年になって、途上国でもワクチンが普及し、経済回復が顕著になる。基準シナリオの GDP 水準よりも、2021 年は 0.7%、2022 年は 1.0%、拡大する（図 13、図 14）。
- 低成長シナリオは、変異種の拡大を含め、ワクチン普及の遅れなどから、パンデミックの終息が遅くなる。2021 年は先進国でもワクチン普及が遅れ、経済回復が緩やかになる。2022 年は、経済低迷に対して追加の金融緩和措置がとられるなどもあり、経済は減速しつつも、下振れリスクがやや緩和する。基準シナリオの GDP 水準よりも、2021 年は 0.7%、2022 年は 0.6%、それぞれ縮小する（図 13、図 14）。

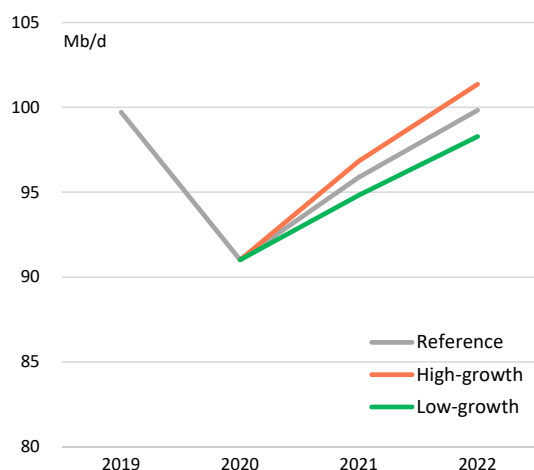


図15 シナリオ別の世界石油需要

出所IEA “Oil Market Report” 及び IEEJ 推計

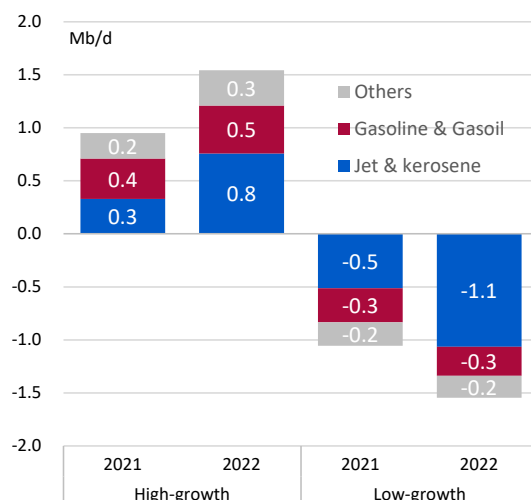


図16 Reference水準からの乖離差

- 高成長シナリオでの石油需要は、基準シナリオに比べて、2021年は0.9Mb/d、2022年は1.5Mb/dそれぞれ拡大する。パンデミックの終息が早まることで移動需要が回復、輸送用燃料需要の回復が需要拡大に大きく貢献する。
- 低成長シナリオでの石油需要は、基準シナリオに比べて、2021年は1.1Mb/d、2022年は1.5Mb/dそれぞれ縮小する。パンデミック収束の遅れで、輸送用燃料、とりわけジェット燃料需要が低迷する。

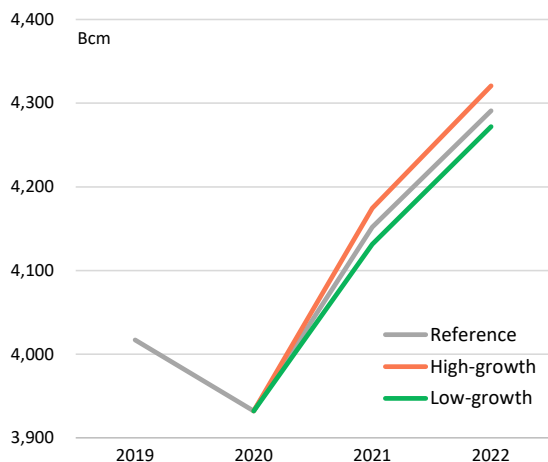


図17 シナリオ別の世界天然ガス需要

出所Cedigaz 及び IEEJ 推計

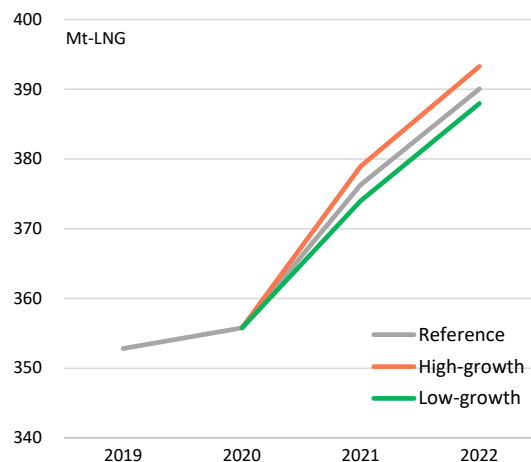


図18 シナリオ別のLNG需要

- 高成長シナリオでの天然ガス需要は、基準シナリオに比べて、2021年は0.5%、2022年は0.7%それぞれ拡大する。LNG需要は、基準シナリオに比べて、2021年は0.7%、2022年は0.8%それぞれ拡大する。石油需要に比べて、増加の幅は小さい。
- 低成長シナリオでの天然ガス需要は、基準シナリオに比べて、2021年は0.5%、2022年は0.4%それぞれ縮小する。LNG需要は、基準シナリオに比べて、2021年は0.6%、2022年は0.5%それぞれ縮小する。

コロナ禍と世界経済の先行きに関する不確実性に応じて、世界の石油・天然ガス・LNG需要は上振れ・下振れ

することになる。高成長シナリオの下で需要回復・拡大が進展すれば、国際石油・天然ガス・LNG 市場の需給バランスは、基準シナリオより引き締まる方向に進む。他の条件が一定ならば、需要回復促進で、原油価格や天然ガス・LNG 価格にも上昇圧力が掛かりやすくなる。逆に、低成長シナリオの場合、需要低迷が続き、需給調整の必要性がより長引く。それぞれの財の価格にも下押し圧力が基準シナリオをより働きやすくなる。今後のコロナ禍と世界経済の帰趨に注目する必要がある。

おわりに

コロナ禍が最も大きな影響を需要に対して及ぼしたのが石油であり、天然ガス・LNG は相対的に影響が小さかったともいえる(図19)。また、LNG 需要については供給プロジェクトの立ち上がりが実際の市場への供給拡大をもたらす効果に留意する必要があることが分かった。なお、天然ガス・LNG 需要は2021年にはコロナ以前の増加トレンドに回帰する見込みである一方、石油需要がコロナ以前の水準まで回復するのは2022年となる。また、同時にコロナ禍と世界経済の先行きには大きな不確実性が存在する中、世界の石油・天然ガス・LNG 需要の増加・回復動向にも差異が生じ、国際市場の需給バランスにも影響が生ずることになる。今後の世界の石油・天然ガス・LNG 需要の動向に引き続き注視していく必要がある。

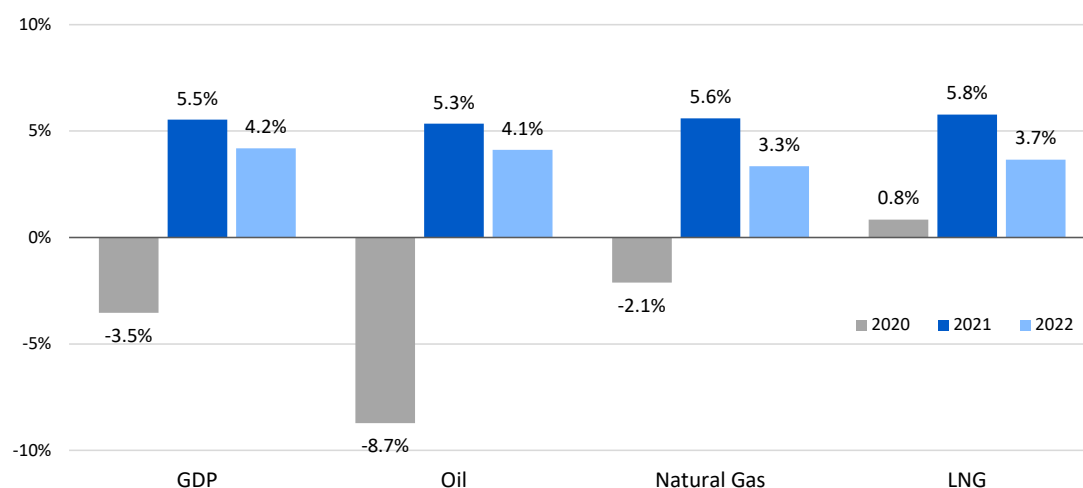


図19 世界経済・世界需要の前年比増減

出所)IMF、IEA、Cedigaz 及びIEEJ 推計

2020 年の LNG 生産投資決定動向

三枝 篤志* 橋本 裕**

まえがき

6 プロジェクト、合計液化容量年間 7100 万トン分相当が最終投資決定（FID）を行い、歴史的な年となった 2019 年から一転し、2020 年は、全ての分野において厳しい年であったが、特に LNG を含む化石エネルギー資源開発に関する投資については非常に厳しい 1 年となった。

2019 年に新たな LNG 生産設備が複数稼働を開始したことで、それ以前より供給過剰気味であった市場に、2020 年初から始まった COVID-19 の感染拡大の影響を受け、多くの天然ガス需要地で需要が急激に落ち込んだ。天然ガスの価格は世界的に下落し、欧州・米国のハブ価格、アジアのスポット LNG 価格は軒並み過去最低価格を更新した。また、原油価格も同様に COVID-19 の影響による需要減退、OPEC+ の協調減産崩壊により価格は下落し、WTI では史上初のマイナス価格も付けた。

このような環境で、石油・ガス産業を牽引する国際メジャー企業は苦しい 1 年を過ごした。石油、ガスの販売が激減し、キャッシュフローは悪化、予定されていた多くの投資を延期するなど対応を迫られた。そんな中、2020 年唯一の投資決定案件となったのが *Energía Costa Azul* プロジェクトであった。

本稿では、2020 年の天然ガス液化設備への投資決定に関する動向と、2021 年、それ以降について考察した。

1. 2020 年市場動向

過去 10 年の投資決定が行われた天然ガス液化設備の液化容量を図 1 に示す。2019 年は過去最大となる年間 7100 万トン分の容量について投資決定が行われたが、2020 年は 1 件、約 300 万トン分のみとなり、過去 10 年では 2017 年を下回り最低となった。

背景には COVID-19 の影響による石油製品需要の大幅な減退による原油価格の低迷がある。天然ガス・LNG を扱う企業は多くが石油も扱う国際メジャー企業であり、また、多くの LNG 契約は原油価格を指標とした価格決定方式を採用しているため、石油製品需要の減退、原油価格の下落は、天然ガス・LNG にも大きな影響を及ぼしたと言える。天然ガス・LNG 自身の需要も大きく減退し、各地で過去最低価格を更新するなど、市場は大きく混乱した。

対応を迫られたメジャー企業は軒並み、2020 年に予定されていた投資を 20%-30% 程度削減することを発表した。また、各社の 2020 年年間の業績発表では、損益や昨年比で大幅な減益を計上しており、非常に苦しい 1 年であったことが伺える。

* 前 化石エネルギー・国際協力ユニット ガスグループ 研究員

** 化石エネルギー・国際協力ユニット ガスグループマネージャー 研究主幹

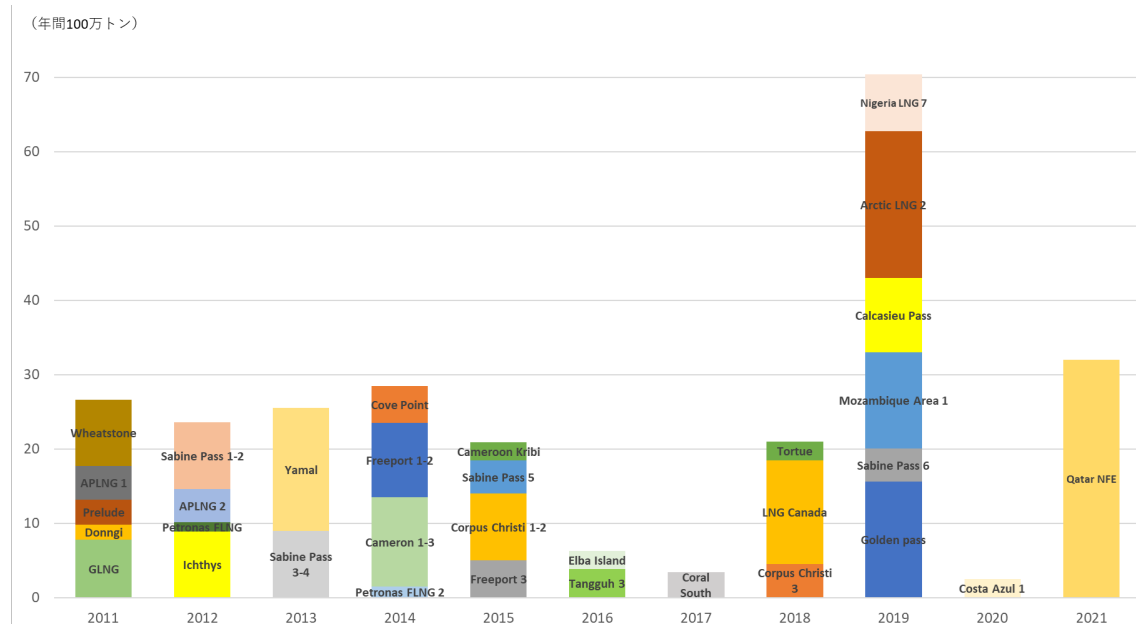


図1 投資決定が行われた LNG 生産設備容量

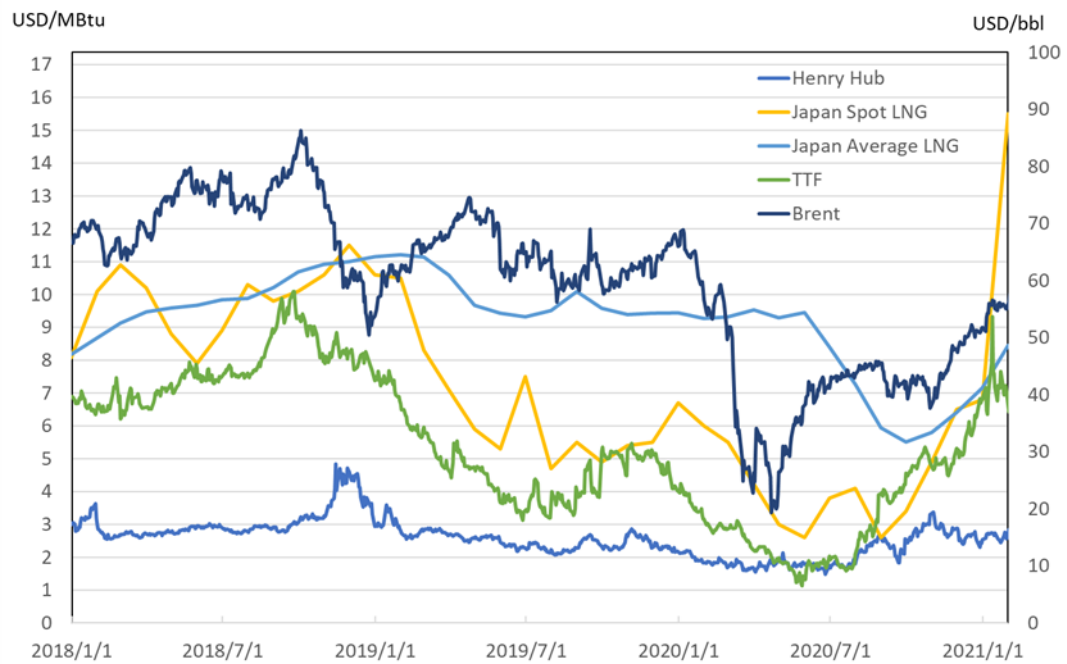


図2 天然ガス価格推移

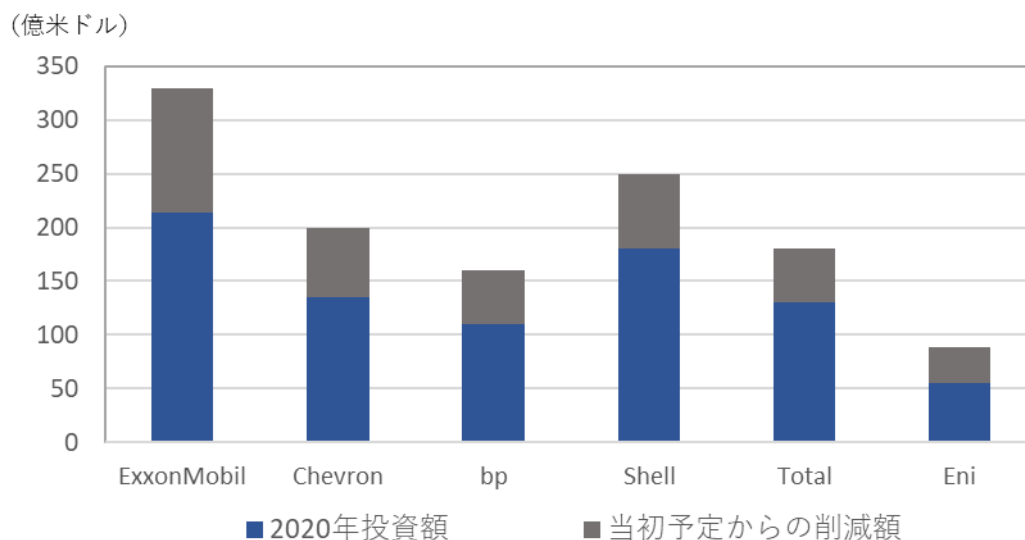


図3 各企業の2020年投資予定額とコロナ影響を加味した修正額

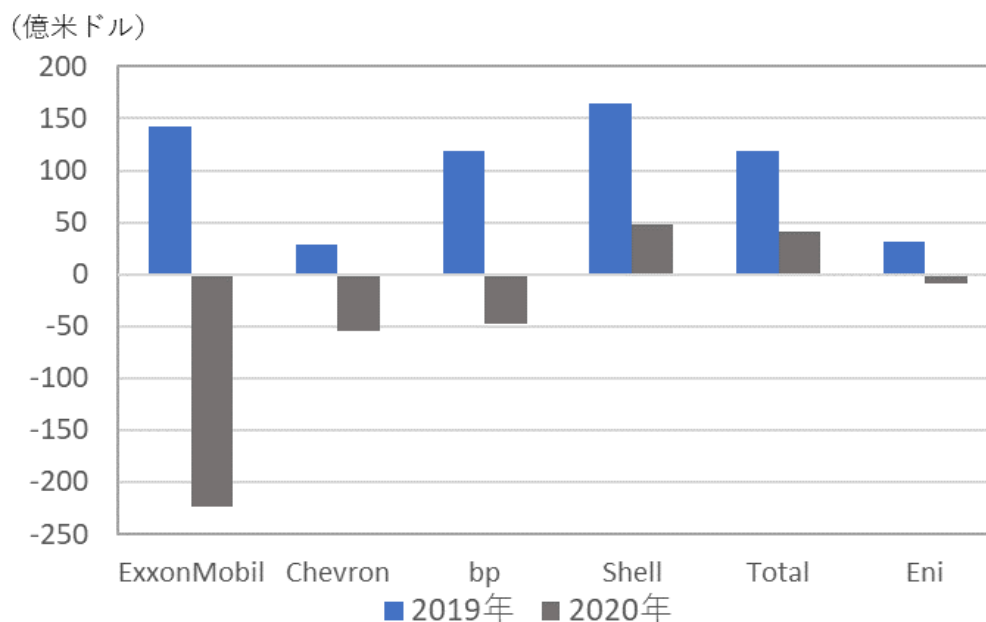


図4 各企業の2019、2020年の年間純利益・損失

2019年は、LNG市場の供給過剰感により、長期売買契約締結を基本とするプロジェクトでは顧客との合意に至れず停滞した一方で、メジャー企業が開発に関与し、ポートフォリオプレイヤー等が最終的な販売先が決定していない状態でLNGを引き受けることを裏付けとして、FIDに至ったプロジェクトが目立った。これはメジャー企業の財務的体力と信用によるところが大きく、2020年はこの財務的体力がCOVID-19により奪われたため、長期売買契約を基調としたプロジェクトだけでなく、メジャー企業が主導するプロジェクトも停滞した。

以下、表に延期・日程変更が発表されたプロジェクトを示す。既にFID済み、建設中といったプロジェクトでも、財務的、あるいは物流の停滞といった物理的要因、あるいは市場環境によって、完成時期を後ろ倒したプロジェクトも見られる。

表1 延期が発表されたプロジェクト

プロジェクト	操業主体	液化容量	生産開始	FID
米国				
Golden Pass	Qatar Petroleum, ExxonMobil	15.6	2024→2025	2019
Freeport (T4)	Freeport	5	2022→2025	2020→2021
Lake Charles	Energy Transfer	16.45	2025→	2020→
Port Arthur (T1-2)	Sempra Energy	13.5	2024→2025	2020→2021
Rio Grande	NextDecade	27	2023→2024	2020→2021
Magnolia LNG	LNG Limited	8	2022→	2020→
Driftwood LNG	Tellurian	27.6	2023→2024	2020→2021
Texas LNG Brownsville	Texas Brownsville LNG	2	2023→2025	2020→2021
Jordan Cove	Pembina Pipeline	7.8	2024→	2020→
Gulf LNG Pascagoula	Kinder Morgan	11.5	2024→	2020→
Port Arthur (T3-4)	Sempra Energy	13.5	-	2021→
Plaquemines LNG	Venture Global LNG	20	2023→2024	2020→2021
Corpus Christi Stage 3	Cheniere	10	2023→2024	2020→2021
メキシコ				
Energía Costa Azul LNG	Sempra Energy	2.4	2024	2020 Q1→Q4
カナダ				
Kitimat	Chevron, Woodside	18	2029→	2022→
Woodfibre LNG	Woodfibre Natural Gas	2.1	→2025	2020→2021
Goldboro	Pieridae Energy Canada	10	2025→2026	2020→2021
カタール				
North Field East	Qatar Petroleum	32	2024→2025	2020→2021
豪州				
Pluto (T2)	Woodside	5	2025→2026	2020→2021
モザンビーク				
Rovuma LNG	ExxonMobil	15.2	2024→	2020→2021
モーリタニア・セネガル				
Tortue FLNG	bp	2.5	2022→2023	2018
インドネシア				
Tangguh LNG (T3)	bp	2.5	2021→2022	2016

* 網掛はFID済

2. 2020年投資決定プロジェクト

このような厳しい市場環境の中、2020年唯一 FID に至ったプロジェクトが、Energía Costa Azul (ECA) LNG プロジェクト Phase1 である。2020年10月に FID を行った。本プロジェクトは米国 Sempra Energy がメキシコ現地関連会社である IEnova (Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.) と進めるプロジェクトである。メキシコの太平洋側、バハ・カリフォルニア州エンセナダの北部に位置し、既存の LNG 受入基地敷地内に液化設備を増設する。原料ガスは米国産の安価なガスをパイプラインで輸入する。今回は第一段階として、年間定格生産容量 325 万トンの生産能力を持つ 1 系列に着手する。2024 年後半に生産開始見込みとなっている。

本プロジェクトが FID に至ることができた理由はいくつか考えられる。まず、プロジェクト自体の優位性がある。既存の受入基地敷地内に建築するブラウンフィールド案件であり、LNG タンク等の既存設備を活用できるため、初期投資コストは比較的抑えられている。また、太平洋側に位置しているため、米国メキシコ湾岸のプロジェクトと比較してアジア市場に近く、パナマ運河の通航もないため、アジアの買主にとっては魅力のあるプロ

ジェクトと言える。このような優位性から、既に Total が年間 170 万トン、三井物産が年間 80 万トンを 20 年間引き取る契約を締結している。

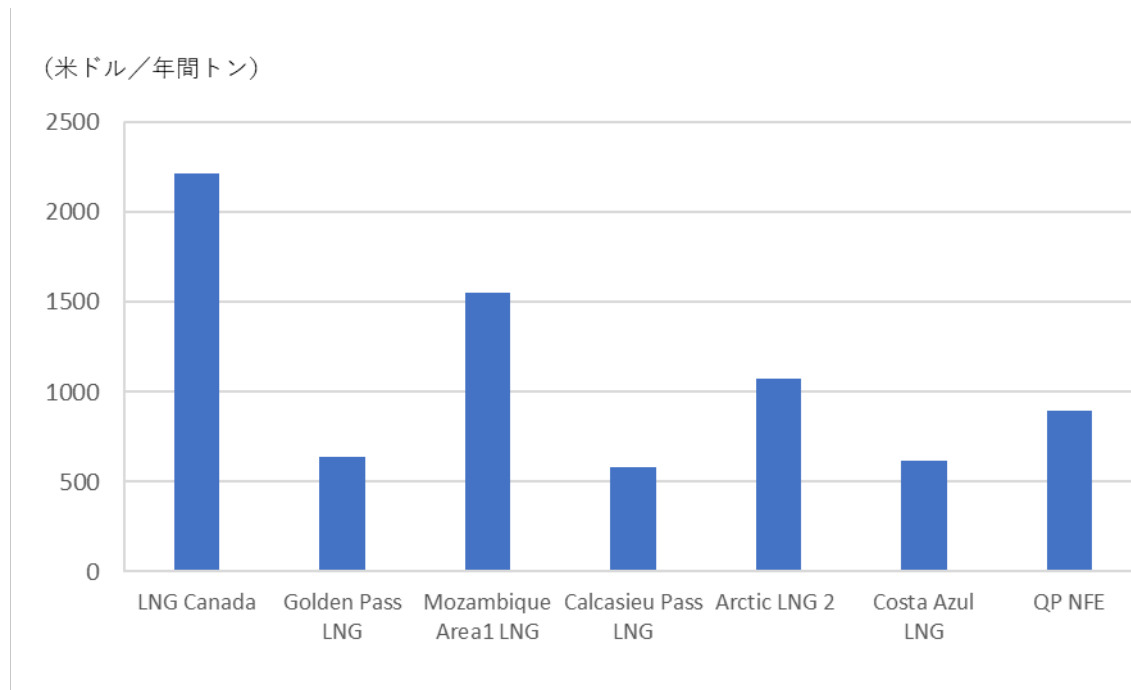


図5 近年 FID されたプロジェクトの年間液化容量あたり投資額

(注：発表された投資コストに基づき計算。発表されたコストがカバーする範囲については、プロジェクトごとに異なる可能性がある。)

また、Sempra Energy の、他のメジャー企業との違いも影響があった。エネルギー全般の需要が減退したため、米国で送配電事業などを持つ Sempra Energy も大きな影響を受けているが、LNG に関して言えば、米国で主導する Cameron LNG において、Sempra Energy はトーリング契約を提供する立場であり、LNG の取扱量によってその収入は大きく変化しないものと考えられる。

唯一の障害となったのがメキシコでの許可申請であった。当該プロジェクトはメキシコ初の LNG 輸出案件であり、また COVID-19 の影響により申請業務が滞ったとされ、2020 年前半での FID を予定していたものの、半年程度の遅延となった。

また、液化容量の追加は伴わないが、Shell 豪州会社は 5 月、Arrow Energy 合併事業のクィーンズランド州 Surat Gas プロジェクト第 1 段階の FID を行っている。最大で年間 900 億立方フィート（187 万トン相当）のガスを生産し、地元市場と Curtis Island の液化設備を通じての輸出用に用いられる。

豪州 North West Shelf では、12 月、第三者からのガスを受入、処理を行うトーリング契約を 2 件契約したことが発表された。これにガスを供給するガス田は、Woodside の Pluto ガス田と三井物産、Beach Energy の Waitsia gas project stage 2 である。後者に関しては、同時にガス田開発の FID も発表された。Pluto ガス田からは 2022-2025 年で合計 300 万トンの LNG と 24.7 ペタジュールの国内向けガスを処理する。Waitsia gas project からは 2023-2028 年にかけて合計 750 万トンの LNG を生産する。

3. 2021 年、今後の動向

2020 年後半には、完全とはいかないまでも、一定の経済回復は進み、2021 年 2 月に入り Brent 原油価格も 1 バレルあたり 60 ドルを超えた。天然ガスハブ価格、LNG のスポット価格も昨年に比べて上昇している。これらの市況の改善は、各企業のキャッシュフローを改善させ、新たな投資を促す可能性がある。また、2020 年の天然

ガス需要は2019年比で推定2.5%と減退したものの、LNGの貿易量は2020年も増加しており、今後もアジアの途上国を中心としたLNGの需要増加は依然として期待されている。

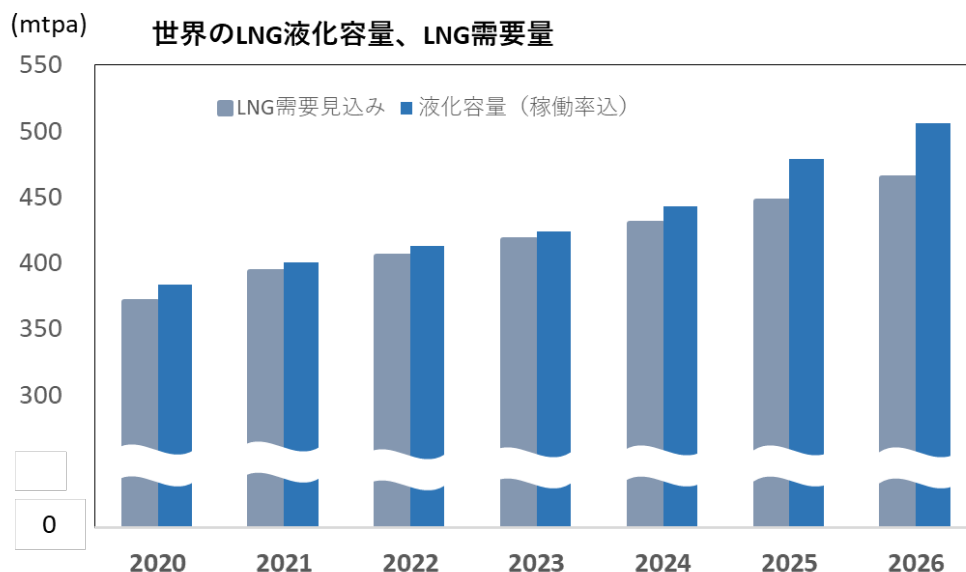


図6 今後5年のLNG需給見通し

2021年2月、Qatar PetroleumはNorth Field East (NFE)の年間生産量3200万トンという巨大拡大プロジェクトについて、FIDを表明し、液化設備のEPC業務は千代田化工を含むコンソーシアム、タンク・積み込み設備はサムスンC&Tが受注したことを発表した。これによりカタールのLNG液化容量は年間1.10億トンに引き上げられる。LNGに加え、コンデンセート、LPG、エタン、硫黄、ヘリウムを生産することとなる。2025年第4四半期生産開始見込みとなっている。本プロジェクトでは、CO2回収・隔離(CCS)システムを同時に確立し、電源は近郊で開発中の太陽光発電プロジェクトから供給するなど、GHG削減を強く印象付けるものとなっている。また、North Field South拡張プロジェクト、更なる拡張も計画されている。

その他にも多くのプロジェクトが進捗する可能性がある。有力なプロジェクトとしては、米国Driftwood LNGは、夏にもFIDに至るとTellurian CEOが発言している。Driftwood LNGは価格ボラティリティが少ない契約の提案をしており、価格方式の多様化や安定的な価格を求める購入者にとってはお選択の余地があるとしている。Venture Global LNGが進めるPlaqueminesも有力で、現在建設中で順調に進捗しているとされるCalcasieu Passと同じモジュールトレインを活用したプロジェクトを計画しており、EPC委託先はKBRが選定されている。新規案件ながら低い開発コストによって欧州企業を中心に買い手がついている。

カナダではWoodfibre LNG、Goldboro LNGが本年FID予定となっている。この2件についてはLNGの取引先が既に確定している。

豪州Scarboroughガス田(Pluto2)では、WoodsideとUniperとのLNG売買契約を年間200万トンに拡大、RWEとも年間84万トンの売買契約を締結しており、FIDに前進している。また、Santosが主導する、Darwin LNGのバックフィルとして開発を進めるBarossaガス田の進捗も有力視されている。

課題

順調な需要増加とプロジェクト遅延により、2023年頃には需給逼迫の可能性がある一方で、2019年のFID、Qatar Petroleumのプロジェクトが進捗したことにより、2025-2026年のLNG需給は緩和される可能性が高い。需給の緩和は価格を押し下げ、液化事業者にとって必要な投資回収を停滞させ、また現在計画中のプロジェクトの進捗を妨げるが、LNG需要については今後も堅調に増加する見通しとなっているため、2030年頃には再び追

加の LNG 供給が必要となることが予想され、今後は 2020 年代後半に向けたプロジェクトの確実な進捗が望まれる。そのためには、安定した価格を維持するための市場形成や、上流・輸送を含めたコスト削減が求められる。

市場拡大を続けている天然ガス・LNG であるが、そのサプライチェーンにおけるメタン排出にスポットライトが当てられている。欧州委員会は 2020 年 10 月、メタン戦略を発表し、化石燃料のサプライチェーンにおけるメタン排出に対し警鐘を鳴らした。天然ガスサプライチェーン中のメタン排出が多いということになれば、天然ガスの化石燃料の中ではクリーンだという位置付けも変化する可能性がある。こうした方針を受けてか、欧州企業が米国企業との LNG 売買契約について検討を停止するという事象も起きている。

欧州ではサプライチェーンでのメタン排出について、正確な計量、報告、検証を求めており、各事業者は既設、新設を問わず、対応を迫られる可能性がある。特に、近年 LNG 輸出設備の拡大が続く米国では、天然ガスの井戸元と LNG 設備が直接結びついておらず、検証が難しいとされている。ただ、米国新政権によって環境規制が強まることで、こうした課題は解消される可能性もある。

欧州以外でも、シンガポールに拠点を置く Pavilion Energy は、LNG 売買契約締結時に、その契約の元で供給される LNG について、各カーゴが井戸元から受入基地までの間で排出した GHG の排出量を測定し、その証明書を付させる取り組みを始めた。2020 年 11 月に Qatar Petroleum、2021 年 2 月には Chevron が、この内容を組み込んだ契約を獲得している。2 社は Pavilion Energy と共に、LNG に関する GHG 排出量の定量化と報告方法の開発に取り組むとしている。

こうした需要側の動きもあり、各地で LNG 輸出設備における低炭素、脱炭素化を模索する動きは活発化している。先述したカタール拡張プロジェクトは炭素回収、再エネ活用を掲げている。米国 Cheniere は 2022 年から、自身のライフサイクル解析モデルを用いて、供給する各カーゴに井戸元から受け渡し地点までの GHG 排出量を証明する“Cargo Emissions Tags”を付すことを計画している。カナダでは多くのプロジェクトで液化設備に使用される電力を豊富な水力発電で賄う計画を進めており、豪州では Gorgon LNG で世界最大級の CCS プロジェクトが進行中である。ロシア NOVATEK もエンジニアリング会社 Baker Hughes と共同で、LNG 設備で水素を活用した排出削減プログラムを開始する。

Role of Gas（ガスの役割）というワードを目にすることが多くなった。多くの国、地域が 2050 年カーボンニュートラルという目標を掲げており、脱炭素を目指す流れの中、低炭素とされる天然ガスの役割はどのように変化していくのか、注目が集まっている。密度の高いエネルギー源として新興国の経済発展や重工業、輸送部門での貢献は求められるものの、炭素排出を伴う以上、2050 年に向けての対策は必要不可欠である。逆に言えば、より低炭素に、脱炭素に近づいていくことで、天然ガスの役割は長く、重要なものになると考えられる。液化設備を含めたサプライチェーンでの、更なる低炭素化、脱炭素化への取り組みは、今後も注目すべき点となる。

参考文献

- 日本エネルギー経済研究所, IEEJ Outlook 2021, 2020 年 10 月
- IEA, Gas Market Report Q1-2021, 2021 年 1 月, <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2021>

ガス小売全面自由化4年目の競争動向◆

Competitive Landscape After Three and Half Years of Japan's City-Gas Market Full Retail Competition

眞砂 大介*

Abstract

More than three and half years have passed since Japan's city-gas retail market for all the market segments was opened for competition on 1 April 2017. As a result of the analysis of switching cases and switching rates, it has become clearer that there are differences in the progress of city-gas market full retail competition between urban and rural areas. This paper also assesses the effect of the change in consumer behavior due to the spread of COVID-19 on competition for consumers and evaluates the "start-up wholesale" launched in 2019 as an initiative to encourage new entrants into the city-gas retail services in light of its purpose of introduction.

Key words: City-gas retail liberalization, new entrants, switching case, switching rate, start-up wholesale

1. まえがき

ガス小売全面自由化が2017年4月1日より実施されて3年半が経過した。スイッチング件数やスイッチング率等の分析を行った結果、都市部と地方部のガス小売全面自由化の進捗率の違いが浮き彫りとなった。また、COVID-19感染拡大による消費者行動の変化が需要家獲得競争に及ぼす影響や、新規事業者のガス小売事業への参入促進を図る取組として2019年度から開始されたスタートアップ卸を導入趣旨の観点から評価する(第4章に詳述)。

2. ガス小売全面自由化の経過と目的

日本における都市ガス事業の自由化は1995年を始めとして段階的に進められてきた。都市ガスの国内販売量は産業用の発展による需要増加に伴い順調に拡大してきた。しかし、その当時の都市ガス事業は垂直統合の許可制であり、小売やネットワークの維持・運用等を特定の事業者が地域独占的に行ってきた。ガス事業法上、需要家毎に料金を設定することができず、ガス使用量が多い産業用の需要家から、価格交渉が可能となるよう自由化に対する強い要望が挙げられた。そして、1995年から順次水平展開も可能となり、大規模工場や大規模病院などの年間ガス使用量が200万m³以上である大口需要家を対象として自由化が開始された。その後は年間ガス使用量の基準が段階的に引き下げられ、自由化の対象が拡大していった。そして、2011年3月に発生した東日本大震災を契機とした電力システム改革が進められる中、ガスにおいても「天然ガスの安定供給の確保」「ガス料金の最大抑制」「利用メニューの多様化と事業機会拡大」「天然ガス利用方法の拡大」を目的として小売市場の全面自由化が検討され、2017年4月には事務所や家庭用需要家も対象としたガス小売完全自由化が開始された。

◆ 本論文は、第37回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（エネルギー・資源学会主催）の発表論文です。

* 化石エネルギー・国際協力ユニット ガスグループ 研究員

表1 ガス小売全面自由化までの経過

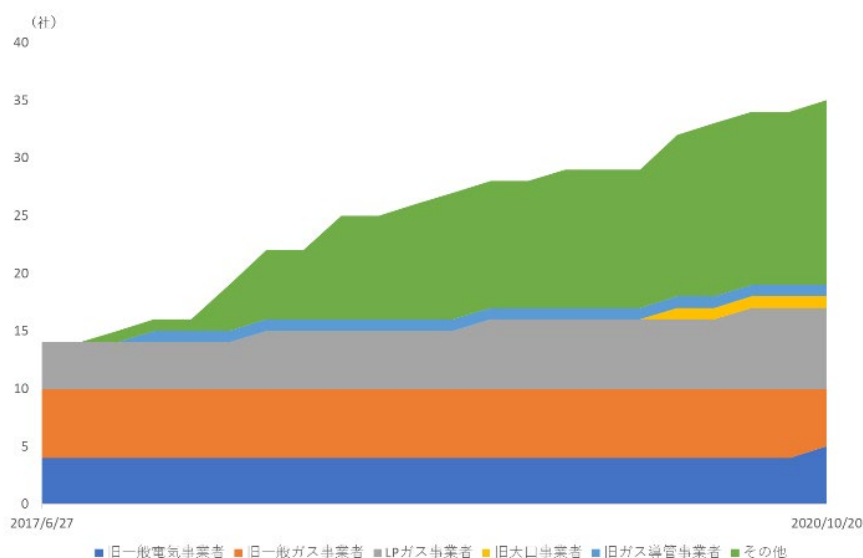
開始時期	自由化対象	ガス販売量に 対する自由化率
1995 年～	年間ガス使用量 200 万 m ³ 以上の大口需要家 ・ 大規模工場, 大規模病院	49%
1999 年～	年間ガス使用量 100 万 m ³ 以上の需要家 ・ 大規模ホテル	53%
2004 年～	年間ガス使用量 50 万 m ³ 以上の需要家 ・ 中規模工場, 中規模ホテル	57%
2007 年～	年間ガス使用量 10 万 m ³ 以上の需要家 ・ 小規模工場, 中規模病院, 小規模ホテル	64%
2017 年～	全ての需要家 ・ 事務所, 家庭用需要家	100%

3. ガス小売全面自由化の進捗

3-1. 新規参入事業者

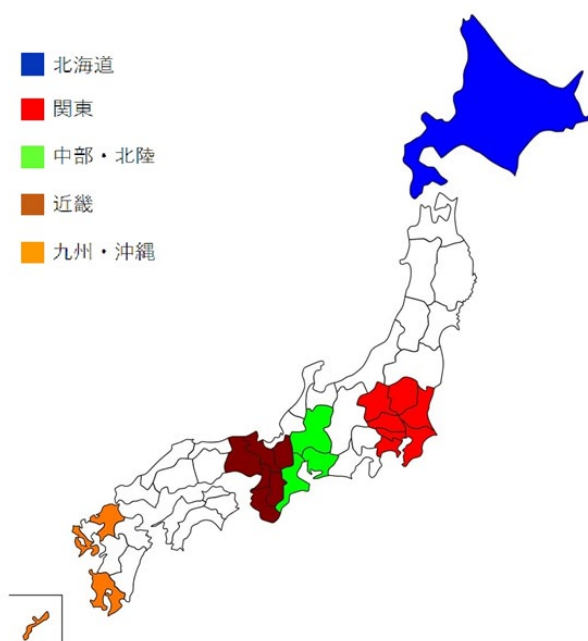
ガス小売全面自由化以前の一般ガス事業者は「許可制」に基づき、各事業者が経済産業大臣より許可された区域にて独占的にガス事業を営んでいた。しかし、2017 年 4 月 1 日に改正ガス事業法が施行され、ガス小売全面自由化後のガス小売事業は、経済産業大臣または経済産業局長による登録認定を受ける必要がある「登録制」へと制度改定が行われた。ガス小売市場への新規参入事業者は旧一般ガス事業者、旧一般電気事業者、LP ガス事業者などを中心として、多様な事業者が相次いで参入している。2020 年 10 月 20 日時点において、登録をされているガス小売事業者数は 82 社である。しかし、登録をされた全ての事業者が必ずしもガス小売市場へ参入しているわけではなく、実際にガスを供給または供給を予定している事業者は登録された事業者数の 43%にあたる 35 社である。自由化開始時期や市場規模などが異なるが、電力の低圧分野における電気小売事業者数の 420 社と比較すると参入事業者は少ない状況といえる。

図1はガス小売登録をなされており、ガスを供給または供給を予定している事業者数の推移を示している。旧一般ガス事業者や旧一般電気事業者の新規参入は必ずしも増加していない状況であるが、一方、インターネット事業者や新電力事業者などが含まれる「その他」事業者の参入が大幅に増加している。これは、東京エナジーアライアンス(以下、TEA)が提供している「都市ガスプラットフォーム」が大きく影響している。同社は2017年10月にプラットフォーム事業を開始し、ガス小売事業への参入を検討している事業者へ対して、参入課題となっているガス調達・保安・顧客管理システムなどの一括提供を行っている。TEAは東京電力エナジーパートナー(以下、東電EP)と日本瓦スの合弁会社であり、東電EPはガス調達、日本瓦斯はLP業界で蓄積してきた保安技術や顧客管理システムなどをTEAへ継承している。現在、その他事業者として供給または供給を予定している事業者数は35社中16社であるが、その内11社がTEAの都市ガスプラットフォームを採用している。また、LPガス事業者においてもTEAの都市ガスプラットフォームを採用する事業者が登場しており、今後も同プラットフォームを採用した新規参入事業者が拡大すると見込まれている。



**図1 実際にガスを供給または供給を予定している
新規参入事業者の推移**

図2は新規参入事業者である35社が、実際に申請している小売供給エリアを示した。新規参入予定者が経済産業大臣または経済産業局長へガス小売登録申請を行う際には、ガス小売事業体制や苦情等処理体制の他に、ガス小売供給を予定している一般ガス導管事業者のエリアを申請する必要がある。



**図2 実際にガスを供給または供給を予定している
新規参入事業者の参入エリア**

各社の小売供給エリア申請を集計した結果、多数のガス需要家を抱えている都市ガス大手4社(東京ガス、東邦ガス、大阪ガス、西部ガス(福岡エリアのみ))の供給エリアを中心として、新規参入事業者は合計21都道府県へ参入しており、既存事業者と新規参入事業者との間で需要家獲得競争が繰り広げられている。一方、新規参入事業者にとって事業採算が十分に見込まれず、参入が行われていない26県の都市ガス需要家は既存事業者が自主

的に新しい料金メニューの設定やサービス拡充などを行っていない場合には、自由化メリットを十分に享受することができない状況にあるといえる。

3-2. スイッチング

ガス小売全面自由化によるガス市場における競争動向や進捗を図るための評価として、スイッチング件数が代表的な指標として用いられる。資源エネルギー庁が毎月公表しているスイッチング申込件数は、2020年8月末時点において、約380万件(前年同月比44%増・115万件増)であり、スイッチングに関する申込件数は着実に累積している。しかし、資源エネルギー庁が公表しているスイッチング申込件数は累計値であり、実際にスイッチングが需要家の選択肢として利用拡大されているかを判断するために更なる分析を行った。

図3はスイッチングが発生している4地域(関東、中部・北陸、近畿、九州・沖縄)における月次のスイッチング申込件数を示している。3地域(中部・北陸、近畿、九州・沖縄)において、スイッチングの申込件数は停滞しており、2018年4月に近畿で記録した月間約5.1万件が最大である。

一方、関東では2020年4月に月間約13.5万件の需要家がスイッチング申込を行い、統計開始以降最大値を更新した。

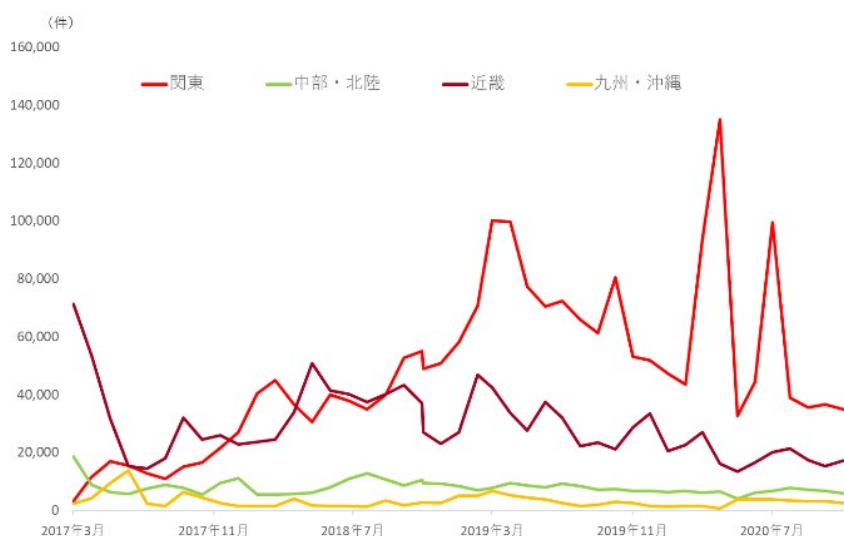


図3 地域別月間スイッチング件数

図4は地域別の都市ガス需要家件数に対するスイッチング申込を行った割合を表すスイッチング率を示している。関東の2020年7月時点における需要家件数は日本全体の52%にあたる約1,364万件と国内最大であり、近畿の2.1倍、中部・北陸の5.5倍、九州・沖縄の9.5倍にあたる。スイッチング申込件数においては関東がその他3地域と比較すると2018年9月以降、高い水準にあるが、需要家件数が多いため、スイッチング率は1%以下である。なお、近畿では2017年3月に1.15%を記録しているが、自由化導入期による一過性の増加であると想定される。

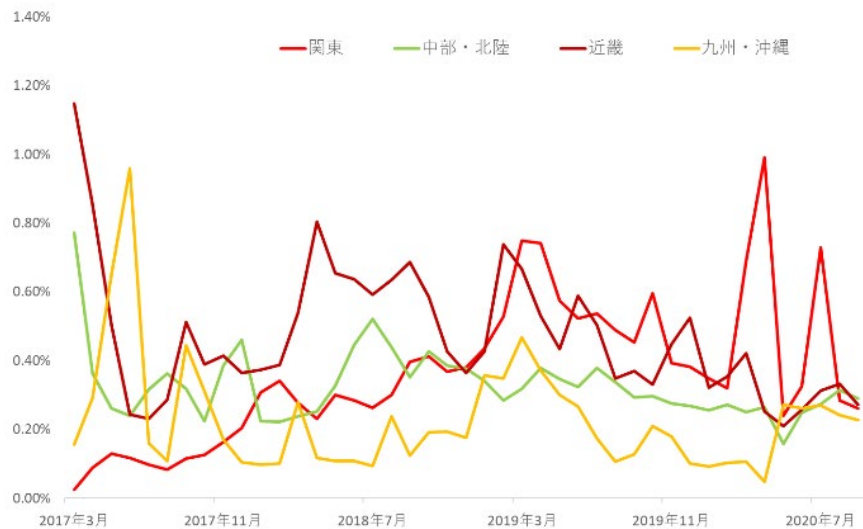


図4 地域別月間スイッチング率

表2は直近2年間の日本とイギリスのスイッチング率に関する比較表である。イギリスでは日本と同様、段階的にガス市場の自由化が進められ、2002年にはガス価格に関する規制が撤廃されたことで完全自由化が開始された。イギリスにおける2019年度の平均月間スイッチング率は1.7%である一方、日本は0.4%であった。両国を比較するには自由化開始時期が異なることによる需要家のスイッチングに対する認知度や、ガス小売事業者数、パイプラインの敷設状況、需要家密度などが異なることに注意する必要があるが、スイッチング件数とスイッチング率には大きな差がある。

表2 日英 月間スイッチング率

	日本			イギリス		
	S件数	需要案件数	S率	S件数	需要案件数	S率
2018年4月	89,313	25,795,510	0.35%	372,000	23,240,000	1.60%
2018年5月	90,790	25,771,973	0.35%	399,000	23,257,000	1.72%
2018年6月	90,455	25,758,127	0.35%	389,000	23,280,000	1.67%
2018年7月	86,552	25,765,991	0.34%	365,000	23,296,000	1.57%
2018年8月	94,183	25,763,155	0.37%	394,000	23,312,000	1.69%
2018年9月	106,362	25,760,949	0.41%	433,000	23,330,000	1.86%
2018年10月	105,241	25,799,228	0.41%	470,000	23,347,000	2.01%
2018年11月	88,276	25,831,047	0.34%	382,000	23,371,000	1.63%
2018年12月	85,649	25,892,974	0.33%	338,000	23,386,000	1.45%
2019年1月	98,857	25,907,627	0.38%	291,000	23,397,000	1.24%
2019年2月	129,370	25,904,185	0.50%	350,000	23,417,000	1.49%
2019年3月	157,046	25,938,582	0.61%	486,000	23,492,000	2.07%
2019年4月	148,152	26,040,077	0.57%	522,000	23,509,000	2.22%
2019年5月	117,924	26,047,511	0.45%	381,000	23,528,000	1.62%
2019年6月	119,818	26,037,719	0.46%	336,000	23,548,000	1.43%
2019年7月	116,117	26,017,666	0.45%	402,000	23,568,000	1.71%
2019年8月	97,920	26,035,947	0.38%	391,000	23,588,000	1.66%
2019年9月	93,732	26,032,165	0.36%	436,000	23,606,000	1.85%
2019年10月	111,851	26,061,138	0.43%	431,000	23,632,000	1.82%
2019年11月	91,133	26,091,118	0.35%	378,000	23,653,000	1.60%
2019年12月	93,291	26,146,136	0.36%	418,000	23,670,000	1.77%
2020年1月	75,317	26,154,317	0.29%	340,000	23,682,000	1.44%
2020年2月	74,251	26,156,936	0.28%	406,000	23,700,000	1.71%
2020年3月	128,217	26,188,923	0.49%	457,000	23,716,000	1.93%

現在も世界中で猛威を振るっている COVID-19 感染拡大により、多くの業界にて消費者行動の変化が生じて

いる。ガス業界においては、景気後退により工業用などのガス販売量が大幅に減少したが、家庭用においては概ね前年並みであった。しかし、2020年5月のスイッチング申込件数は、対前年月比で54%減少と過去最大の減少幅を記録した。首都圏を中心とした外出自粛要請により、不要不急の対面営業活動が制限され、需要家のスイッチングに対する動機が減少したことが要因の一つと推察される。

また、外出自粛により子育て世代を中心として、時短や利便性が向上した最新ガス機器への注目度が増している。その中でも、ガス衣類乾燥機「乾太くん」においては、衣類乾燥を短時間かつ低コストで利用出来ることが顧客のニーズに合致し、販売台数が急激に増加している。需要家の最新ガス機器に対する注目は、ガス小売事業者のサービスやガス料金への関心に繋がり、延いてはスイッチングに対する関心も高まる可能性がある。

4. スタートアップ卸

スイッチングが発生していない北海道、東北、中国地域や、既に新規事業者が参入しているものの、スイッチング件数が増加していない地域において、新規事業者の参入促進を図るために、2019年度より「スタートアップ卸」という卸供給に関する新規取組が開始された。スタートアップ卸は公正取引委員会と経済産業省が2019年1月に公表している「適切なガス取引についての指針」に記載されている「積極的なガスの卸供給」を踏まえ、旧一般ガス事業者の自主的取組という位置づけにある。取組事業者はガスの調達力や保有する供給設備によって分類されている、第1グループ(東京ガス、大阪ガス、東邦ガス) および第2グループ(北海道ガス、仙台市ガス局、静岡ガス、広島ガス、西部ガス、日本ガス) の計9社であり、対象区域は同事業者の供給区域内としている。また、卸供給の形態は、卸元事業者が需要場所にてガス小売事業者(新規参入事業者)へガスを受け渡す「ワンタッチ卸」を採用している。「スタートアップ卸」と「ワンタッチ卸」は同意として使用される場合があるが、前者は取組名称を、後者は卸供給形態を指している。卸供給の形態をワンタッチ卸とすることで、新規事業者の参入課題の一つであった、託送供給におけるガスパイプラインの払出量と注入量を管理する同時同量業務を卸元事業者が担うこととなり、新規参入事業者の業務は低減される。他にも契約期間や卸価格の設定、利用上限量等が制度設計されているが、相対取引で強い交渉力を持たない新規参入事業者はスタートアップ卸を利用することにより、参入のハードルは下がることとなる。

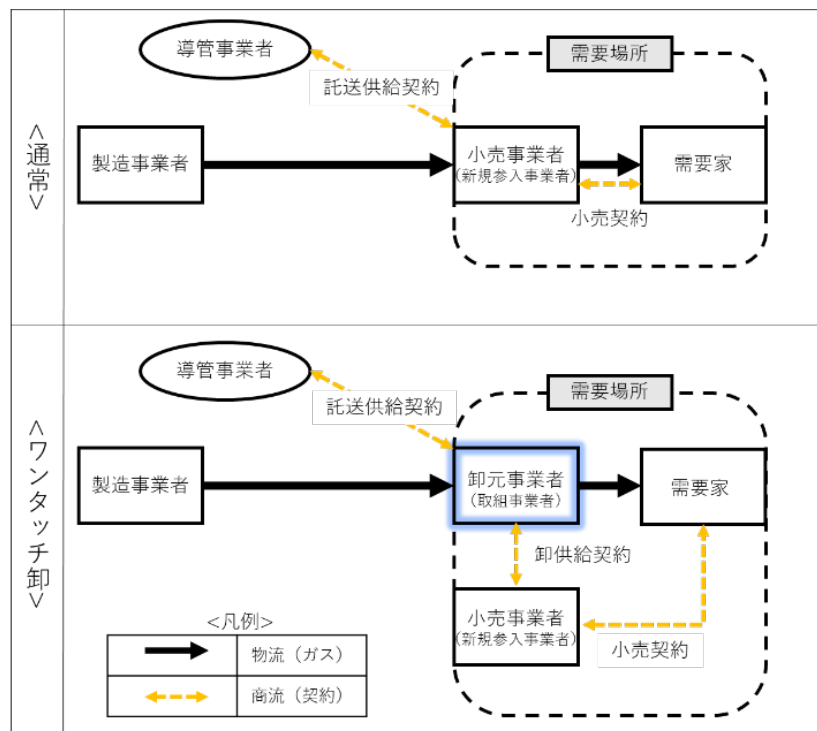


図5 ワンタッチ卸の供給イメージ

経済産業省が2020年7月に公表した「スタートアップ卸に関する報告」において、取組事業者へ対してスタートアップ卸に関する新規参入検討事業者の問い合わせ件数を公表した。単独事業者が複数の取組事業者へ対して問い合わせを行っている事案も含まれるが、前述の通りガスを供給または供給を予定している新規参入事業者は35社である一方、問い合わせ総数は58件あり、新規参入検討者の同取組に対する関心が示された。しかし、2020年10月1日時点でスタートアップ卸を活用した新規参入事業者は3社のみであり、詳細に制度設計を行い、新規参入事業者増への期待に対して、出足は緩やかな状況である。2020年4月に北海道ガスエリアでいちたかガスワン、また鹿児島県の日本ガスエリアではコアガス日本が参入、2020年10月には北海道ガスエリアで北海道電力が同取組初となる旧一般電気事業者として参入した。

スタートアップ卸の導入趣旨は、新規事業者の参入促進を図るという点であることを踏まえると、これまで新規参入事業者が現れなかったエリアにおいても、参入に対して関心が示されたことは、同取組に対して一定の評価をすることができる。また、新規参入した3社においても、電気や灯油などと組み合わせて契約する「セット割引」を設定するなど、需要家メリットの創出に努めている。いちたかガスワンは着実に需要家件数を積み上げており、2020年6月末時点で47件の需要家を獲得している。なお、コアガス日本の需要家件数は、既に九州・沖縄地域において九州電力などが新規参入しているため、単独での数値は不明である。

スタートアップ卸に対して多くの関心が寄せられたにも関わらず、参入を断念した事業者が多数生じたことに対するフォローアップを実施することが今後の課題である。各社が同取組を活用し新規参入を断念する理由は、卸元事業者(取組事業者)から検討事業者へ提示される卸価格では、一般ガス事業者とガス需要家へ対して提示するガス小売価格を差別化することが難しいなど、事業採算性を確保することが出来ないことが要因として推察される。

スタートアップ卸に関する卸価格の設定方法は、卸元事業者(取組事業者)は「上限卸価格表」を作成し、その上限価格以下で検討事業者に対して個別の卸価格表を提示・交渉を行う。なお、上限卸価格表や算出根拠は資源エネルギー庁へ提出しており、検討事業者は必要に応じて、卸価格の比較照合を行うことが可能となっており、卸元事業者に対するガバナンスは確保されている。

コアガス日本はガス単独契約の場合も、日本ガスの料金に対して、優位な料金体系を設定しているが、いちたかガスワンはガスの単独契約の場合だと北海道ガスの一般料金と同額となる。また、北海道電力ではガスの単独契約は締結することができず、ガス小売価格の差別化を図るためには他燃料とのセット契約が必要となっている。

5. まとめ

メディアによるガス小売全面自由化に対する報道は、資源エネルギー庁が公表している7地方区分(①北海道、②東北、③関東、④中部・北陸、⑤近畿、⑥中国・四国、⑦九州・沖縄)におけるスイッチング申込件数、スイッチング率の累計値にて評価を行う場合が多い。本稿では新規参入事業者が登録制により申請しているガス小売供給エリアの整理を行うことにより、ガス小売全面自由化による事業者間競争が生じているエリアは、経済規模が大きく、また需要家件数の多い都市部であることを明示した。資源エネルギー庁は7地方区分にてスイッチング申込件数を公表しているが、スイッチングの申込が行われた地域全域で新規事業者が参入している訳ではない。中部・北陸地方を例に挙げると、東邦ガスエリアである3県(愛知・岐阜・三重)では新規事業者が参入しているが、残りの6県において参入はゼロであり、家庭用における需要家獲得競争が行われていないことに注意する必要がある。

ガス小売全面自由化による需要家メリットの創出・拡大を図るためには、新規事業者の参入促進が重要であることに変わりはない。TEAが提供している都市ガスプラットフォーム事業の普及拡大は見込まれているものの、事業者の参入地域は都市部に集中すると想定される。スタートアップ卸を活用した新規参入事業者は3社のみであるが、未参入地域であった北海道、鹿児島へ新規事業者が参入した意味は大きい。同取組による新規参入事業者数に対する目標値の設定はされていないが、スタートアップ卸に関する制度設計の更なるブラッシュアップを図ることで、他の未参入地域(仙台市ガス局、静岡ガス、広島ガスエリア等)においても同取組を活用した新規参入に期待したい。

参考文献

- 1) 一般社団法人日本ガス協会;ガス事業について、<https://www.gas.or.jp/seido/jiyuka/>、
(アクセス日:2020年10月5日)
- 2) 経済産業省;第27回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料3、(2020)
- 3) 経済産業省;登録ガス小売事業者、
https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/gas/liberalization/retailers_list/、
(アクセス日:2020年10月22日)
- 4) 経済産業省;スイッチング申込件数、
https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/gas/liberalization/switch/、
(アクセス日:2021年4月26日)
- 5) 経済産業省;ガス事業生産動態統計調査
- 6) Office of Gas and Electricity Markets ; Data Portal, <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/overview>
(アクセス日:2020年10月5日)
- 7) 経済産業省;第14回 ガス事業制度検討ワーキンググループ 資料4、(2020)

気候変動の統合評価モデルにおける緩和費用に関する検討◆

A Discussion on Abatement Costs in an Integrated Assessment Model of Climate Change

森本 壮一* 松尾 雄司** 大槻 貴司***

Abstract

In this study, we conducted the cost-benefit analysis with an Integrated Assessment Model of climate change. Firstly, we incorporated the effects of cost reduction of backstop technologies by RD&D investments into abatement costs calculation. Secondly, we modeled the time lag between RD&D investments and the reduction of abatement costs brought by them. We call this the inertia regarding time lag, which previous studies did not address. The results show that RD&D investments have little impact on emission reductions in the near-term, but gradually have a significant impact on those in the long-term. Considered the inertia of learning-by-researching, the optimal RD&D investments path shifts lower than the case without inertia, but there is no significant difference in the optimal RD&D investments required in the first half of this century. In case imposing the temperature constraint, RD&D becomes much more important and the optimal RD&D investments path shifts upper significantly compared to no temperature constraint case. Although it is sometimes pointed out that technological innovation through RD&D investments means a postponement of the abatement efforts, our results support the importance of near-term RD&D investments for further emission reduction in the future.

Key words: Integrated Assessment Model, Abatement Cost, RD&D, Inertia

1. 序論

1-1. 気候変動への対応と統合評価モデル

気候変動の自然科学に対する理解が進捗するにつけ、その対応へのプレッシャーが益々高まっていることは論をまたない。しかし、1990年以降、エネルギー起源CO₂の排出量は2009年の景気後退時を除き増加の一端をたどってきた^①。近年では明るい兆しとして、再生可能エネルギーが化石燃料に対して徐々にコスト競争力を持つようになってきた。しかしながら、パリ協定に定められた、気温上昇を2℃未満に抑えるような排出削減を目指すとするれば、そこには依然として大きなギャップが存在する^②。

パリ協定の長期目標を達成するためには、少なくとも今世紀末までには温室効果ガスの排出量を正味ゼロとすることが求められる^③が、電化が難しい部門(重工業における熱利用、長距離輸送)の脱炭素化など、現状の技術では大きな費用がかかる、ないし実現が困難となる部分が残る。IEAの最新のEnergy Technology Perspectives (ETP)^④では、排出量の正味ゼロに向けて、電化、水素、バイオエネルギー、CCUSにおける技術革新の重要性を指摘した。また、持続可能な開発シナリオにおいて、2070年までの累積的なCO₂排出削減量(対公表政策シナリオ)の約40%は、現時点ではまだ商業的な大規模展開に至っていない技術に依存していることを示した。

気候変動への対応が困難な理由のひとつとして、地球の気候システムや我々の社会・経済システムには慣性が強く働くことが挙げられる。例えば、エネルギーシステムのインフラが数十年の寿命を有することに起因する化石燃料へのロックイン問題^⑤が指摘されている。技術革新も一朝一夕ではなく、研究開発投資から技術の費用低下、普及に至るまでに相応の期間を要するものである。

このような背景から、気候変動の緩和(温室効果ガスの削減)の重要性は自明と考えがちであるが、温室効果ガスの排出と経済活動が密接に関連していることを考えると、大前提として、気候変動と経済のトータルバランスを考慮した議論、すなわち、費用便益分析が不可欠である。このような評価を行うためのモデルとして統合評価

◆ 本論文は、第37回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(エネルギー・資源学会主催)の発表論文です。

* 環境ユニット 気候変動グループ 研究員

** 計量分析ユニット エネルギー・経済分析グループマネージャー 研究主幹

*** 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員

モデルがあり、著名なモデルとして、DICE⁹⁾、FUND¹⁰⁾、PAGE¹¹⁾が知られている。

これらの統合評価モデルは気候変動と経済の関係を高度に集約しており、パラメータの変化に対して非常に敏感であることから議論の余地が多いモデルでもある。特に、割引率¹²⁾や被害額^{13),14)}に関する議論が多くなされており、これらの研究の多くは、低い割引率や高い被害額の見積もりにより、従来の統合評価モデルの結果と比較し、気候変動の緩和はより急を要するという点を主張している。一方で、被害額と双璧をなす緩和費用に関する検討は割引率や被害額に比べ、それほど多くなされてはいない。緩和費用に関して検討すべきこととして、上述したような技術革新(技術変化)の考慮及び社会・エネルギーシステムの慣性の考慮が重要と考えられるため、以下で先行研究のレビューを行う。

1-2. 研究開発による学習

新古典派経済成長理論においては、従来、技術変化は全要素生産性の成長率として外生的に与えられていたが、P.Romer¹⁵⁾らによって、技術変化を内生化したモデルが構築された。気候変動のモデル分析においても、いくつかの研究においてこのような内生的な技術変化が考慮されている。技術変化を内生化する際のモデル化は、一般に、研究開発による学習(Learning-by-Researching)と実施による学習(Learning-by-Doing)に大別できる。後者のモデル化は主にボトムアップ型のモデルでしばしば用いられるが、技術の累積導入量と費用低下の関係がブラックボックスであり、新しい知識を得るための投資を行わずとも費用が低下するという楽観的な想定となる。また、統計的識別の問題から、学習パラメータの過大評価を招く可能性が指摘されている¹⁶⁾。とりわけ費用便益分析においては、技術変化をもたらすための費用を計上することが重要であるため、以下では前者に着目して文献をレビューする。

研究開発による学習を気候変動の費用便益分析へ適用した例として、いくつかの研究^{17)~21)}が挙げられ、それぞれ研究開発が技術変化に及ぼす影響を異なるモデル化により表現している。具体的には、Goulder and Mathai (2000)¹⁷⁾は緩和費用の低下、Nordhaus (2002)¹⁸⁾は排出強度の低下、Popp (2004)¹⁹⁾はエネルギー強度の低下、Popp (2006)²⁰⁾と Yin and Chang(2020)²¹⁾はエネルギー強度の低下とバックストップ技術の費用の低下の両方をそれぞれ考慮している。モデルのキャリブレーションを行う際の基準については、経験的研究による知見や現状の研究開発投資の水準などを踏まえて設定されている。これらの研究は、内生的な技術変化が排出経路に影響を及ぼす一方、エネルギー技術に対する研究開発投資の機会費用を考慮すれば、その影響は限定的である点も示唆している。

また、IPCC AR5 のシナリオ分析にも貢献している WITCH²²⁾は、太陽光発電や蓄電池など具体的な技術に対して、通常の学習曲線または、研究開発による学習と実施による学習を組み合わせた 2 要素学習曲線(Two-factor Learning Curve)によるモデル化を行っている。また、WITCH は多地域モデルであり、知識ストックの算定時に、他国からの知識のスピルオーバーの影響を考慮している。

一方、上述したような経験的な知見(過去のデータ)を用いる手法と対照的な手法として、個々の技術の見直しに関する専門家への聞き取り調査(Expert Elicitation)と技術リッチなモデル分析を組み合わせた手法²³⁾が存在する。これらの研究は、まず、太陽光発電など具体的な技術について、専門家への聞き取り調査により、研究開発投資の水準とエネルギー技術の費用低下の関係を推定する。この関係を、不確実性を含めて、具体的な技術を取り扱うことができるモデルに取り込むことで、特定技術への研究開発投資が温室効果ガスの排出経路や削減費用に与える影響や、エネルギー技術への研究開発投資の最適なポートフォリオを分析することが可能となる。対象技術はバイオマス発電、バイオ燃料、CCS、原子力発電、太陽光発電及びこれらの組合せであり、具体的な技術を表現する必要があるため、モデルは GCAM²⁴⁾、WITCH、MARKAL²⁵⁾などが使われているが、GCAM により特定の技術の費用低下による限界削減費用曲線の形状変化を簡易なパラメータで表現し、それを DICE の緩和費用関数に反映させることで、費用便益分析を行っている研究例^{26),27)}もある。

具体的な技術に対する研究開発による学習の影響を考慮した研究は重要な方向性の一つと考えられるものの、対象技術が限定されているため、費用便益分析において重要となる、経済全体への包括的な影響を見ることは難しい点は留意が必要である。

1-3. 社会・エネルギーシステムの慣性

緩和費用に関する別の観点の課題として、社会・エネルギーシステムの慣性の考慮がある。例えば、DICE では緩和費用関数(限界削減費用曲線)が前提として与えられており、ある年での緩和費用は当該年の CO₂ の削減率だけで決まり、前年の削減率は影響を与えない。つまり、極端なケースでは、1 期(5 年)で削減率を 0% から 100% に引き上げる場合でも、90% から 100% に引き上げる場合と当該年の緩和費用は変わらない。この想定はインフラの更新を伴わない省エネ行動や燃料転換のみを想定すれば妥当であるが、発電設備など長寿命のインフラ建設を伴う緩和手段に対する表現としては適切とは言えない。この問題は、ボトムアップ型モデルなどインフラの寿命を考慮したモデルであれば自然に考慮されており、このようなモデルにとっては、限界削減費用曲線は前提ではなく、排出経路によって変化する推計結果である²⁸⁾。

Grubb and Wieners (2020)²⁹⁾は、DICE の緩和費用関数に対してこのような社会・エネルギーシステムの慣性を考慮するための簡易なモデル化を提案し、慣性を考慮することで、排出量の最適削減経路は、従来の DICE が示す削減率を急速に高めていく経路から、初期の削減率は高く、削減率の変化はなだらかな経路に変化することを示した。

1-4. 本研究の目的

ここまでに見たように、統合評価モデルを用いた費用便益分析においては、割引率や被害額に関する検討は多く見られる一方、そもそも緩和費用に関する検討はあまり見られず、バランスを欠いている。

緩和費用に関して考慮すべき重要な点として、研究開発による学習がもたらす内生的な技術変化と社会・経済システムにおける慣性が挙げられるが、「研究開発投資による学習における慣性」は十分にモデル化されていない。

まず、先行研究では、ストックによる慣性はモデル化されている。具体的には、知識ストックという概念を導入し、技術変化(費用低下)はこの知識ストックの成長によりもたらされる(式(4)、(5))。この関係において、研究開発投資は知識ストックの成長をもたらすフローであるため、その寄与は「ストックによる慣性」を考慮したものとなる。

一方、先行研究のモデル化では、ある期の研究開発投資はすべて次期の知識ストックの増加に貢献し、そこには(1 期のタイムステップを超える)タイムラグはない。しかし、実際には、成熟していない技術であればあるほど、研究開発投資から技術の費用低下、普及に至るまでに相応の期間を要すると考えることが自然であり、このような「タイムラグによる慣性」のモデル化を行うことで研究開発投資の影響をより適切に評価できると考える。

以上より、本研究では、統合評価モデル DICE の緩和費用に関して、タイムラグによる慣性を踏まえた研究開発による学習効果をモデル化し、費用便益分析に与える影響を評価することを目的とする。

2. 手法

2-1. DICE

W.Nordhaus によって開発された DICE は、標準的な経済成長理論モデルである Ramsey-Cass-Koopmans モデル^{30)~32)}をベースに、気候変動による適応・被害額及び温室効果ガスの削減に係る費用を組み込んだもので、これにより、経済成長と気候変動による適応・被害及び緩和のバランスを統合的に評価する費用便益分析が可能となっている。なお、気候変動による適応・被害額は気温上昇の関数として表現されており、温室効果ガスの排出による気温上昇を計算するために簡易気候モデルが組み込まれている。

最新版の DICE-2016R2 における(排出量あたりの)緩和費用関数は式(1)、限界削減費用曲線(式(1)を削減率に関し微分したものは式(2)でそれぞれ与えられ、緩和費用は当該年の削減率 $\mu(t)$ に対して指数的に増加する($\theta = 2.6$)。また、 $p(t)$ はバックストップ技術の費用(削減率 100%における限界削減費用)を表し、2015 年($t = 1$)において 550 US ドル(2010 年価格)/tCO₂ であり、その後年率 0.5% のペース(式中、 t は 5 年ステップ、以下同様)で自動的に減少する。なお、DICE の全体像については文献⁹⁾を参照されたい。

$$\Lambda(t) = \frac{p_b(t)}{\theta} \mu(t)^\theta \quad (1)$$

$$MAC(t) = p_b(t) \mu(t)^{\theta-1} \quad (2)$$

ここで、

$$p_b(t) = 550 \times (1 - 0.025)^{t-1} \quad (3)$$

2-2. 研究開発による学習の定式化

ここでは、まずタイムラグによる慣性を考慮しない場合の研究開発による学習の定式化を行う。先行研究^{17),18),20)}に基づけば、研究開発による学習によってバックストップ技術の費用が低減する効果は式(4)～式(6)により表現できる。

$$p_b(t) = 550/H(t) \quad (4)$$

$$H(t) = H(t-1) + aR(t-1)^b H(t-1)^\phi \quad (5)$$

$$Q(t) = C(t) + I(t) + \kappa \cdot R(t) \quad (6)$$

ここで、 $H(t)$ 、 $R(t)$ はそれぞれバックストップ技術に関する知識ストック及び研究開発投資である。バックストップ技術の費用は式(3)のように年数が経過することで自動的に低下せず、内生変数である知識ストックの増加に応じて式(4)に従って低下し、知識ストックは、1期前の研究開発投資と知識ストックの貢献により、式(5)に従って蓄積する。なお、1期前の知識ストックの貢献とは、過去からの知識の蓄積により、現在の知識の蓄積が容易になることを表現するものである。また、式(6)は産出 $Q(t)$ 、消費 $C(t)$ 、資本投資 $I(t)$ 、研究開発投資 $R(t)$ のバランスを取る式であり(単位はいずれも兆 US ドル(2010 年価格))、元々の DICE の式に右辺第 3 項を追加したものである。

式(5)において、Popp (2006)²⁰⁾に従い、 $0 < b$ 、 $\phi < 1$ とする。このとき、パラメータ b 、 ϕ は、現在の知識ストックに対する 1 期前の研究開発投資及び知識ストックの寄与が規模に対して低減する様子を表す。 ϕ は通常 0.5 付近の値が採用され、ここでは Popp (2006)²⁰⁾を参照し 0.54 とした。 a 、 b については、元々の DICE におけるバックストップ技術の自動的な費用低下が、足元の研究開発投資水準の継続の下でもたらされると想定することにより求めた。具体的には、基準年の知識ストックを 1 で基準化($H(1) = 1$)したうえで、2015 年における GDP に占める低炭素技術への研究開発投資割合(0.022%)が将来に渡り一定である場合に、式(3)と式(4)が出来るだけ近くなるように(2015～2510 年における $p_b(t)$ の差の二乗和が最小となるように) a 、 b を求め、それぞれ 0.0461、0.19 を得た。なお、GDP は元々の DICE の最適解における結果を用いた。 b の値は、先行研究^{18),20)}のキャリブレーションでも 0.1～0.2 程度となっており、これと整合的である。

2015 年における GDP に占める低炭素技術への研究開発投資割合(0.022%)は、OECD 諸国における GDP に占める低炭素技術(エネルギー効率、CCS、再生可能エネルギー、原子力、水素・燃料電池、その他電力・貯蔵、その他分野横断技術・研究)への研究開発投資割合(0.030%)³³⁾より算出に、OECD 諸国における GDP に占める(エネルギー以外を含む)研究開発投資割合(2.31%)³⁴⁾と、非 OECD 諸国を含む世界平均(統計に含まれない国あり)の GDP に占める研究開発投資割合(1.70%)³⁵⁾の比を乗じて求めた。

式(6)の第 3 項は、バックストップ技術に関する研究開発投資の機会費用を表す。一般に、研究開発投資は、組織の境界を超えた知識のフロー(スピルオーバー)という正の外部性を生むことから、過少投資を誘発し、その社会的収益率は私的収益率より少なくとも 2～4 倍程度大きい³⁶⁾ことが知られている。一方、ある分野に対する研究開発投資を増加させると、他の分野への研究開発投資を縮小させる可能性がある(クラウディング・アウト)。仮に、バックストップ技術への 1 ドルの研究開発投資が他の分野への研究開発投資を 1 ドル減少させるとすると(100%クラウディング・アウト)、後者のリターンも 4 ドルとすれば、機会費用も 4 ドル、すなわち、 κ は 4

となる¹⁸⁾。Popp (2006)²⁰⁾は米国のマクロデータを参考に、50%のクラウドイング・アウトを想定している。一方、Buonanno et al. (2003)³⁷⁾は集約された研究開発投資が排出強度の低下と生産性の向上の両方に寄与する定式化を行っており、クラウドイング・アウトは想定していない。以上のように、 κ の想定については未だ定まった見解はない。本研究では研究開発による学習に対して、タイムラグによる慣性を導入した際の変化に着目していることもあり、クラウドイング・アウトなし($\kappa = 1$)としたが、感度分析も合わせて行った。

2-3. 研究開発による学習における慣性の導入

先行研究に基づく研究開発による学習の定式化では、知識ストックという概念を導入することでストックによる慣性を表現している。すなわち、研究開発投資(フロー)ではなく、知識ストックがバックストップ技術の費用を低下させるため、ある期の研究開発投資を大きく増加させたとしても、それがバックストップ技術の費用低下に与える影響は限定的となる。

一方で、式(5)においては、ある期の研究開発投資は全額が次期(ここでは1期は5年)の知識ストックの蓄積、すなわち技術の費用低下に貢献するが、実際には、特に研究開発の初期段階にある技術の場合、研究開発投資と費用低下の間にはさらにタイムラグが生じる可能性がある。さらには、技術の費用が低下してから技術が普及するまでのタイムラグも存在するが、これらが考慮されていない。

本研究では、従来の知識ストックの蓄積を表現する式(5)に対し、バックストップ技術に対する研究開発投資から技術の費用低下、普及に至るまでの一連の慣性(タイムラグ)による影響を式(7)のとおり表現した。なお、定式化にあたり、緩和費用関数に対して慣性を導入した先行研究²⁹⁾を参考に、知識ストックに対する慣性の強さを表現するパラメータ p ($0 \sim 1$ の値を取る)を導入することで、様々な p の値について感度分析を可能とした。

$$\Delta H(t) = (1 - p) \cdot h(t - 1) + p \cdot \Delta H(t - 1) \quad (7)$$

ここで、

$$\Delta H(t) = H(t) - H(t - 1) \quad (8)$$

$$h(t) = aR(t)^b H(t)^\phi \quad (9)$$

この定式化により、ある期の知識ストックは、前期の研究開発投資だけでなく、前期の知識ストックの増分にも依存する。明らかに、 p を 0 とおくと式(5)に帰着し、 p を 1 とおくと知識ストックの増加は前期の研究開発投資に関係なく過去のトレンドで推移する($H(1) = H(2)$ なら定常状態)。

ここで、ある期の研究開発投資による知識ストックの成長 $H(t)$ はタイムラグを伴ってもたらされ、 n 期後($n \geq 1$)の知識ストックに対する貢献 $h_lag(t + n)$ は式(10)のように書ける。また、 $H(t) = 1$ とし、 $p = 0.1 \sim 0.9$ に対して $h_lag(t + n)$ をプロットすると図1のようになる(1期5年ステップ)。

$$h_lag(t + n) = \left\{ (1 - p) \sum_{\tau=0}^{n-1} p^\tau \right\} h(t) \quad (10)$$

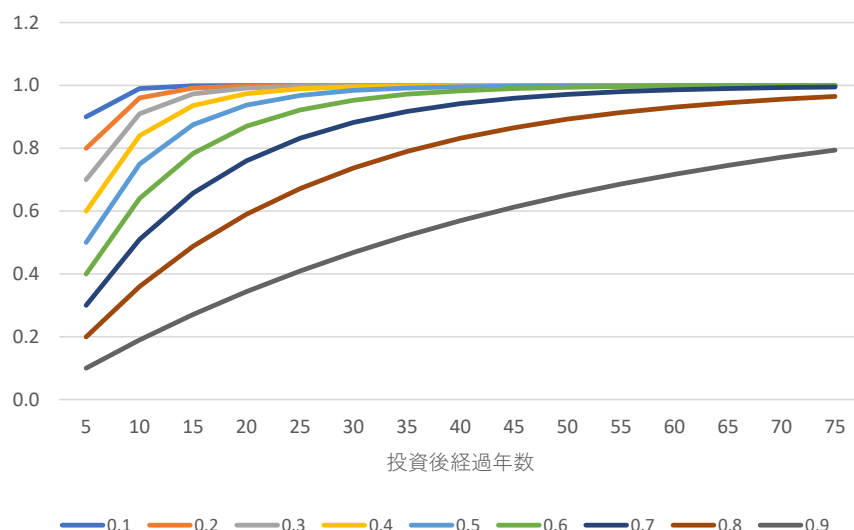


図1 研究開発投資による知識ストックの成長がタイムラグを伴って
もたらされる様子(パラメータ $p=0.1\sim0.9$ に対するプロット)

注：潜在的な成長を1とした

図1より、 p が0.1の場合は、研究開発投資による知識ストックの潜在的な成長の90%が5年後にもたらされるが、 p が0.9の場合は、35年後でも52%にとどまる。本研究では、研究開発投資から技術の費用低下、普及に至るまでのタイムラグを踏まえ、投資から20年後に潜在的な知識ストックの成長の90%超がもたらされるケースとして、 p を0.5としたが、感度分析も合わせて行った。

2-4. モデル構築・求解

元々のDICEはGAMS上の非線形計画モデルとして構築されており、Nordhaus氏のWebサイトからソースコードのダウンロードが可能である。本研究では最新版であるDICE-2016R2をPython(Pyomo)上で再現したうえで、式(3)を式(4)で入れ替え、式(7)~(9)を追加し、式(6)の修正(第3項の追加)を行った。求解はipopt³⁸⁾によった。

計算ケースは、研究開発投資なし、研究開発投資あり・慣性なし($p=0$)、研究開発投資あり・慣性あり($p=0.5$)の3ケースに対し、気温制約(気温上昇2.5℃以下)あり・なしの組合せで計6ケースとした(以下、単に慣性と書いた場合はタイムラグによる慣性を指す)。なお、比較対象となる研究開発投資なしのケースでは、バックストップ技術の費用は550ドル/tCO₂で固定しているため、元々のDICEの最適解とは異なることに留意されたい。

3. 結果と考察

CO₂排出量の推計結果を図2に示す。気温制約を課さないケースについて、研究開発投資を考慮すると、考慮しない場合と比べて排出量は削減されるが、特徴として、近い将来の排出量はそれほど変化せず、2035年以降、徐々に排出量の削減が加速することが挙げられる。結果として、研究開発投資を考慮しない場合には、排出量がゼロとなるのは2145年であるが、研究開発投資を考慮した場合、2115年に前倒しされる。これは、ある年の研究開発投資のみが当該年のバックストップ技術の費用を低下させるのではなく、蓄積した知識ストックが徐々に費用を低下させるためである(ストックによる慣性)。

一方、研究開発投資から費用低下、普及に至るまでのタイムラグによる慣性(研究開発投資による知識ストックの成長は即座にもたらされるのではなく、ここでは、投資から5年後に50%、20年後に94%がもたらされる)を考慮すると、考慮しない場合と比べ、最適排出経路はわずかに上昇するものの、あまり変化しない。

また、2.5℃の気温制約を課したケースでは、排出量は足元から急速に減少し、2040年時点でゼロとなる。な

お、これは 1.5℃目標と対応する 2050 年正味ゼロより急激な削減に見えるが、DICE では産業起源 CO₂ のみを削減の対象としており、それ以外の温室効果ガスによる寄与が残存していることに留意されたい。気温制約下での各ケースの違いはわずかであるが、研究開発投資あり・なしを比較すると、将来の緩和費用を下げるができる前者の方がより急激に排出量を削減させることが最適となる。

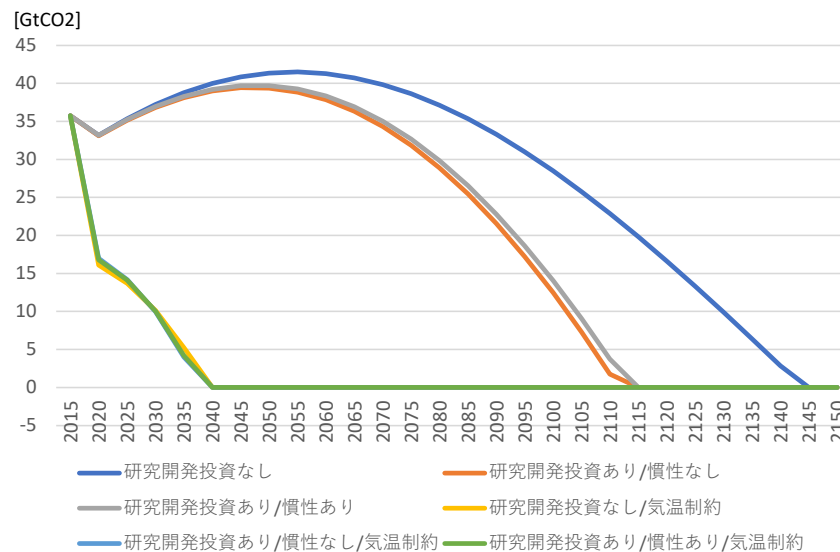


図 2 CO₂排出量

気温上昇は図 3 に示すとおりで、気温制約を課さないケースについて、2150 年の気温上昇は研究開発投資なしの場合で 4.4℃であるが、これが研究開発投資により、慣性なしの場合に 0.39℃、慣性ありの場合に 0.36℃低下する。なお、気温制約下では、ケース間で気温上昇経路の違いはほとんどない。

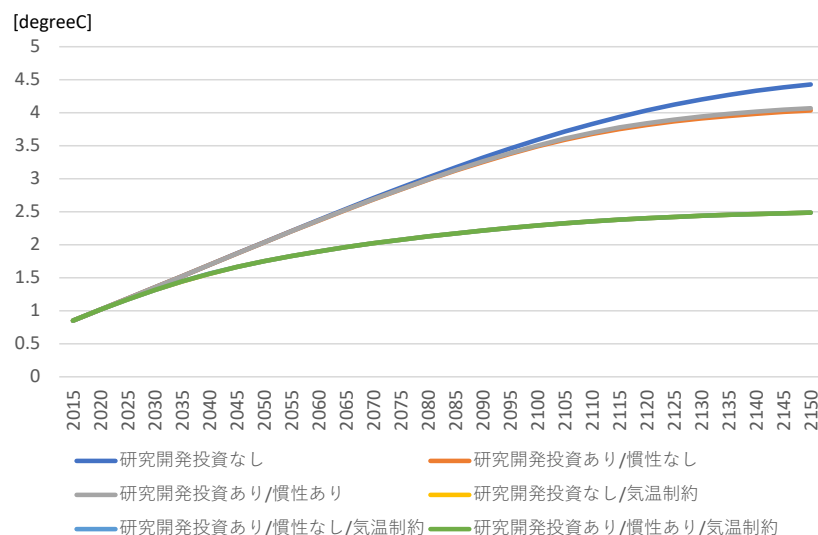


図 3 気温上昇

研究開発投資を図 4 に示す。点線で示したベースラインは、GDP に対する低炭素技術への研究開発投資割合を現状(2015 年)一定とした場合の研究開発投資の推移であり、研究開発投資に関するパラメータのキャリブレーション

ションにおいては、この点線に沿った研究開発投資がなされた場合に、DICE で想定されている年率 0.5% の費用改善が達成されると想定した。最適解における研究開発投資はベースラインよりやや少ない水準から始まるが、増加率はベースラインのそれを上回る結果となった。

慣性を考慮した場合は、考慮しない場合と比べ、研究開発投資の水準・増加率ともに低下するものの、今世紀前半までの投資額には大きな差はない。すなわち、研究開発投資から費用低下、普及に至るまでにある程度のタイムラグがあるような場合でも、今世紀前半の研究開発投資の重要性には変わりがないと言える。

一方、気温制約を課したケースでは、課さないケースと比べ、2035 年までの研究開発投資は水準・増加率ともに大幅に高く、それ以降はほぼ水平に推移している。また、研究開発投資の効果については、表 1 に示すとおり、2015～2100 年の緩和費用(割引前)は、研究開発投資により、慣性なしのケースで 25.0%、慣性ありのケースで 22.4%削減される。よって、排出量の早期削減を目指す場合は特に今世紀前半の研究開発投資の重要性が飛躍的に高まるといえる。加えて、気温制約を課したケースでは、課さないケースとは対照的に、慣性を考慮すると、近い将来の研究開発投資も低下する。早期の排出削減及び緩和費用削減が求められる気温制約下では、研究開発投資の効果が表れるまでのタイムラグが長いと、投資の費用対効果が損なわれるため、慣性の影響は比較的大きく表れる。ただし、慣性を考慮した場合でも、最適な投資水準は気温制約がない場合のそれを大きく上回っていることに変わりはない。

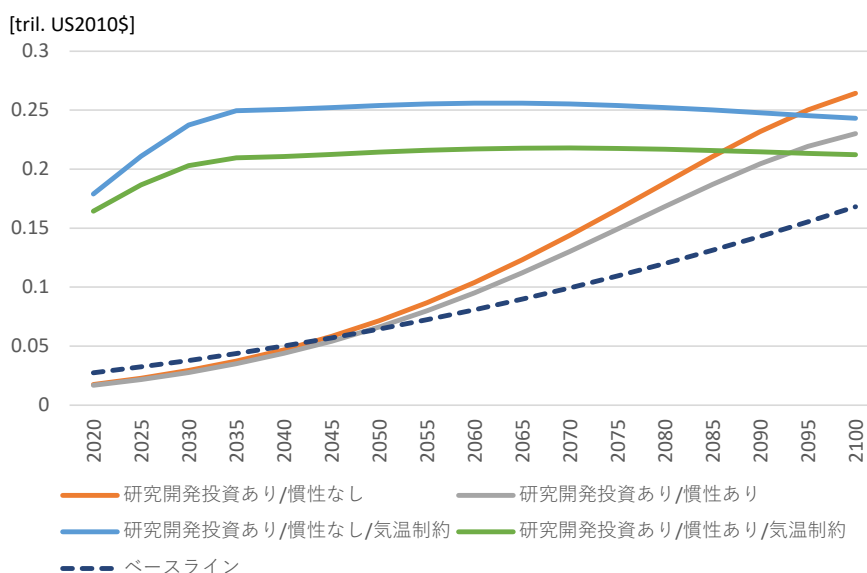


図 4 研究開発投資

表 1 気温制約下における研究開発投資による緩和費用の削減率
(2015～2100 年、研究開発投資なしケースとの比較)

ケース(気温制約下)	緩和費用(割引前) の削減率
研究開発投資あり／慣性なし	-25.0%
研究開発投資あり／慣性あり	-22.4%

4. 感度分析

ここでは不確実性が高い2つのパラメータが研究開発投資に及ぼす影響について感度分析を行った。ひとつは式(7)における、知識ストックのタイムラグによる慣性に関するパラメータ p 、もうひとつは式(6)における、研究開発投資の機会費用に関するパラメータ κ である。なお、以下の計算では気温制約は課していない。

パラメータ p に関する感度分析の結果を図5に示す。 p を増加させると研究開発投資の最適経路が徐々に下方にシフトするが、 p が0.5(知識ストックに対する寄与が、投資から5年後で50%、20年後で94%)までであれば、今世紀前半の研究開発投資の最適経路はほとんど変化しないことが分かる。

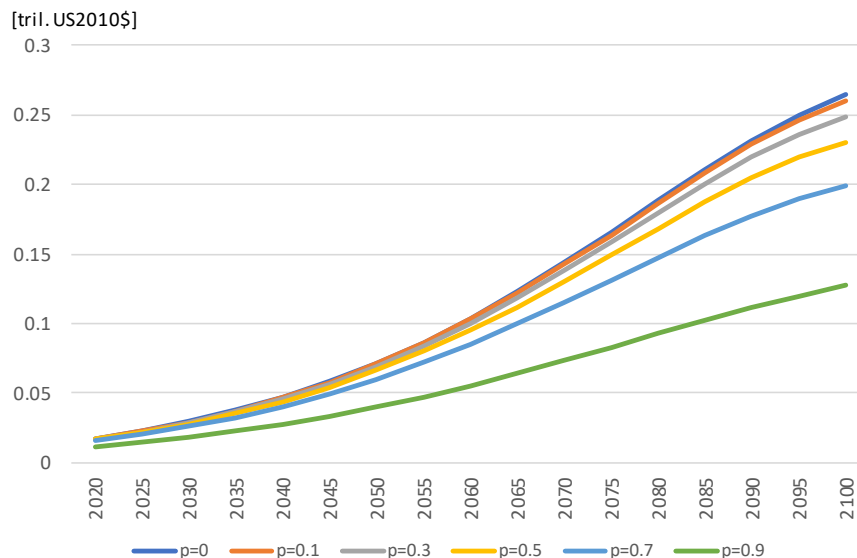


図5 研究開発投資(パラメータ p に関する感度分析)

パラメータ κ に関する感度分析の結果を図6に示す(いずれも $p = 0.5$)。機会費用の程度が研究開発投資の最適経路に与える影響は大きく、完全なクラウドディング・アウトを想定する場合($\kappa = 4$)、クラウドディング・アウトを想定しない場合($\kappa = 1$)と比較して、2050年における研究開発投資額は80%も低下する。機会費用の存在(式(6)第3項)のため、経済全体を考えると、低炭素技術への研究開発投資に振り向けられる資金は限定的にならざるを得ないが、低炭素技術への研究開発投資の機会費用がどの程度かについては、十分な知見がなく不確実性が大きい。今後の研究が望まれる。一方で、 κ は研究開発投資の最適水準に大きな影響を与えるものの、増加率には影響を及ぼさない。例えば、2050年における研究開発投資額はいずれのケースでも2020年の約4倍である。本研究では研究開発による学習における慣性が最適研究開発投資経路に及ぼす影響を評価することを主目的とし、慣性が存在する場合でも今世紀前半の最適研究開発投資経路は変わらないと結論付けたが、この結論は κ の設定によって大きく変化するものではない。

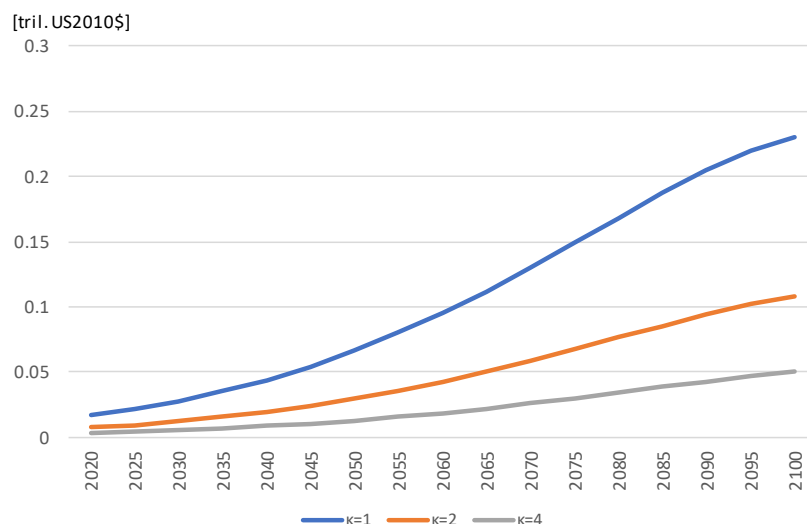


図6 研究開発投資(パラメータ κ に関する感度分析)

5. 結論

本研究では、統合評価モデル DICE の緩和費用に関して研究開発による学習効果を導入し、さらにそこに研究開発投資から費用低下、普及に至るまでの一連の慣性(タイムラグ)による影響を反映したうえで費用便益分析を実施した。

研究開発投資は短期の排出削減にはほとんど影響を与えないが、長期の排出削減には徐々に大きな影響を与える。また、タイムラグによる慣性を考慮した場合、研究開発投資の水準・増加率は、慣性を考慮しない場合と比較して低下するものの、今世紀前半の投資額には大きな差がなく、近い将来における研究開発投資は依然として重要であることが示された。また、気温制約を考慮すると、特に今世紀前半の研究開発投資の重要性は飛躍的に高まる。

将来の削減率を高めるために研究開発投資による技術革新を進めることは対策の先送りであると指摘されることがあるが、本研究の結果を踏まえると、投資の効果が表れるまでのタイムラグを考慮したとしても、足元での研究開発投資の重要性は変わらず、さらにパリ協定の長期目標を目指す中においては、その重要性は益々高まっているといえる。

研究開発にはその成否に関する不確実性が伴うことや、低炭素技術への研究開発投資が他の分野への研究開発投資を減少させる可能性などを考慮すると、総額としていくらか投資するのが最適かという点について頑健な結論を導くことは難しく、この点は引き続き今後の研究課題である。ただ、現実には、80%を超えるような大規模削減は、現時点で単に費用が高いというよりも実行不可能と思われ、そのような場合には、最終的に排出量の正味ゼロを目指すとするれば、どのような排出経路であろうとも技術革新及びそのための研究開発投資は必須である。

参考文献

- 1) IPCC; Special Report: Global Warming of 1.5 °C, (2018).
- 2) IPCC; Special Report: Climate Change and Land, (2019).
- 3) IPCC; Special Report: The Ocean and Cryosphere in a Changing Climate, (2019).
- 4) IEA Data and statistics;
<https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=Total%20CO2%20emissions> (アクセス

日 2020.10.7)

- 5) UNEP; Emissions Gap Report 2019, (2019).
- 6) IPCC; AR5 synthesis report: Climate change 2014, (2014).
- 7) IEA; Energy Technology Perspectives 2020, (2020).
- 8) Unruh, Gregory C; Escaping carbon lock-in, *Energy policy*, 30-4 (2002), pp.317-325.
- 9) Nordhaus, William; Projections and uncertainties about climate change in an era of minimal climate policies, *American Economic Journal: Economic Policy*, 10-3 (2018), pp.333-60.
- 10) Stephanie Waldhoff, David Anthoff, Steven Rose, and Richard S. J. Tol; The Marginal Damage Costs of Different Greenhouse Gases: An Application of FUND, *Economics: The Open-Access, Open-Assessment E-Journal*, 8 (2014-31), pp.1-33.
- 11) Hope, Chris; The marginal impact of CO₂ from PAGE2002: An integrated assessment model incorporating the IPCC's five reasons for concern, *Integrated Assessment*, 6-1 (2006), pp.19-56.
- 12) Stern, Nicholas, and Nicholas Herbert Stern; *The economics of climate change: the Stern review*, Cambridge University press, (2007).
- 13) Moore, Frances C., and Delavane B. Diaz; Temperature impacts on economic growth warrant stringent mitigation policy, *Nature Climate Change*, 5-2 (2015), pp.127-131.
- 14) Cai, Yongyang, Timothy M. Lenton, and Thomas S. Lontzek.; Risk of multiple interacting tipping points should encourage rapid CO₂ emission reduction, *Nature Climate Change*, 6-5 (2016), pp.520-525.
- 15) Romer, Paul M; Endogenous technological change, *Journal of political Economy*, 98-5, Part 2 (1990), S71-S102.
- 16) Nordhaus, William D; The perils of the learning model for modeling endogenous technological change, *The Energy Journal*, 35-1 (2014).
- 17) Goulder, Lawrence H., and Koshy Mathai; Optimal CO₂ abatement in the presence of induced technological change, *Journal of Environmental Economics and management*, 39-1 (2000), pp.1-38.
- 18) Nordhaus, William D; Modeling induced innovation in climate-change policy, *Technological change and the environment*, 9 (2002), pp.259-290.
- 19) Popp, David; ENTICE: endogenous technological change in the DICE model of global warming, *Journal of Environmental Economics and management*, 48-1 (2004), pp.742-768.
- 20) Popp, David; ENTICE-BR: The effects of backstop technology R&D on climate policy models, *Energy Economics*, 28-2 (2006), pp.188-222.
- 21) Yin, Di, and Youngho Chang; Energy R&D Investments and Emissions Abatement Policy, *The Energy Journal*, 41-6 (2020).
- 22) Emmerling, Johannes, et al.; The WITCH 2016 Model - Documentation and Implementation of the Shared Socioeconomic Pathways, FEEM Working Paper No. 42 (2016).
- 23) Anadon, Laura Diaz, Erin Baker, and Valentina Bosetti; Integrating uncertainty into public energy research and development decisions, *Nature Energy*, 2-5 (2017), pp.1-14.
- 24) Calvin, Katherine, et al; GCAM v5. 1: representing the linkages between energy, water, land, climate, and economic systems, *Geoscientific Model Development (Online)*, 12 (2019), pp.677-698.
- 25) Fishbone, Leslie G., and Harold Abilock; Markal, a linear - programming model for energy systems analysis: Technical description of the bnl version, *International Journal of Energy Research*, 5-4 (1981), pp.353-375.
- 26) Baker, Erin, and Senay Solak; Climate change and optimal energy technology R&D policy, *European Journal of Operational Research*, 213-2 (2011), pp.442-454.
- 27) Baker, Erin, and Senay Solak; Management of energy technology for sustainability: How to fund energy technology research and development, *Production and Operations Management*, 23-3 (2014), pp.348-365.
- 28) Akimoto, Keigo, et al.; Comparison of marginal abatement cost curves for 2020 and 2030: longer

- perspectives for effective global GHG emission reductions, *Sustainability Science*, 7-2 (2012), pp.157-168.
- 29) Grubb, Michael, and Claudia Wiersma; Modeling myths: on the need for dynamic realism in DICE and other equilibrium models of global climate mitigation, Institute for New Economic Thinking Working Paper Series, 112 (2020).
- 30) Ramsey, Frank Plumpton; A mathematical theory of saving, *The economic journal*, 38-152 (1928), pp.543-559.
- 31) Cass, David; Optimum growth in an aggregative model of capital accumulation, *The Review of economic studies*, 32-3 (1965), pp.233-240.
- 32) Koopmans, Tjalling C; On the concept of optimal economic growth, Cowles Foundation Discussion Papers 163, Cowles Foundation for Research in Economics, Yale University, (1963).
- 33) IEA Data Service, Energy Technology RD&D (2020 early edition);
<http://wds.iea.org/WDS/Common/Login/login.aspx> (アクセス日 2020.10.7)
- 34) OECD Data, Gross domestic spending on R&D; <https://data.oecd.org/rd/gross-domestic-spending-on-r-d.htm> (アクセス日 2020.10.7)
- 35) UNESCO Institute for Statistics; Global Investments in R&D, Fact Sheet No. 50, UIS/FS/2018/SCI/50, (2018).
- 36) Jones, Charles I., and John C. Williams; Measuring the social return to R&D, *The Quarterly Journal of Economics*, 113-4 (1998), pp.1119-1135.
- 37) Buonanno, Paolo, Carlo Carraro, and Marzio Galeotti; Endogenous induced technical change and the costs of Kyoto, *Resource and Energy economics*, 25-1 (2003), pp.11-34.
- 38) Ipopt Documentation; <https://coin-or.github.io/Ipopt/> (アクセス日 2020.10.7)

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*

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火力発電は、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。

◆ 本論文は、第37回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(エネルギー・資源学会主催)の発表論文です。

* 化石エネルギー・国際協力ユニット 石油グループ 主任研究員

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)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リング、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⁹⁾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⁹⁾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%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、CO₂100%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。

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

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(CO₂100%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。

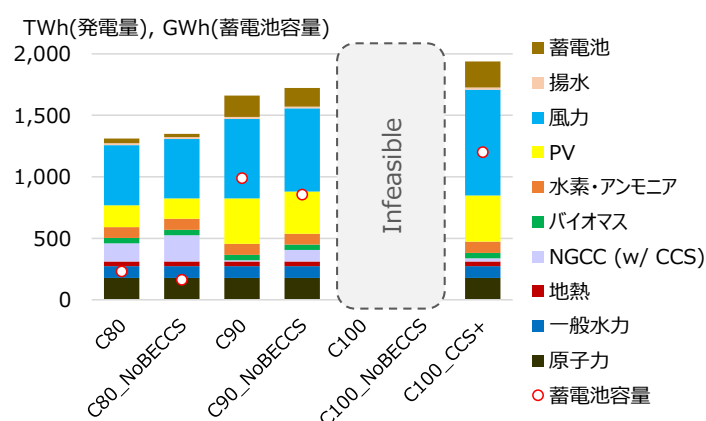


図1 発電量構成(抑制後)と蓄電池導入量(2050年)

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のために、殆ど導入されない。

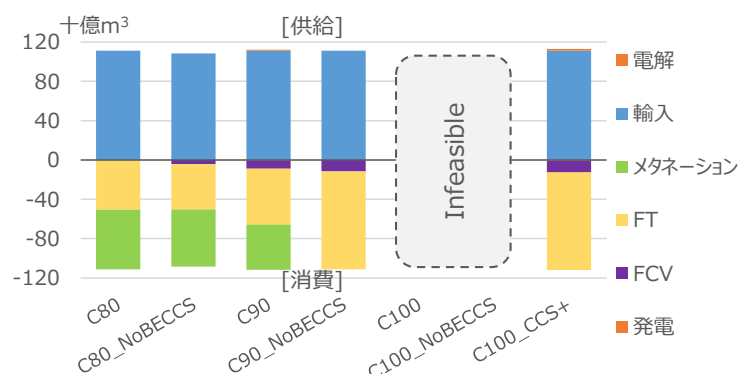


図2 水素の需給バランス (2050年)

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。

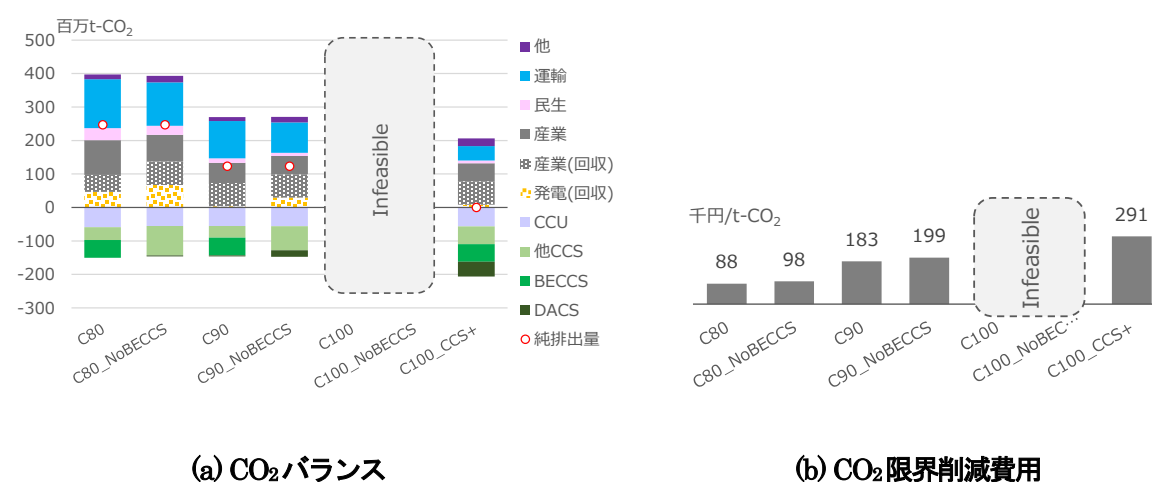


図3 CO₂ バランスと限界削減費用 (2050 年)

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。

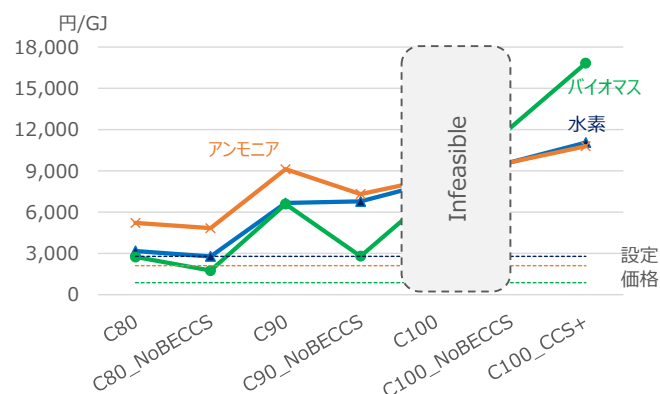


図4 2050年の各脱炭素エネルギーの潜在価値
(設定価格+供給量制約式のシャドウプライス)

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.

既存都市ガスネットワークへの水素混合とカーボンニュートラルメタン混合の経済性分析◆

Comparative Economics of Hydrogen and Carbon-neutral Methane Blending into the Existing City Gas Network

柴田 善朗* 永田 敬博**

Abstract

This study evaluated decarbonization impact and cost of hydrogen blending and carbon-neutral methane (CN methane) blending into the existing city gas network. These two gases are produced from renewable energy. Larger scale of variable renewables deployment allows to curb the scale of facilities like electrolyzer and methanation and can reduce CO₂ abatements cost in both cases. Decarbonization impact of hydrogen blending is limited, though the CO₂ abatement cost is smaller than CN methane blending. On the other hand, CO₂ abatement cost of CN methane is higher than hydrogen blending, though CN methane blending can bring about larger decarbonization impact on the city gas network. These results come from the fact that hydrogen blending can receive the benefit in using the existing infrastructure that is regarded as an advantage inherent to CN methane. However, it should be noted that in reality blending hydrogen or CN methane into city gas causes adjustment of calorie and combustion performance in equipments at consumers, and the adjustment cost incurred by hydrogen blending is supposed to be much higher than CN methane blending. This factor will be included in the future studies.

Key words: Decarbonization, City gas, Blending, Hydrogen, Methanation

1. はじめに

近年、我が国を始め世界で低・脱炭素化に向けて水素の利活用拡大に向けた動きが加速している。水素は多様な資源から製造できるため供給源の分散化によるエネルギーセキュリティ改善が期待される。一方、需要創出が課題で、発電、運輸、産業等での水素利用促進が検討されているが、中でも既存都市ガスインフラへの水素混合が欧州を中心として注目されている。ただし、既存都市ガスインフラへの水素混合には多様な技術的障壁があることは指摘されており¹⁾、これらの課題を回避するために、カーボンニュートラルメタン（CNメタン）混合に関する検討も進められている^{2) 3)}。既往研究⁴⁾では、新規インフラが必要な場合の水素に対する、既存インフラをほぼそのまま活用できるCNメタンの経済的優位性が示されている。

しかしながら、既存都市ガスインフラへの水素混合は、需要家への水素配送のための新規インフラ建設の回避を意味しており、CNメタンと同様のメリットが見出される可能性がある。

そこで、本研究では、水素混合とCNメタン混合の都市ガス低炭素化への貢献度や経済性に関する比較分析を行う。

2. 水素混合とCNメタン混合の意義と課題

欧州では、まずは既存の化石燃料由来水素需要（主に工業用原料用途）の再エネ由来水素への変換を目指す動きがある⁵⁾。これらの需要は小規模・分散型であり高額な水素を調達していることから、現状では製造コストが高いと言われている再エネ由来水素でも競合できる可能性がある。同時に、大規模産業等のエネルギー用途へと

◆ 本論文は、第37回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（エネルギー・資源学会主催）の発表論文です。

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループマネージャー 研究主幹

** 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 研究主幹

徐々に水素市場を拡大していく。この戦略の中で、既存インフラ・機器を有効活用しようとする意図が窺える（図1）。

欧州^{6) 7)}のみならず豪州⁸⁾やIEA⁹⁾でも、水素需要創出方策の一つとして、既存都市ガスインフラへの水素混合が挙げられている。

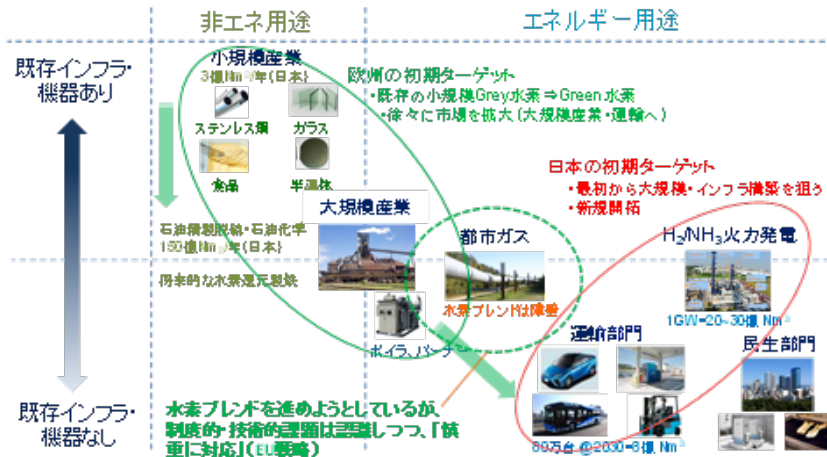


図1 水素需要拡大策の欧州と日本の差異¹⁰⁾

しかしながら、都市ガスインフラへの水素混合には数多くの課題がある。現在の計量方法の体積から熱量への変更、需要家機器の熱量や燃焼性（燃焼速度やウォッペ指数）の調整、水素の安全性への対応、プロセスで炭素が必要となる浸炭や超高温加熱炉等の産業特殊用途への対応等などである。欧州でもこれらの課題は認識されており、また、地域によって水素混合率が異なると都市ガスの流通に支障があるとの指摘もあり将来的には水素専用インフラの構築も視野に入れている⁶⁾。

水素を受入れる都市ガス側から見ると都市ガスの低炭素化効果を期待するものの、水素の体積当たり熱量（高位 12.8MJ/Nm³）が主要な地域の都市ガス（45MJ/m³）に比べて 1/3 未満と非常に小さく、2vol%の水素を混合しても都市ガスの低炭素効果は 0.6%程度に過ぎない。実際には、上述の課題への対応も求められる。したがって、都市ガスへの水素混合は水素初期需要創出を早めたいという水素側に立った視点であり、受入れ側の都合を無視している点を認識しなければならない。

そこで、CN メタンの混合が候補となる。メタンは都市ガスの主要原料であり、混合によって生じる熱量や燃焼性の調整に係る障壁を大きく抑制できる。また、熱量が 39.8MJ/Nm³（高位）と都市ガスの熱量にかなり近いことから、熱量を基準とした混合許容量が水素と比べて大きく、低炭素化効果は水素混合と比べて 19 倍程度になる（CO₂分離回収用投入熱量や都市ガスの熱量調整のために必要な LPG の添加による CO₂排出は捨象）¹¹⁾。

3. 分析体系

本研究では、簡易電源構成シミュレーター¹²⁾に都市ガス需要モジュールを組み込んだモデルによって、自然変動型再エネの余剰電力から水素と CN メタンを各々製造するケースにおいて、都市ガスへの混合可能量、低炭素化効果を特定し、経済性を分析する。

3-1. シミュレーションモデルの構造

簡易化のため日本を 1 地域とした仮想的地域での検討を行う。ベースロード電源（原子力、水力、バイオマス、地熱）と LFC（Load Frequency Control）火力はマストランとする。自然変動型再エネ（太陽光、風力）はシナリオを設定し、毎時の電源構成をシミュレートすることで余剰電力量を算出する。余剰電力から、毎時の水素製造可能量、CN メタン製造可能量を把握する。CN メタン製造に必要な CO₂は、火力発電、バイオマス発電、大規模産業からの集約的排出のみを対象とし、既往研究⁴⁾に基づき各々時間帯別の排出を踏まえる。一方、都市ガス

熱量許容範囲を想定し、毎時の都市ガスへの水素、CN メタン各々の混合可能性を特定する。ただし、混合許容量を超える水素、CN メタンは製造しないものとする。なお、混合都市ガスの熱量が同じであっても、CN メタン混合よりも水素混合の方が燃焼性に与える影響が大きく、需要家機器調整等に係る費用も大きくなるが、当該費用の水準については未知数な点が多いことから本研究では捨象する。

水素に関しては、より大量の混合を目指すことを想定し、水素タンク導入も検討する。一方、CN メタンに関しては既存のガスホルダ・導管を CN メタン貯蔵設備として活用できるものと想定する。シミュレーション結果に基づき、年間の混合量、天然ガス代替による CO₂ 削減効果、必要となる設備規模を分析する。

3-2. 前提条件

(1) 電力需要・発電設備容量・都市ガス需要

長期的な電化傾向や省エネを踏まえ、電力需要は現在から約 10% 増加の 1.04 兆 kWh を想定する。原子力発電は「長期エネルギー需給見通し」の 2030 年の導入量を、中小水力発電、バイオマス発電、地熱発電は 2030 年の導入量に少し付加する水準（各々 1,300 万 kW、800 万 kW、300 万 kW）を想定する。大規模水力発電と揚水発電の新設は想定しない。長期的な観点から火力発電は全て LNG 火力を仮定する。太陽光発電は 3 億 kW、風力発電は 1 億 kW と 3 億 kW を設定した。

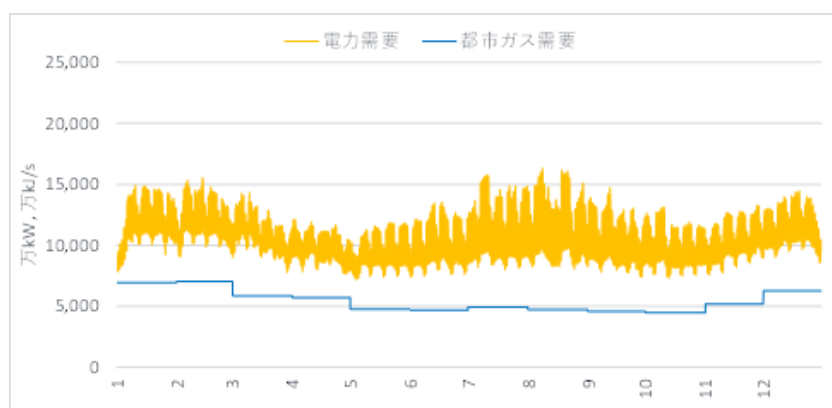


図2 電力と都市ガスのロードカーブ（年間・毎時）

都市ガス需要は旧一般ガス事業者の 2016 年度の合計販売量を 45MJ/m³ 換算した 351 億 m³ とする。月別の販売量は考慮するが各月内は毎時一定量とする。図 2 に年間の毎時の電力需要と都市ガス需要を示す。

(2) 都市ガスへの混合許容量の想定（ケース設定）

現在の都市ガスの熱量は地域によって異なるが、大都市圏での熱量 45MJ/Nm³ を全国一律に適用させる。水素や CN メタンの混合によりどの程度の熱量まで許容できるかは不明なため、ケースとして 44～39.8MJ/Nm³ を設定する（表 1）。メタンの熱量は水素の熱量の 3 倍程度であることから、メタンの混合許容割合（vol%）は水素の 6 倍程度になる。なお、39.8MJ/ Nm³ はメタン 100% のケースであり、この場合の水素の混合許容割合は 16.1% となる。

表1 混合ケースの設定

許容熱量 下限値(MJ/m ³)	H ₂ 混合許容割合 (vol%)	CH ₄ 混合許容割合 (vol%)
39.8	16.1%	100.0%
41.0	12.4%	76.9%
42.0	9.3%	57.7%
43.0	6.2%	38.5%
44.0	3.1%	19.2%

(3) 機器・技術仕様及びコストの想定

水素を直接都市ガスインフラに混合する場合の圧力は1MPaを想定する。水素タンク経由の場合は、圧縮タンクを想定し圧力を20MPaとする。表2に、技術仕様を示す。CNメタンの場合は、一般的に都市ガスのホルダの圧力が0.85MPaであることから、圧力を1MPaに想定する。CO₂分離回収やメタネーションを含めた技術仕様を表3に示す。都市ガスインフラのエネルギー貯蔵規模に関しては、「ガス事業便覧」に基づくガスホルダと導管の幾何容積・圧力から推計する(表4)。導管を貯蔵設備として利用できるかどうかは議論の余地があるが、都市ガスは電力で求められるほどの需給の同時同量は不要であることから、導管にも貯蔵能力があるものと想定する。LNG価格は近年の推移に基づき50,000円/ton(0.92円/MJ)とする。経済性分析に用いる設備費に関しては表5のように想定した。

表2 水素製造に関する仕様

	水電解	圧縮機	計	単位
直接混合 (1MPa)	4.50	0.076	4.58	kWh/Nm ³ -H ₂
圧縮タンク経由 (20MPa)	4.50	0.224	4.72	kWh/Nm ³ -H ₂

出所：文献⁴⁾、¹³⁾に基づき想定。

表3 メタネーションに関する仕様

水電解	18.0	kWh/Nm ³ -CH ₄
補機	0.32	kWh/Nm ³ -CH ₄
CO ₂ 分離回収用電力	0.02	kWh/Nm ³ -CH ₄
圧縮機(1MPa)	0.074	kWh/Nm ³ -CH ₄
計	18.42	kWh/Nm ³ -CH ₄
CO ₂ 分離回収用熱	3,549	kJ/Nm ³ -CH ₄
	(1,800)	MJ/t-CO ₂
CO ₂ 回収効率	90%	
ボイラ効率	80%	

出所：文献⁴⁾、¹³⁾に基づき想定。

表4 都市ガスインフラエネルギー貯蔵規模

ガスホルダ	0.34	億Nm ³ -CH ₄
導管	0.38	億Nm ³ -CH ₄
合計	0.72	億Nm ³ -CH ₄

出所：「ガス事業便覧」に基づき推計。

表5 設備費

水電解	21.5	万円/(Nm ³ -H ₂ /h)
メタネーション	50	万円/(Nm ³ -CH ₄ /h)
CNメタン製造	136	万円/(Nm ³ -CH ₄ /h)
CCU(CO ₂ 分離回収・ボイラ)	1.34	億円/(t-CO ₂ /h)
	0.0026	億円/(Nm ³ -CH ₄ /h)
水素圧縮機	12	万円/kW
水素タンク	0.22	万円/Nm ³

出所：文献¹²⁾、¹³⁾、¹⁴⁾に基づき想定。

3-3. 直接混合と貯蔵設備経由

都市ガスインフラへの直接混合と貯蔵設備（水素の場合は新規水素圧縮タンク、CNメタンの場合は既存ガスホルダ等）経由の混合の考え方を以下に示す。

(1) 水素混合

1) 直接混合

毎時の余剰電力からの水素製造可能量と都市ガスへの混合許容量の大小関係から水電解設備容量を特定する（成り行き水電解設備容量）。

2) 水素タンク導入ケース

水素直接混合のみでは混合量は限定的と考えられることから、可能な限り水電解設備容量を増加させ水素を大量に製造し、直接混合できない水素を一時的に水素タンクに貯蔵し、別の時間帯に混合することを考える。まず、年間混合可能量（年間都市ガス需要量(Nm³)×混合許容割合(%)）に相当する量の水素を製造できる水電解設備容量を特定する（最大水電解設備容量）。次に、水電解設備容量（＝成り行き水電解設備容量～最大水電解設備容量）を変数にして、シミュレーションにより必要な水素タンク最大容量を特定する。ただし、余剰電力量が限定的で年間混合可能量相当の水素を製造できない場合は、全ての余剰電力を水素製造に利用するものとする（この場合、水電解設備容量が極端に大きくなる）。

(2) CNメタン混合

1) CNメタン直接混合ケース

余剰電力からのCNメタン製造可能量と都市ガスへの混合許容量の大小関係からCNメタン製造設備容量（水電解、メタネーション、CO₂分離回収）を特定する（成り行き設備容量）。

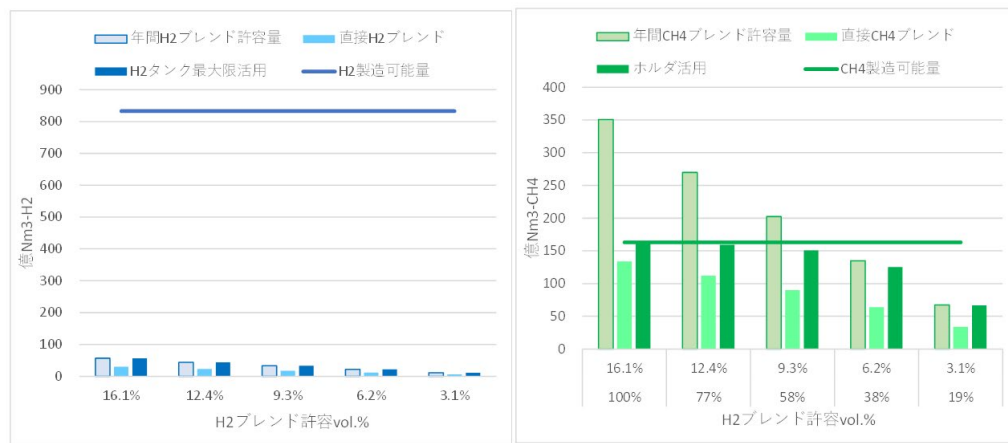
2) ホルダ等利用ケース

既存ガスホルダと導管をCNメタン用の貯蔵として利用できるものと想定し、CNメタン製造設備容量を変数にしてシミュレーションを行う。

4. 分析結果

4-1. 混合量

図3に年間の製造可能量・混合許容量・混合量の関係を、図4及び図5に夏期における代表的な1週間のシミュレーション結果を例示する。図4、図5共に太陽光＋風力＝300GW＋300GWと、自然変動型再エネの大規模導入時を想定しているが、図4はH₂ 3.1vol%＝CH₄ 19.2 vol%、図5はH₂ 16.1vol%＝CH₄ 100 vol%の混合が可能な場合である。



水素混合

CN メタン混合

図3 製造可能量・混合許容量・混合量の関係

注：太陽光+風力=300GW+300GW のケース

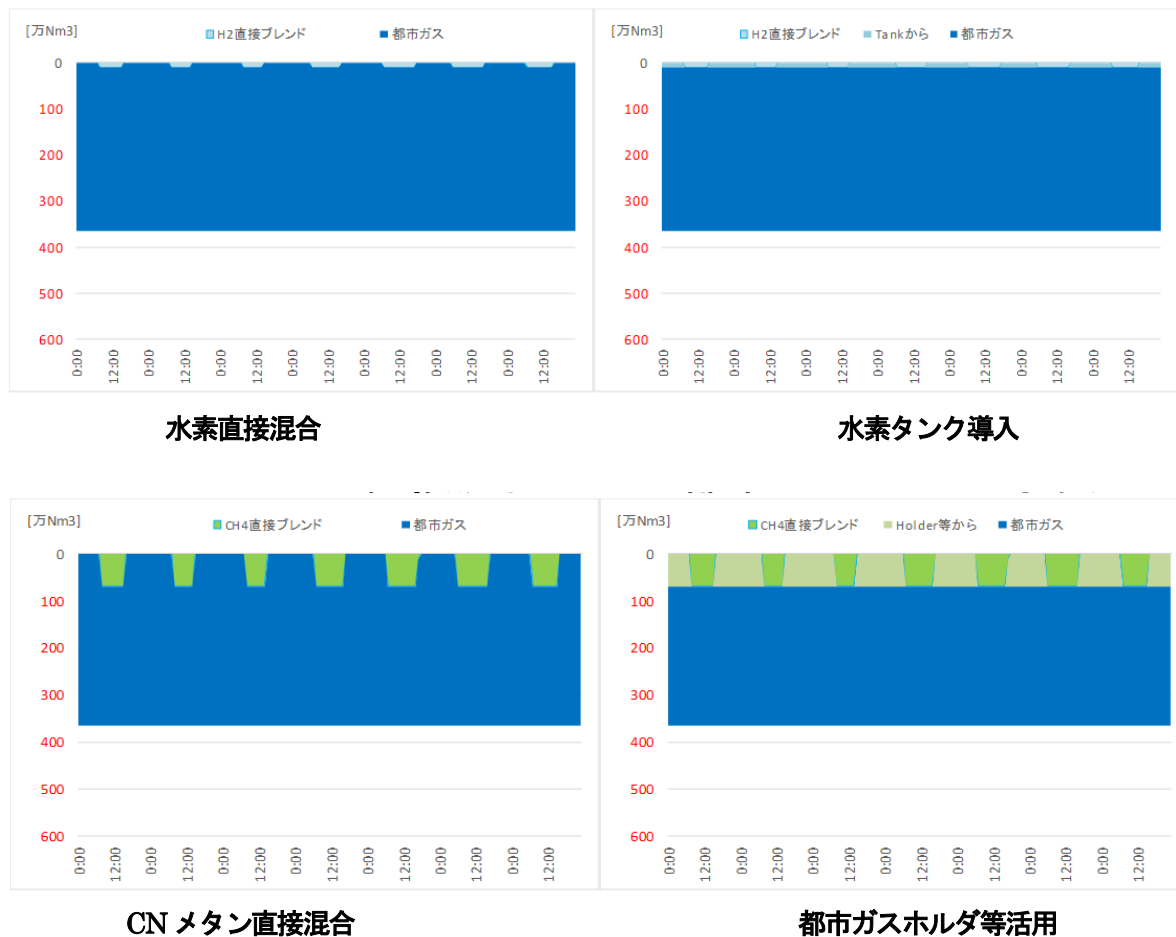


図4 都市ガスへの混合状況(H₂ 3.1vol%=CH₄ 19.2 vol%)

注：夏期の代表的な1週間を例示。太陽光+風力=300GW+300GW、H₂ 3.1vol%=CH₄ 19.2vol%混合のケース。水素混合は、直接混合の場合では水電解設備容量は16万Nm³-H₂/h。水素タンク導入の場合では水電解設備容量は24万Nm³-H₂/h、水素タンク容量は0.64億Nm³-H₂。CNメタン混合は、直接混合の場合ではメタネーション設備容量は100万Nm³-CH₄/h。ホルダ等利用ケースではメタネーション設備容量は145万Nm³-CH₄/h。

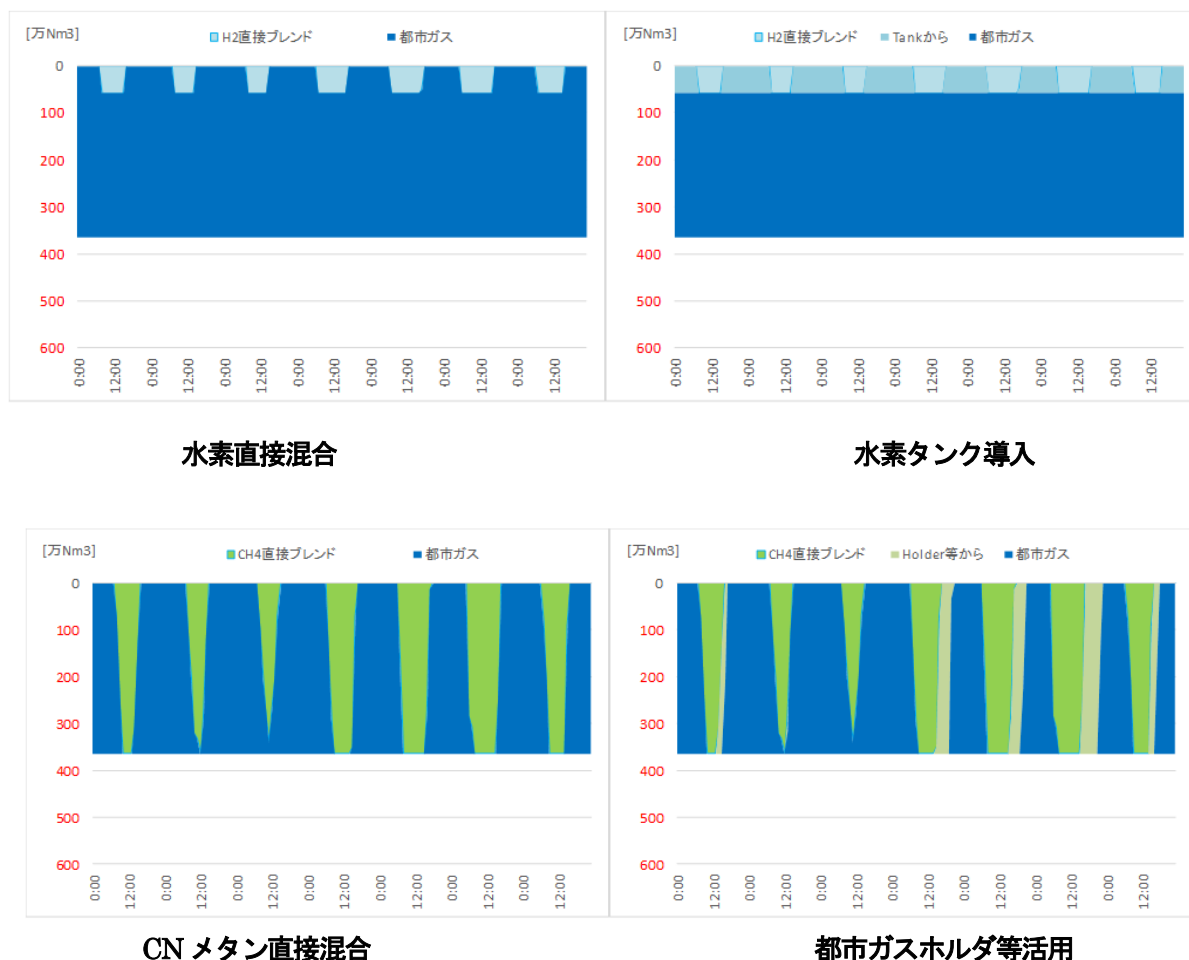


図5 都市ガスへの混合状況(H₂ 16.1vol%=CH₄ 100 vol%)

注： 夏の代表的な1週間を例示。太陽光+風力=300GW+300GW、H₂ 16.1 vol%=CH₄ 100 vol%混合のケース。水素混合は、直接混合の場合では水電解設備容量は84 万 Nm³-H₂/h。水素タンク導入の場合では水電解設備容量は126 万 Nm³-H₂/h、水素タンク容量は3.3 億 Nm³-H₂。CN メタン混合は、直接混合の場合ではメタネーション設備容量は520 万 Nm³-CH₄/h。ホルダ等利用ケースではメタネーション設備容量は724 万 Nm³-CH₄/h。

再エネ余剰電力の規模と比較して都市ガスの水素混合許容量はかなり小さいが、CN メタン混合許容量は再エネ余剰電力の規模と同等レベルにあり（図3）、大量の再エネ余剰電力の受入可能性を示している。なお、H₂ 3.1vol%=CH₄ 19.2 vol%のケース（図4）では、水素混合の場合は貯蔵設備の新規導入、CN メタン混合の場合は既存貯蔵設備の活用により混合量をほぼ毎時フラットにできるが、H₂ 16.1vol%=CH₄ 100 vol%のケースでは水素混合の場合はフラットになるが、CN メタン混合の場合は混合許容量が大きいことから、フラットにはならないことがわかる（図5）。

4-2. 設備規模

図6に水素混合の場合の設備規模と水素混合量を示す。再エネ導入が小規模の場合（太陽光+風力=300GW+100GW）は余剰電力量が小さいことから直接混合量も小さい。水素タンクを導入して混合量増加を試みると、より大規模の水電解が必要になる（稀頻度・高出力な余剰電力まで取り入れる必要がある）。と同時に、大規模の水素タンクも必要になる。再エネ導入規模が拡大すると（太陽光+風力=300GW+300GW）、余剰電力出現頻度が高くなり余剰電力量も多くなるので、水電解設備も水素タンクも小規模で済む。なお、各混合許容割合（水素16.1%、12.4%、9.3%、6.2%、3.1%）において、最大限の水素タンクを導入すれば、ほぼ年間を通じて混合許容量まで混合が可能となる（各々、56.6億、43.6億、32.7億、21.8億、10.9億Nm³-H₂）。

図7にCN メタン混合の場合の設備規模と混合量を示す。各混合許容割合（CN メタン100%、76.9%、57.7%、

38.5%、19.2%)の直接混合量(図中のドット)が水素混合の場合のような線形に近い関係でないのは、余剰電力量と混合許容量の規模の相対的關係による。水素混合の場合は、余剰電力量(水素製造可能量)と比べて混合許容の規模が極めて小さいため、余剰電力の発生頻度・規模にあまり影響を受けず、混合許容量の拡大に伴う水電解設備容量の拡大と混合できる量の増加はほぼ線形の関係になる。一方、CNメタンの場合は、混合許容規模が大きいため、混合許容量の拡大に伴いメタネーション設備容量を拡大させても、稀頻度に発生する余剰電力を吸収するだけの効果しかなく、追加的に混合できるCNメタンの量が漸減する。

本研究で想定した再エネ導入規模は大規模であり、余剰電力規模が混合許容量を上回るため、直接混合におけるメタネーション設備容量は、混合許容割合のみに依存する(図中の同一色のドットの水平方向の位置は再エネ導入規模によらず同じ)。ただし、混合量(ドットの垂直方向)は再エネ導入規模に応じて増加する。

ホルダ等活用時に関しては、再エネ導入規模が小さい方のシナリオ(太陽光+風力=300GW+100GW)において19.2%混合以外の線が重なっているのは、余剰電力が小規模であり、年間CNメタン製造可能量が混合許容割合38.5%の場合の年間混合許容量を下回ることから、混合許容割合とは関係無くメタネーション設備容量のみに依存する。

再エネ導入規模が拡大すると(太陽光+風力=300GW+300GW)、CNメタン製造可能量も増大する。この状況において、混合許容割合を拡大させると、より多くのCNメタンの混合が可能となる(各線が乖離する)。

混合許容割合が小さい場合は、メタネーション設備容量を増加させても、早めに混合許容量の上限に達する。一方、混合許容割合が大きい場合は、メタネーション設備容量を増加させると、混合許容量の上限に達する前にCNメタン製造可能量に達する(混合許容量>CNメタン製造可能量)。

4.3. 経済性

図8に水素混合とCNメタン混合のCO₂排出削減量とCO₂排出削減費用を示す。再エネ電力調達コストは5円/kWhを想定している。

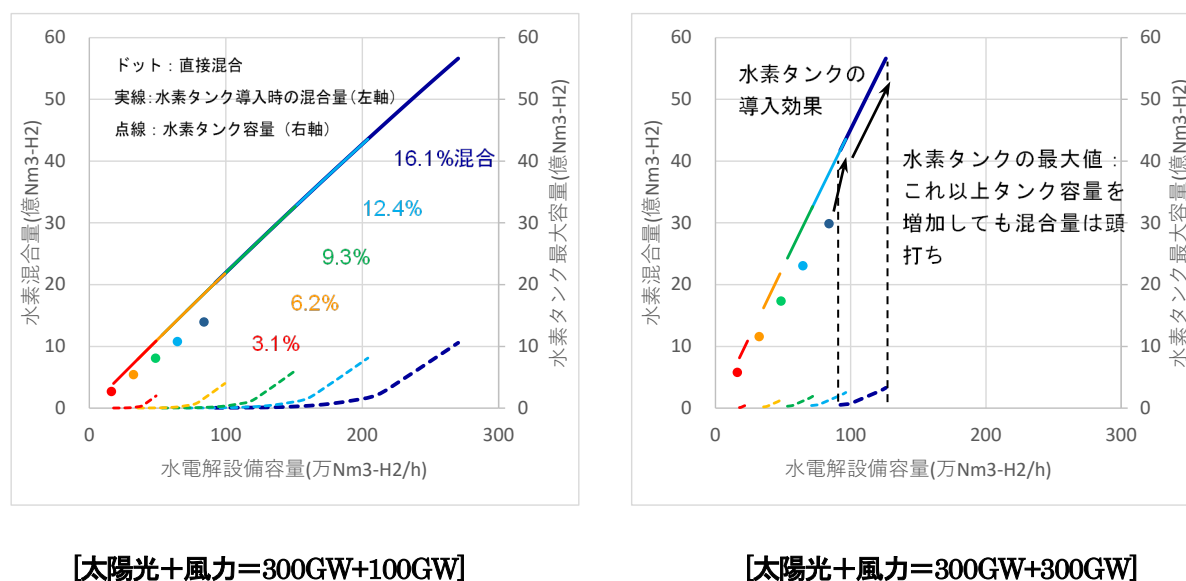
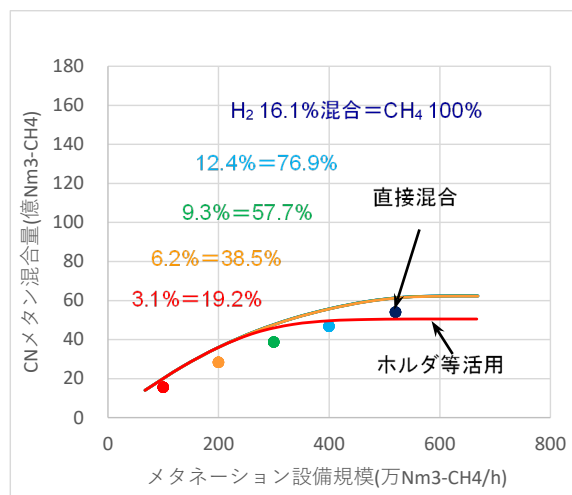


図6 混合許容割合別の設備規模と水素混合量

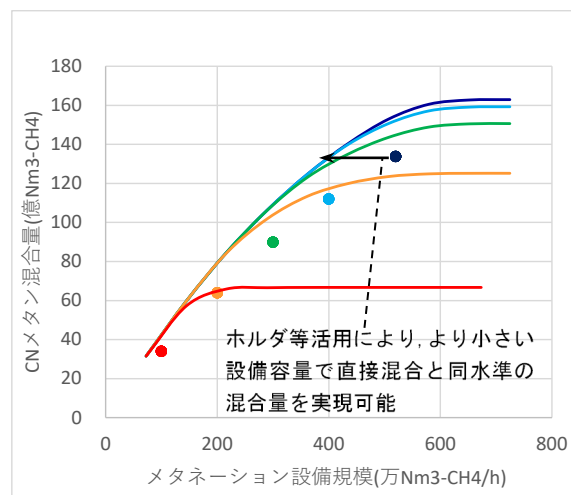
CO₂排出削減量は水素・CNメタン混合による熱量ベースでの都市ガスの代替効果であるが、CNメタンの場合は、CO₂分離回収に必要な熱量供給のための都市ガス消費増分を控除している。費用は再エネ調達コストと設備費からLNG調達削減を控除する。設備費は、水素混合の場合は水電解装置、圧縮機、水素タンク(必要に応じて)、CNメタン混合の場合は水電解装置、メタネーション装置、CO₂分離回収装置、圧縮機である。

水素混合の方がCNメタン混合に比べてCO₂排出削減費用は半分程度安価ではあるが、CO₂排出削減量が極めて小さい。水素タンクを導入拡大しても最大でも0.04億トン程度に過ぎない。現在の都市ガスからのCO₂排

出量 0.8 億トンと比較するとかなり限定的である。一方、CN メタンは混合許容割合が大きくかつ熱量も水素の約 3 倍程度あることから CO₂ 排出削減量は大きい。しかしながら、ホルダ等の既存貯蔵設備の活用による費用削減はある程度可能であるものの、CO₂ 排出削減費用が高い。ただし、両者ともに再エネ導入規模が大きいほど CO₂ 排出削減費用を抑制できる。

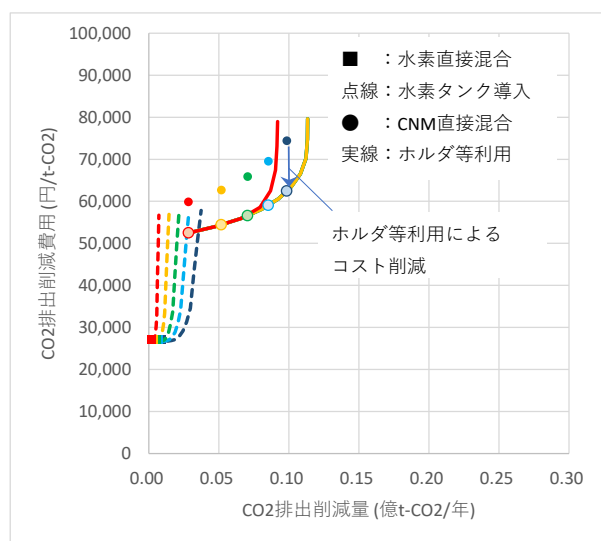


[太陽光+風力=300GW+100GW]

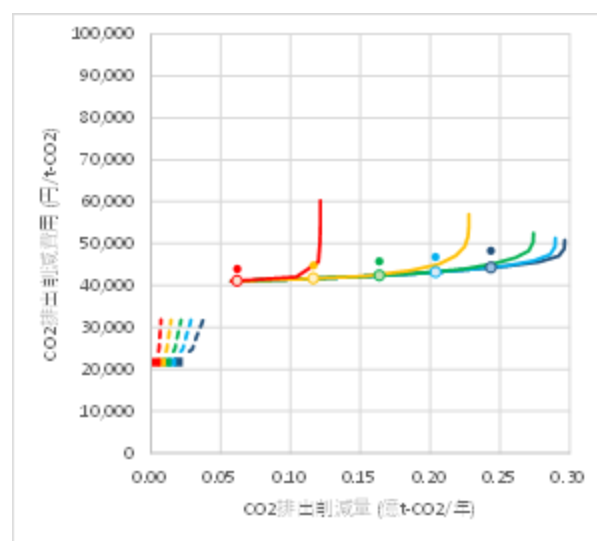


[太陽光+風力=300GW+300GW]

図7 混合許容割合別の設備規模とCN メタン混合量



[太陽光+風力=300GW+100GW]



[太陽光+風力=300GW+300GW]

図8 CO₂ 排出削減量とCO₂ 排出削減費用

注：混合により必要となる需要家機器調整等に係るコストは捨象している。水素混合の場合はCN メタン混合と比較して当該コストが大きくなることに注意が必要。

5. まとめ

本研究では、都市ガスへの水素混合とCN メタン混合のCO₂ 排出削減量とCO₂ 排出削減費用の水準を簡易評価した。両者ともに再エネ導入規模が大きいほど、混合量あたりの設備規模を抑制することができ、CO₂ 排出削減

減費用を削減できる。水素混合は CO₂ 排出削減費用が CN メタン混合と比べて小さいものの、都市ガスの低炭素化効果は限定的である。一方、CN メタン混合はより大きな低炭素化効果が期待できるが、CO₂ 排出削減費用は水素混合と比べて高いという課題がある。これは、CN メタン特有の既存インフラ活用による経済的メリットを水素混合も生かすことができることに起因する。

本研究では、標準熱量を技術的支障なく変更できるとの仮定の下、分析を行った。しかしながら、実際には、水素や CN メタンが混合された都市ガスへの LPG 等の添加による需要家機器の熱量・燃焼性の調整が必要になり、水素混合の場合には CN メタン混合よりも係る費用が大きいものと推察される。また、現行のガス事業託送供給約款に基づくと、安定的な量と性状のガスの製造・注入が規定されており、水素混合や CN メタン混合には、制度的課題がある。これらを踏まえた分析が今後の課題となる。

ただし、CN メタンは既存インフラの活用が大きなメリットであり、将来的にインフラ更新を迎える場合には、地域によっては、水素専用インフラの構築も視野に入れた検討の価値はある。

参考文献

- 1) 柴田,「低炭素社会に向けた Power to Gas・メタネーションの役割」, 未来を拓く無機膜 環境・エネルギー技術シンポジウム, 公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE), 2019 年 11 月 7 日
- 2) CCR 研究会 (<https://ccr-tech.org/>)
- 3) NEDO「再エネ水素と排ガス CO₂ によるメタン合成および都市ガスグリッド利用を目指した Power to Gas システムの研究開発」, 日立造船
- 4) 柴田,「カーボンニュートラルメタンのポテンシャルと経済性 —PtG と CCU の活用—」, 第 35 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2019 年 1 月
- 5) Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire, France, 6/2018
- 6) An EU Strategy for Energy System Integration, European Commission, 7/2020
- 7) A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, European Commission, 7/2020
- 8) Australia's National Hydrogen Strategy, 11/2019
- 9) The Future of Hydrogen, IEA, 6/2019
- 10) 柴田,「カーボンニュートラルメタンの意義の再考—海外での議論を踏まえて—」, 2020 年 8 月, CCR 研究会
- 11) 第 2 回 2050 年に向けたガス事業の在り方研究会, 資料 5, 経済産業省, 2020 年 10 月 6 日
- 12) 柴田,「分散型コージェネのカーボンニュートラルメタン利用による再エネ出力変動緩和」, 第 36 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2020 年 1 月
- 13) 「水素供給コストに関する評価」(日本原子力研究所 2005 年 7 月)
- 14) 「平成 17 年度 二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業 二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書」(平成 18 年 3 月) 財団法人 地球環境産業技術研究機構

電力取引市場価格に応じた再エネ＋蓄電池の収益最大化に関する検討◆

Study on Market Price Based Dynamic Renewable + Battery Control to Maximize Market Revenue

關 思超*

Abstract

Renewable generators are expected to sell their electricity through the electric power exchange market in the future. To hedge the market price fluctuation and to counter the so called “Cannibalism” issue, batteries could be utilized. This study discusses how to dynamically control battery operation based on market price signal to maintain high market revenue for the renewable + battery system. Battery operation control is disaggregated into 2 steps: control of charging/discharging, and decision of electricity discharging amount. A method of using previous day’s market price signal to do the control process is examined and the simulation results suggest that this method could help increase market revenue when the batteries installation goes to an extent that affects market price. The study also tried reinforcement learning for battery control and found that though the reinforcement learning could help bring higher market revenue, the results highly rely on the pre-set learning conditions and more study on this method will be needed in the future.

Key words: Electricity Exchange Market, Renewable Energy, Battery Operation

1. 背景・目的

我が国においては、再生可能エネルギー(以下：再エネ)の固定価格買取(FIT)制度の見直しを受けて、大規模太陽光発電や風力発電に対する Feed-in Premium(FIP)制度への移行に向けた制度設計に関する議論が政府審議会¹⁾で議論されている。FIP 制度によって、再エネが他の電源と同様に電力取引市場で売電され、再エネの売電価格は電力取引市場価格と連動するようになる。

再エネの電力取引市場への統合によって、再エネ事業者の収入は市場価格の変動に影響を受けることから、市場への売電による収入を可能な限り最大化するための取り組みとして蓄電池の設置が見込まれている。また、限界費用の低い太陽光発電や風力発電が大量に電力取引市場に参入すると、同じ時間帯での発電の集中によって、市場価格が下落し、再エネの市場売電収入が減少する(Cannibalism：“カニバリズム”)という課題が生じる(文献²⁾)。先行研究(文献³⁾)では、カニバリズム問題の緩和に向けた蓄電池の役割が分析されている。

本研究では、電力取引市場の売電収入を増加させるために、市場価格の変動に応じた蓄電池の運用パターンを調整する手法を検討する。分析対象は、先行研究(文献³⁾)と同様に、太陽光発電の導入が最も進んでいる九州地域とした。

2. 課題提起

先行研究(文献³⁾)による分析では、蓄電池の設置によって、太陽光発電は、市場価格の高い夕方時間帯に売電可能となるため、カニバリズムによる影響が緩和されると分析されている。当該先行研究では、太陽光発電＋蓄電池の出力パターンを、夕方時間帯(17 時～21 時)に固定したため(図 1)、蓄電池の設置が増え続けると、夕方時間帯に売電する太陽光発電の量が拡大し、同時時間帯の市場価格が低下することがシミュレーション結果で明らかにされた(図 2)。

◆ 本論文は、第 37 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（エネルギー・資源学会主催）の発表論文です。

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員

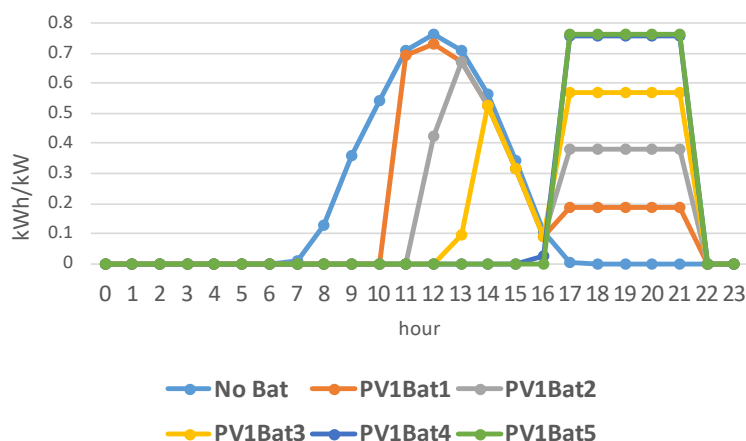


図1 太陽光発電+蓄電池の出力パターンの設定

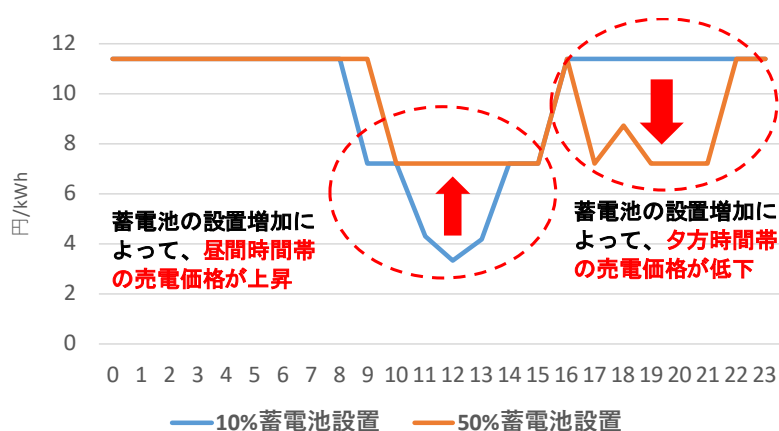


図2 蓄電池設置事業者の増加による市場価格の低下

(出所)先行研究のシミュレーション結果に基づいて作成(文献³⁾)

この課題を解決して市場売電収入を向上するためには、市場価格の変化に応じて、蓄電池の運用パターンを動的に調整することが求められる。

3. 手法と前提条件

本研究は、先行研究(文献³⁾)のマルチエージェントに基づいた電力市場シミュレーションモデルを活用する。対象地域は、太陽光発電の導入が進む九州電力管内とする。九州電力管内における全ての電力が電力取引市場に参加すると仮定し、買い手は1エージェント、売り手は電源毎に複数のエージェントを設定する。そして先行研究(文献³⁾)と同様に1時間単位で、蓄電池の制御と市場シミュレーションを行う。

先行研究(文献³⁾)では、太陽光発電の市場参入量が2017年度末における既参入量の7,850MWと認定設備容量である16,673MWの二つのケースを想定したが、本研究では16,673MWのみとした。

先行研究(文献³⁾)と同様に、九州電力公開の毎時電力需要の実績値(2017年)(文献⁴⁾)に基づいて買い手エージェントの入札を生成するとした。売り手エージェントの市場入札量は、各電源の設備容量としている。なお、自然変動型再エネ電源については、設備容量と過去の出力実績に基づいて推計した出力曲線で市場参入可能な発電量を計算している。太陽光+蓄電池の出力は、蓄電池の制御によって決定する(制御手法の詳細は3-1.で説明する)。蓄電池の仕様に関する想定を表1に示す。蓄電池以外の各電源の想定は、先行研究(文献³⁾)と同様とした(表2)。

表 1 蓄電池仕様の想定

項目	想定
蓄電池容量	太陽光発電1kWあたり3kWh蓄電池の設置を想定
定格出力	蓄電池容量 (kWh) /1時間
充電効率	95%
放電効率	95%
自己放電率	0.2%/時間

表 2 各電源の限界費用と現状の設備容量

	水力	原子力	石炭	ガス	石油	バイオマス	地熱	太陽光	風力	太陽光＋蓄電池
限界費用 (円/kWh)	2.3	5.4	7.2	11.4	26.7	25.2	12.5	3.34	4.15	3.34
設備容量 (MW)	1,901	1,780	3,983	4,981	3,560	52	192	7,850	500	シナリオ

(出所)先行研究の表を再掲(文献3))

3-1. 蓄電池の制御

市場での売電収入は、売電のタイミングと量で決定されることから、太陽光発電＋蓄電池の市場売電収入を増加させるためには、市場価格の低い時間帯に充電し、蓄電した電力を可能な限り市場価格の高い時間帯に放電することが望ましい。従って、本研究では、①充放電タイミングの判断（時間帯ごとの充放電指令）と②充放電量の決定の二つの段階で蓄電池の制御を行うこととした。蓄電池の充放電タイミングと放電量の決定を市場価格の指標に連動させる方法は多数あるが、本研究では、まず、前日の市場価格に基づいた価格指標で蓄電池を制御する手法を想定し、シミュレーションを行った。

(1) 蓄電池の充放電タイミング

前提では、充電と放電は同時に行わないため、太陽光発電出力時間帯 10 時～18 時には放電せず。それ以外の時間帯は、市場価格指標に基づいて充放電を判断することとした。市場価格の 24 時間の分布は日によって同じではないものの、高価格時間帯と低価格時間帯には一定の傾向がある。本研究は、前日市場価格変動を参照して蓄電池の充放電を判断している。具体的には、前日同時時間帯の市場価格が前日の日平均価格より高い場合は放電し、それ以外の場合は充電するものと想定している。

(2) 蓄電池の充放電量

(1) に示す充電指令がある場合、蓄電池が満蓄になるまで充電を行う。また、満蓄状態で太陽光発電の発電が発生する場合は、直接売電する。

また、(1) に示す放電指令がある場合、市場価格を指標にして放電量を求める。この放電量は、太陽光発電＋蓄電池の売電収入増大を目指し、高価格時間帯での売電量を可能な限り多くするために、市場価格を参照して決められる放電量(本研究で経済的放電量と呼ぶ)であり、実際の放電量は蓄電池の物理的放電可能量(蓄電量)に制限される。本研究では、前日の市場価格に基づき、放電時間帯の前日市場価格と前日の日平均市場価格の差で求めた比率(当該時間帯の価格差/放電時間帯価格差の合計)を蓄電池の定格出力に乗じて、当該時間帯の経済的放電量を計算した(図 3)。実際の放電量は、経済的放電量と同時時間帯の蓄電池の蓄電量のうち小さい方となる。

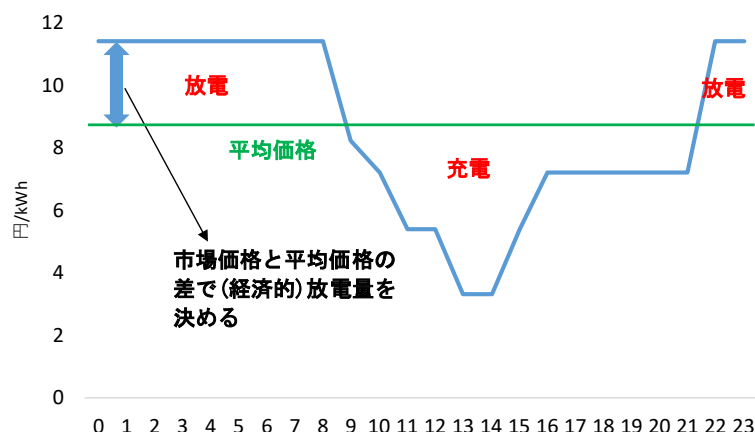


図3 蓄電池充放電制御のイメージ

4. 結果

4-1. 市場売電収入

先行研究(文献³⁾)では、太陽光発電が電力取引市場に大量に参入した場合(7,850MW から 16,673MW になった場合)、カニバリズムによって年間市場売電収入が 11,845 円/kW から 6,714 円/kW に減少すること、それに対して、蓄電池を設置し、売電時間帯を夕方にシフトすると、市場売電収入が 4,232 円/kW 程度増加することが示された(図4)。ただし、前述したように、蓄電池を設置する太陽光発電の量が増えると、夕方時間帯の市場価格が低下し、太陽光+蓄電池の市場売電収入が低下する。夕方時間帯に入札する太陽光発電の容量が全体の 10%から 50%に増えると、太陽光+蓄電池の市場売電収入は年間 2,400 円/kW ほど減る結果となっている(図4)。

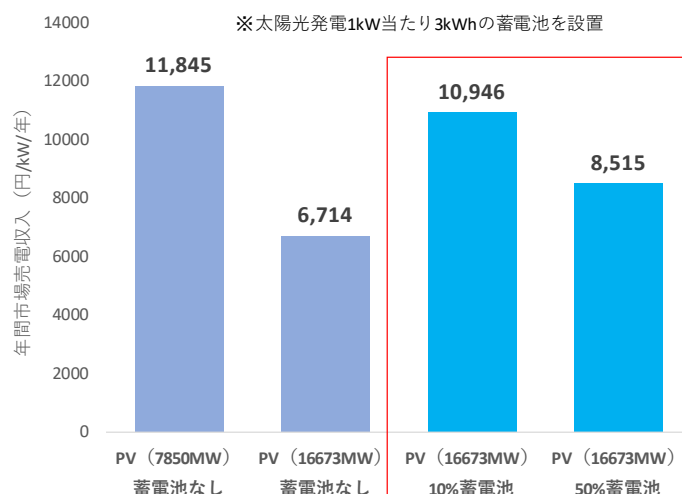


図4 蓄電池の設置による市場売電収入の変化

(出所)先行研究による試算結果(文献³⁾)

本研究で想定した蓄電池制御手法の効果を検証するために、図4に示した蓄電池の導入量が太陽光発電容量の 10%と 50%の二つのケースに対して、蓄電池の充放電を制御した市場シミュレーションの結果を図5(太陽光発電設備導入量の 10%が蓄電池設置)と図6(太陽光発電設備導入量の 50%が蓄電池設置)に示す。

本研究で検討した蓄電池の運用方法は、蓄電池の設置が多い場合(太陽光発電導入設備容量の 50%)は、太陽光

発電+蓄電池の市場売電での増収に貢献できることが分かった(図6)。ただし、蓄電池の設置が少ない場合には(太陽光発電導入設備容量の10%)増収効果が見られなかった(図5)。

通常、夕方の時間帯が一日のうちで市場売電価格が高く、この時間帯での売電により市場売電収入を最大化することができる。他方、蓄電池の設置増によって、夕方時間帯における太陽光+蓄電池の売電が増え、この時間帯の市場価格が低下し、太陽光+蓄電池の市場売電収入が減少する。この場合、前日の市場価格を参照し、蓄電池の売電時間帯を他の市場価格の高い時間帯に分散させることが、市場売電収入の向上に繋がる。

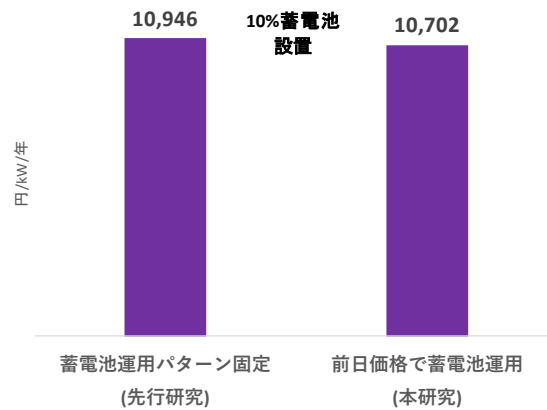


図5 蓄電池運用手法によって市場売電収入の変化
(太陽光発電導入量の10%が蓄電池設置)

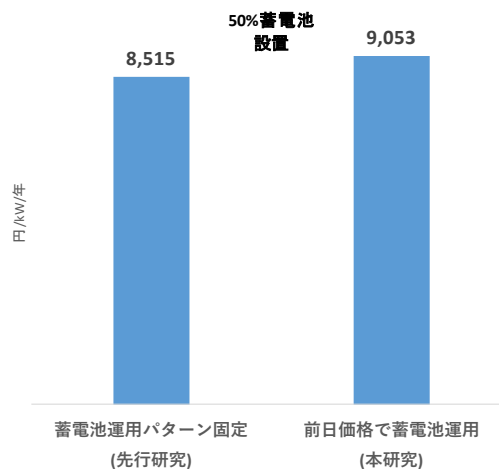


図6 蓄電池運用手法によって市場売電収入の変化
(太陽光発電導入量の50%が蓄電池設置)

4-2. 学習による蓄電池運用パターンの制御に関する検討

本研究では、強化学習手法による分析も試みた。強化学習の考え方とは、エージェント(研究の場合、蓄電池)が複数の行動オプションの中で、学習によって、利益最大化と予想されるオプションを選択することである。本研究は、充放電タイミングの判断を前述の手法と同様、放電量の決定は強化学習の手法を利用してシミュレーションを行った。放電量(充電量の決定は前述と同じ手法)については、複数の放電量オプションをあらかじめ設定し、蓄電池がある学習戦略で、その中から市場売電収入を最大化できると予測できる放電量オプションを選択するプロセスで決定している。

強化学習に基づくシミュレーション結果によると、放電量オプションの設定が学習の結果に大きな影響を与え

ることがわかった。例えば、最大放電可能量を変数にした複数のケースから、最大放電可能量が定格出力の26%(case1)と100%(case2)の二つのケースを選択し、年間売電収入をシミュレーションした結果が図7である。同じ学習手法でも、二つのケースにおける年間売電収入の差が2,010円/kWほどある。Case2は、時間毎の最大放電可能量が高くなっているため、市場価格のより低い時間帯に多く放電してしまうことにより、市場収入がcase1より低くなっている。また、case1の前提の下では、4-1.に示した前日価格のみの手法よりも多くの市場売電収入が得られていることが分かる。

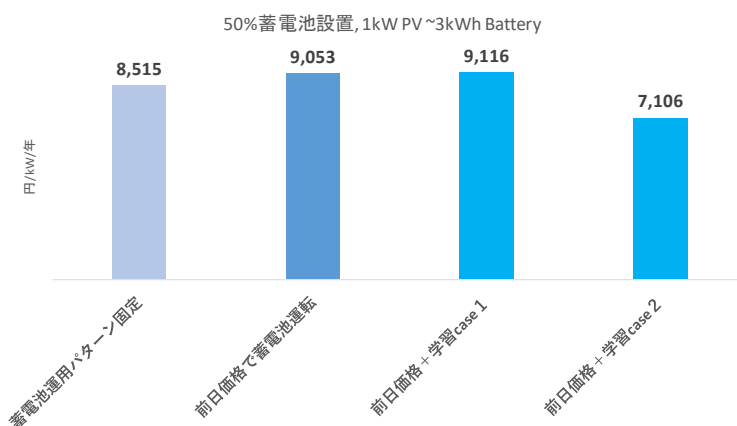


図7 学習手法を利用した場合の年間市場売電収入の比較

5. まとめ・示唆

本研究では、市場売電価格に応じた動的な蓄電池制御手法をマルチエージェントモデル分析により検討した。シミュレーション結果によると、蓄電池を設置する再エネ電源の量(kW)が拡大し、市場価格の変化に応じた動的な蓄電池の運用が再エネ+蓄電池の市場売電収入の増加に寄与することが分かった。本研究では前日市場価格を指標にした蓄電池の制御手法に基づく分析と、強化学習手法による分析を行った。強化学習手法の活用によって、さらに市場売電収入の拡大が可能であるものの、学習を制限する前提の設定によって、結果が大きく変化することが分かった。強化学習手法について、今後更なる詳細な検討が必要である。

参考文献

- 1) 朝野賢司, 岡田健司, 永井雄宇, 丸山真弘; 欧州における再生可能エネルギー普及政策と電力市場統合に関する動向と課題, 電力中央研究所, (2016).
- 2) Hirth Lion, The Market Value of Variable Renewables, Energy Policy 38 218-236, (2013). <https://www.neon-energie.de/Hirth-2013-Market-Value-Renewables-Solar-Wind-Power-Variability-Price.pdf>. (アクセス日 2020.11.05)
- 3) 颯思超, 柴田善朗; マルチエージェント電力市場市シミュレーションモデルに基づく FIP 制度の検討, 第36回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, セッション22, (2020).
- 4) 九州電力系統情報の公開, https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure. (アクセス日 2020.11.09)

日本の石油業界のリスクとチャンス ◆

Risks and Opportunities for Japanese Oil Industry

加藤 陽平*

Abstract

Japan's domestic oil demand is on a long-term downward trend. In addition, social and economic changes arise from covid-19 have further increased the uncertainty of oil demand, and climate change put stronger management pressure on the oil industry. However, the degree of impact varies from region to region around the world. Although there are many risks, we can find the regions with growing demand and opportunities in new fields such as renewable energy and decarbonization technologies.

This article will identify ways for Japanese oil industry to overcome this difficult situation by analyzing the prospect of different type of energy and the efforts of energy companies around the world.

In the short term, the Japanese oil industry needs to strengthen its domestic revenue base and expand overseas oil business, particularly in Asia, where demand is growing. There are also opportunities in the renewable energy sector, especially in offshore wind power. In the medium to long term, there is great potential for innovative technologies such as carbon recycling, so efforts in this area are also essential. Policy support and business collaboration are important to realize and maximize opportunities.

Key words: Japanese oil industry, renewable, carbon recycling, offshore wind, decarbonization

1. はじめに

日本の石油業界を取り巻く環境は大きく変化している。変化としては、人口減少や車両の省燃費化、EV の導入による国内石油需要の減少、世界的な気候変動対策・脱炭素化の潮流等があげられる。それらの環境変化により、長期的に安定した需要に支えられていた日本の石油業界は大きな変革を迫られている。

先行きの不確実性は高まっていると見られるが、本稿では実際にどのようなリスクがあるのかを見定め、どこにチャンスがあるのかを整理していく。そのうえで、世界的な潮流に対する各化石燃料企業の動向を概観し、日本の石油業界が強みを生かせる分野を検討する。それらを通じ、日本の石油業界は今後どのような分野に、どのような優先順位で資源配分をして行動すべきなのかを明らかにしていく。

2. 石油元売のビジネスの特徴とリスク

2-1. 国内石油元売の特徴

はじめに、日本の石油元売のビジネスの特徴をみていく。代表的な2社(出光興産、ENEOS)の、セグメント別の売上高をみると出光興産は79.7%が燃料油から、ENEOSも区分の違いはあるものの燃料油を主体とするエネルギーセグメントでの売上が84.0%となっている(図1、2)。つまり約8割が燃料油による売上であり、ビジネスにおいて燃料油取引の比重が極めて高いことが見て取れる。

◆ 本論文は、第37回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（エネルギー・資源学会主催）の発表論文です。

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員

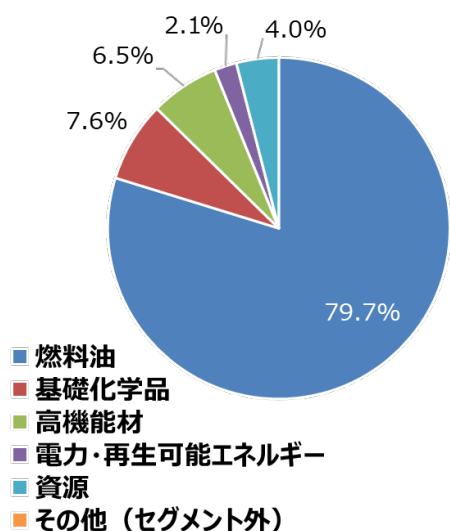


図1 出光興産(2019年)セグメント別売上
(出所) 有価証券報告書より筆者作成

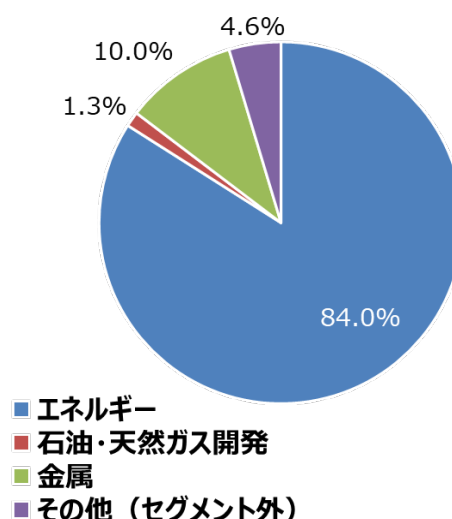


図2 ENEOS(2019年)セグメント別売上高
(出所) 有価証券報告書より筆者作成

次に、地域別の売上高をみると、出光興産の日本での売上比率は78.4%、ENEOSは79.0%となっており日本国内での売上に大きく偏っていることがわかる(図3、4)。これらは一過性のものではなく、過去数年をみても同じ傾向があり、日本の石油元売は国内の燃料油販売への依存度が高いことがわかる。

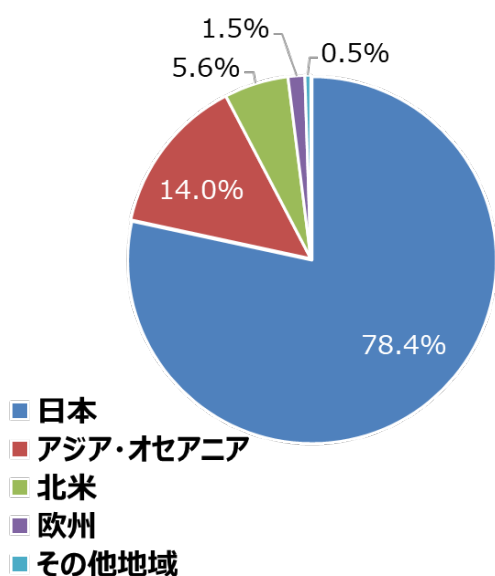


図3 出光興産(2019年)地域別売上高
(出所) 有価証券報告書より筆者作成

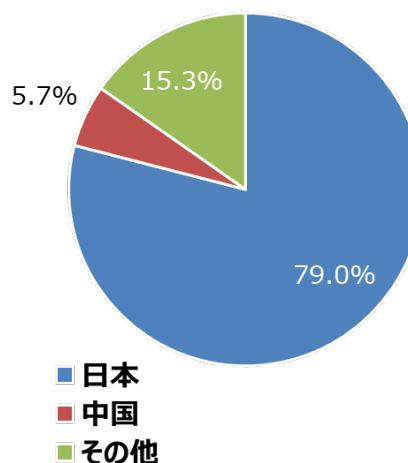


図4 ENEOS(2019年)地域別売上高
(出所) 有価証券報告書より筆者作成

2-2. 国内石油需要動向

ここでは、元売のビジネスの中で大きな比重を占めている国内燃料油の需要動向をみていく。国内の石油製品需要は、人口動態など社会構造の変化や、環境対応に伴う燃料転換、車両の燃費向上等を背景に減少傾向が続いており、すでに全油種でピークアウトをしている。燃料油全体では1999年度(2億4,597万KL)、ガソリンも2004年度(6,148万KL)にピークを迎えている。(表1)

表1 国内燃料油のピークアウト時期・数量

油種	燃料油全体	ガソリン	軽油
年度	1999	2004	1996
数量	2億4,597万KL	6,148万KL	4,606万KL
油種	灯油	A重油	C重油
年度	2002	2002	1973
数量	3,062万KL	3,014万KL	1億1,100万KL

(出所) 経済産業省 資源エネルギー統計より筆者作成

また、短期の見通しでも需要減少が続いていく。経済産業省の石油製品需要見通しによれば¹⁾、燃料油全体では2023年まで年平均1.3%で減少する。軽油は、貨物輸送量に支えられるため2023年までの減少率は0.2%に留まる一方、ガソリンは燃費改善や乗用車の走行距離の減少等により、2023年まで年平均2.2%で減少する見通しである。元売の売上の大半を占める国内市場は縮小傾向が続き、一層ビジネス環境は厳しくなることが予想される。

長期見通しについては、日本エネルギー経済研究所のOutlook 2020²⁾によると、石油の最終消費が2017年実績の1.5億toeから、レファレンスシナリオ、技術進展シナリオいずれのケースでも漸減していく。2050年時点では0.83億toe～0.95億toeと、約30年で4割～5割の需要が消失する。そのため、国内だけを基盤としたビジネスには限界がある。

2-3. 気候変動対策の潮流

2015年のパリ協定採択により、①世界の平均気温上昇を産業革命以前に比べて2℃より十分低く保ち、1.5℃に抑える努力をする、②そのため、できるかぎり早く世界の温室効果ガス排出量をピークアウトし、21世紀後半には、温室効果ガス排出量と(森林などによる)吸収量のバランスをとるという世界共通の長期目標が掲げられた。これにより低・脱炭素化という大きな流れができ、社会の潮流が政策、民意や金融と様々な面で変化している。その流れの中で、化石燃料企業にとって圧力となるようなイニシアチブがうまれている。(表2)

表2 脱炭素化、低炭素化を目指す取り組み例

イニシアチブ	内容
RE100	事業運営を100%再生可能エネルギーで賄うことを目指す企業組織として2014年に結成。自社のみならず、サプライヤーや顧客に対しても再生可能エネルギーへの転換を促す動きがみられる。
Science Based Targets (SBT)	世界の平均気温の上昇を「2度未満に」抑えるために「科学的根拠」に基づく「二酸化炭素排出量削減目標」を立てることを求めるイニシアチブ。
Climate Action100+	グローバルな環境問題の解決に大きな影響力のある企業と、情報開示や温室効果ガス排出量削減に向けた取組みなどについて建設的な対話を行う機関投資家の世界的なイニシアチブ。
Carbon Disclosure Project (CDP)	気候変動が企業に与える経営リスクの観点から、世界の主要企業の二酸化炭素排出量や気候変動への取組に関する情報を、質問書を用いて収集し、集まった回答を分析・評価することで、企業の取組情報を共通の尺度で公開していくことを目指している。機関投資家が関心のある気候変動関連情報を収集、開示することに焦点を絞っている。
Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD)	G20の要請を受け、金融安定理事会(FSB)により、気候関連の情報開示及び金融機関の対応をどのように行うかを検討するため、設立された「気候関連財務情報開示タスクフォース」。企業等に対し、気候変動関連リスク、及び機会に関するガバナンス(Governance)、戦略(Strategic)、リスク管理(Risk Management)、指標と目標(Metrics and Targets)について開示することを推奨。

(出所) 各種資料より筆者作成

ⁱ レファレンスシナリオは、現在までのエネルギー・環境政策等を背景とし、これまでの趨勢的な変化が継続するシナリオ。急進的な省エネルギー・低炭素化政策は打ち出されない(Business as usual)。技術進展シナリオは、各国がエネルギー安定供給の確保や気候変動対策の強化のため、強力なエネルギー・環境政策を打ち出し、それが最大限奏功するシナリオ。

3. 今後の成長市場

3-1. 日本のエネルギー需要動向

元売ビジネスのリスクは前章で明らかにしてきた。次に、国内においてはどこに成長分野があるのか、日本エネルギー経済研究所の Outlook 2020 から、各エネルギー源の状況を確認しながら紐解いていく。まず注目したいのが電力である。最終エネルギー消費に占める電力の割合が大きく伸びているが、2050 年にかけてリファレンスケース、技術進展ケースのいずれでも電化率が高まる。2017 年の 28% から、2030 年には 32%、2040 年には 34%~35%、2050 年には 38%~39% まで上昇し、電力の重要性が高まっていくことがわかる。

次に日本の一次エネルギー消費の見通しをみると、人口減少に伴い減少していくことが分かる。また気候変動対策により化石燃料の使用量も減っていく。石油は、2017 年の 176Mtoe から 2050 年には 105Mtoe(技術進展では 92Mtoe)まで 4~5 割減少。石炭は、2017 年の 116Mtoe から 2050 年には 79Mtoe(技術進展では 39Mtoe)まで 3 割~7 割減少。天然ガスは 2017 年の 111Mtoe から 2050 年には 72Mtoe(技術進展では 38Mtoe)まで 4~6 割減少する。一方で再生可能エネルギーのうち太陽光・風力は 2017 年の 5.5Mtoe から 16Mtoe(技術進展では 38Mtoe)へと 3~7 倍増加していく。(図 5)

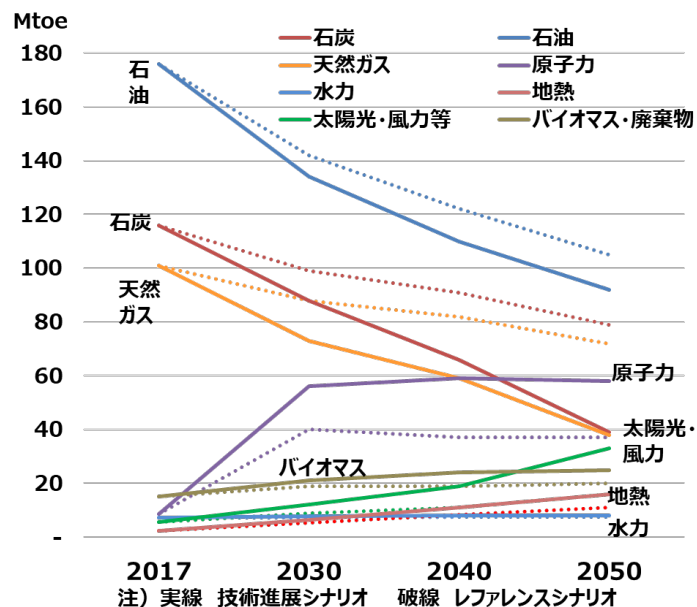


図5 一次エネルギー消費長期見通し(日本)

(出所) IEEJ outlook2020 より筆者作成

人口減少と地方の過疎化進展はエネルギーネットワークの維持を困難にさせるが、このことは電力化をさらに促す動きとなり、また分散型エネルギーとしての太陽光や風力(今後は洋上風力)をさらに伸長させる可能性がある。

ただし、化石燃料は大きく減少するが、技術進展ケースでも 2050 年時点では石油が最大のエネルギー源であり、引き続き重要性を持つことには留意が必要である。

これらを踏まえ、各エネルギー源を成長性で評価しまとめると表 3 のとおりとなる。石油の重要性は残りつつ、国内においては電化の高まりとともに伸長が見込まれる再生可能エネルギーが成長分野であるといえる。

表3 エネルギー源別の成長性評価(国内)

	評価 (成長性)	2050年までの見通し	課題
再エネ	◎	需要は高まる．特に太陽光，風力の伸びが大きい	適地の減少 出力の変動性，統合コスト
原子力 水力	△	原子力 増加 水力 横這い	維持更新 新規投資 安全性，経済性
天然ガス	△	石炭火力代替可能性や都市ガス需要で増加の見込みもあるが，長期的には緩やかに減少	石炭火力代替 都市ガス需要補足 ガスも化石燃料という視点
石油	△	人口減，燃費向上，EV化による減少傾向．石化需要も微減見込	EVの展開スピード コンビナートの競争力
石炭	×	非効率石炭火力の代替が進み大きく減少	石炭火力の減少 製鉄プロセスのダイベ スト

(出所) 各種資料より筆者作成

3-2. 世界のエネルギー需要動向

次に世界での需要を見ていく。国内と海外では見通しが異なり、地域別にもエネルギーの需要動向は異なる。レファレンスシナリオでは、世界での人口増加を背景に一次エネルギー消費は伸びる。天然ガスは2017年の3,107Mtoeから2050年には5,165Mtoeへと約1.7倍に、石油は2017年の4,449Mtoeから5,707Mtoeへと約1.3倍増加と大きく伸びる。技術進展シナリオでは、省エネや気候変動対策により、一次エネルギー消費は2050年でレファレンスシナリオ対比2,842Mtoe減少するものの全体では増加する。また再生可能エネルギーが増加する一方で、石炭は大幅に減少し、石油も2030年には頭打ち、ガスも2040年前半にピークを迎える。しかしながら、日本と同様2050年時点でも石油が最大のエネルギー源である。(図6)

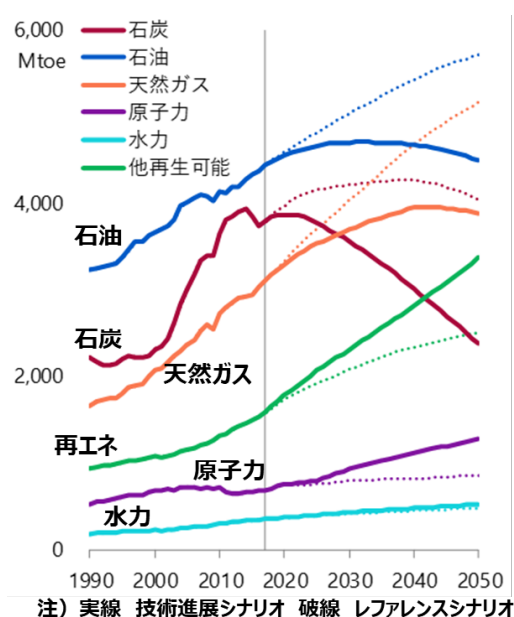


図6 一次エネルギー消費長期見通し(世界)

(出所) IEEJ outlook2020

需要をけん引するのは、巨大な人口と高い成長ポテンシャルを持つアジアである。一方 OECD をはじめとする先進国での需要は減少していく。世界全体でも電力の重要性は増していく。世界の発電量は、2017 年の 25,606TWh から伸び続け、レファレンスシナリオで 2050 年には 45,361TWh まで約 1.8 倍増加する。電化率も 2017 年の 19%から 2050 年には 26%まで上昇。この傾向は技術進展シナリオでも大きく変わらない。発電量の増加分は、天然ガス火力や再生可能エネルギーがその電力需要を賄い、新興国では石炭の役割も残る。

増加する電力を賄う再エネについて、そのコスト構造を見ていく。IRENA によれば、世界の再生可能エネルギーによる発電コストは低下している³⁾。太陽光は 2010 年の 0.378USD/kWh から 2019 年には 0.068USD/kWh まで約 8 割低下。洋上風力は 0.161USD/kWh から 0.115USD/kWh へ約 3 割低下し、陸上風力も 0.086USD/kWh から 0.053USD/kWh へと約 4 割低下している。コストの低下や気候変動対策のため、再生可能エネルギーによる発電設備容量は増加していく。一方で、再生可能エネルギーの大量導入には、出力の変動性に対応するためのコストや、産業によって必要となる高温熱需要を満たす難しさなど課題もある。脱炭素化に向け、再生可能エネルギーは非常に重要な手段であるが、唯一の対策ではなく、再生可能エネルギー以外の取り組みも必要になってくる。

エネルギー源別に、今後の成長性をもとに評価すると表 4 のとおりとなる。大きく捉えると、石炭が再生可能エネルギーに置き換えられていく。そのため再生可能エネルギーは今後も成長が続いていく。一方で特にアジアにおいては、石炭を含め化石燃料への需要は伸び石油も引き続き重要となる。エネルギー源や地域別に様相が異なるため、エリアやエネルギー源を見極めて戦略を考えることが必要になる。

表 4 エネルギー源別の成長性評価(世界)

エネルギー源	レファレンスシナリオ	技術進展シナリオ	2050年までの見通し	課題
再エネ	◎	◎	気候変動対策の柱として、コスト低下もあり大きく伸びる	過当競争 統合コスト
原子力 水力	○	○	電化に応じて伸張するが、再エネほどではない SMR等新たな原発の展開	維持更新 新設の困難性 安全性・経済性
天然ガス	◎	○	比較クリーンな化石燃料として 需要増加が見込まれる	途上国での導入 ガスも化石燃料 という視点
石油	◎	○	途上国を中心に運輸部門での 需要は残る	省燃費車・EVの 進展
石炭	△	×	アジアでは底堅い需要。抑制 圧力により急減の可能性も	脱石炭火力 ダイベストメン ト

(出所)IEEJoutlook2020 より筆者作成

4. 世界の化石燃料企業の対応例

低炭素化、脱炭素化に向けた圧力が高まる中、世界の化石燃料企業はどのような戦略をとろうとしているのか、変化への対応を読みといていく。またそのアプローチから日本の石油業界が参考にできるオプションについて見出ししていく。

4-1. メジャーズ各社^{4) 5)}

まず、ここで取り上げる各社の主な対応を一覧に整理する。(表 5)

表5 メジャーズ各社の取組み

	Shell	BP	Total	ExxonMobil	Chevron
脱炭素化目標	2050 年ネット・ゼロ Scope1~3 目標	2050 年ネット・ゼロ Scope1~3 目標	2050 年ネット・ゼロ Scope1~3 目標	Scope1~2 目標	Scope1~2 目標
天然ガス事業	BG Group(英)買収 バリューチェーン強化	重点分野・収益性、GHG 低排出重視	Engie(仏)事業買収 バリューチェーン強化	取組強化	取組強化
風力・太陽光事業	洋上風力を強化 太陽光は米国、ブラ ジル	風力は米国で強み 太陽光欧州最大手 light Source(仏)買収	太陽光事業に力 風力はEren(仏)買収、 Macquarie(豪)と共同 PJ	目立った資産なし	Algonquin(加)とパ ートナーシップを組 み取組強化
バイオ燃料事業	ブラジルで取組み	ブラジルで取組み	バイオディーゼル バイオジェット	藻類からの精製PJ	バイオディーゼル、 バイオジェット
EV・蓄電池・水素	欧州最大のEV充電 網ネットワーク 水素販売網拡大	滴滴(中)と充電網拡 充、Reliance(印)とも 合弁 水素投資拡大	Saft(仏)買収 フランス内最大の蓄電 池施設建設	燃料電池による水素 発電の研究	水素ステーション整 備
CCS 事業	取組強化 Northern lights PJ	取組強化	取組強化 Northern lights PJ	取組強化	豪州で大規模 CCS 取 り組み、DAC(直接大 気捕集)研究
アライアンスへの参 加	OGCI に参画	OGCI に参画	OGCI に参画	OGCI に参画	OGCI に参画
社内炭素価格	導入	導入	導入	導入	導入
環境目標の報酬連動	あり	あり	あり	なし	あり

(出所) 各種資料より筆者作成

(1) Shell

野心的な脱炭素化目標、方針を掲げながらエネルギー転換を進めている。2050 年までに温暖化ガスの排出量をネット・ゼロにするという目標(Scope1、2 自社製品の製造における排出量の実質ゼロを目指す)を発表し、気候変動問題への取り組みを強化する姿勢を見せている。さらに自社が販売するエネルギー製品(Scope3)の GHG 排出量を 2035 年までに 30%、2050 年までに 65%削減することを目指している。

上流では特にガス事業を強化し、石油からガスへシフトしている。2016 年には英国 BG Group を買収、トレーディング機能も強化し中下流へのバリューチェーンを拡大している。LNG 供給量は民間事業者として世界第一位の地位を占める。

再生可能エネルギーは特に風力事業に力を入れ北米やオランダで事業を進めている。2020 年には Eneco(蘭)とともにオランダで補助金なしの洋上風力発電所建設を開始した。最近では、浮体式洋上風力の開発も進めている。

EV の充電ネットワークにも取り組み、2017 年に NewMotion(蘭)を買収し、欧州最大の充電設備ネットワークを有する。

CCS(Carbon Capture and Storage)事業も積極的にすすめ、豪州、カナダ、ノルウェーなどでプロジェクトや研究開発を推進している。The Oil and Gas Initiative(OGCI)ⁱⁱにも参画し CO₂ の貯留、利活用を進めている。

(2) BP

BP も野心的な目標を掲げている。2050 年までに事業全体における温暖化ガス排出量の「ネット・ゼロ」の実現を目指している。また自社が販売するエネルギー製品の炭素集約度を 50%削減するとしている。さらに 2020 年 8 月に発表した、クリーン・エネルギー転換計画によれば、石油、ガスの生産量を 2019 年対比 2030 年までに 4 割削減するとしている^{vi}。また、再エネ・CCS・水素という分野への投資は年間 50 億ドル規模へ拡大するとし

ii OGCI (Oil and Gas Climate Initiative) 石油・気候変動イニシアチブ 世界の大手石油・ガス会社で結成された気候変動対策を示すためのイニシアチブ。加盟企業は BP、Chevron、CNPC、Eni、Equinor、ExxonMobil、Occidental Petroleum、Pemex、Petrobras、Repsol、Saudi Aramco、Shell、Total の計 13 社。

ている。

上流では天然ガス、LNG を重点分野と位置付けているが、高収益かつ温室効果ガスの排出が少ない資産での生産に注力する。

再生可能エネルギーに関して、風力事業は米国でメインプレーヤーになっている。2020 年には Equinor(ノルウェー)から米国東海岸の風力発電資産を取得し、風力発電事業を強化している。

また、EV 関連事業にも力を入れている。中国の配車アプリ大手滴滴と合弁会社を設立し充電網の拡充に取り組んでいる。2019 年にはインドで燃料小売事業に参入し、リライアンスと合弁企業を立ち上げた。インドでも EV 充電施設をすすめるとしている。2020 年にはドイツでも急速充電ポイントを整備している。

2020 年 2 月に就任した Bernard Looney 新 CEO は、矢継ぎ早に脱炭素化、低炭素化への取り組みを強化しており、IOC(International Oil Company)から IEC(Integrated Energy Company)になっていくという理念を打ち出している。

(3) Total

Total も野心的な目標を掲げる。2050 年までに自社の世界での操業でネットゼロ(Scope1、2)の目標を掲げ、欧州では自社が販売する製品の顧客使用分の排出(Scope3)も含めたネット・ゼロを実現するという⁷⁾。

2017 年にフランスのユーティリティ企業 Engie の事業を買収、LNG バリューチェーンの各領域について成長・最適化を図っており、ガス火力発電やバンカリング等上流から下流まであらゆる領域でガス事業の拡大を志向している。

再生可能エネルギー事業は、特に太陽光事業に重きを置いており、2011 年に当時世界第三位の SunPower(仏)を買収している。米国や、メキシコ、南アフリカ、チリなどでも事業を推進する。2019 年には中東カタールで丸紅と大規模プロジェクトを決定、スペインにも進出している。また日本でも太陽光発電に参入している。風力発電も 2017 年に Eren(仏)を買収し進出。2020 年には韓国の洋上風力プロジェクトに Macquarie(豪)と参画を表明。2020 年 10 月には、再エネ等の電力部門への投資を、設備投資全体の 20%超にすることを目指し 30 億ドル規模で実施すると発表している⁸⁾。

蓄電池事業にも取り組んでおり、2019 年にはフランス国内最大の蓄電池施設の建設を開始している。また、2020 年には自動車連合の Groupe PSA(仏)と車載蓄電池企業の JV を創設。EV 充電網は、2020 年に英国最大の EV 充電網(Blue point London)を買収するなど取り組みを強化している。また CCS、CCUS にも重要性を見出しており積極的に推進している。

Total CEO の Pouyanne 氏は「Total が目指すのは、エネルギーを売ること」としておりと幅広いエネルギーの供給会社を目指している。

(4) ExxonMobil

欧州系メジャーとは少し様相が異なる対応を見せており、大深海の資源開発と LNG など上流開発に注力している。また、再生可能エネルギーは目立った資産を保有していない。

環境対応として力を入れているのは低炭素技術開発とバイオ燃料である。低炭素技術は、上流の石油・天然ガス開発プロセスでの温室効果ガスを低減することに取り組んでいる。その中でメタンの排出監視技術や排出削減技術の開発を進めている。バイオ燃料は藻類由来の研究開発を実施し、大規模生産に向けた研究を続けている。また CCS の研究開発も実施している。

(5) Chevron

豪州の LNG プロジェクトでは大規模な CCS を行うなど、カーボン回収貯留技術(CCS)へ投資し、積極的な関与を見せている。また、開発プロセスでのフレアリングの削減やメタン排出量の削減目標を掲げている。将来を見据え EV 充電ステーションネットワークや、CO₂ の直接大気捕集(DAC)などにも取り組んでいる。その他に、バイオディーゼルやバイオジェット燃料など再生可能燃料の技術開発や取り組みを行っている。

4-2. リファイナー

次に、世界のリファイナー各社の動きを見ていく。はじめは韓国の最大手SKイノベーションである。こちらは、上流開発から、精製、化学、潤滑油などを手掛けている。近年、同社はEV車両のバッテリー製造を行っており、韓国初の量産体制を作っている。生産拠点を韓国のみならず、中国、ハンガリーなどに構えている。欧州や中国では製造拠点を増強し、米国にも製造拠点を建設予定。その他情報電子素材事業にも力を入れている。このように既存事業の技術力を生かし、新素材を取り扱う対応を見せている。

インドのRelianceは、石油化学を中心に、石油・ガス開発、小売、インフラ、バイオテクノロジーなどを手掛けているコングロマリッドである。小売業は食品、家電、ファッション等におよび、インド最大の小売業者でリーディングプレーヤーとなっている。その他、デジタルサービスやメディア、エンターテインメント分野にも進出している。モバイルデータネットワークやコンテンツ、映像関連のエンターテインメント領域でも存在感を有し、収益貢献も2割程度を占めるまで成長(FY2018年)している。このようにRelianceは、中核の石油、化学だけでなく他の分野に進出しポートフォリオを構築している。

最後は米国のValeroである。石油精製専門企業であり、全米NO.1の石油精製能力を誇る。またカナダやイギリスにも製油所があり合計で310万b/dの処理能力を誇る。一社で日本全体の処理能力351万b/dに匹敵する。この精製能力とオペレーション力を生かし、下流への販売のみならず大西洋をまたぎ自社のポートフォリオから需要地へ製品輸出を最適化して行っている。そのことで、欧州や南米を含むトレーディングにより大きな収益をあげるビジネスモデルを築いている。バイオディーゼルやバイオエタノール事業にも力を入れ、環境意識の高まるカリフォルニアや、カナダ、ヨーロッパのプレミアム低炭素市場に供給している。彼らは、自事業の既存アセットをトレーディングなどに派生させ、収益につなげている。

4-3. 鉱物資源系

石炭資産への対応を参考にすべく、鉱物資源系各社の動きをみていきたい。はじめに、Glencore(スイス)である。同社は、鉱山開発及び商品取引を行う多国籍企業で、事業分野は、金属(銅、亜鉛、鉛、ニッケル、合金鉄等)とエネルギー(石炭、石油)及び農産物と多岐にわたる。2018年頃まで、各地で石炭事業を拡大させていたが、2019年に石炭の生産能力は現在の水準に制限し拡大しないことを表明している。また石炭資産を放出する可能性も否定していない。拡大分野としては、燃料電池やEV等の需要を満たす金属、鉱物を扱っていくという。

北米のPeabodyは米国内の石炭最大手企業である。同社は2016年に経営破綻後、翌2017年に規模を縮小し会社を再建した。破綻の背景には、米国でのシェールブームに伴い天然ガス利用が普及し、石炭から天然ガスへのシフトが進んだこと、また再エネの価格低下による導入促進があげられる。同社は、電力及び製鉄における石炭の役割についての理解を促進し、HELEⁱⁱⁱ技術やCCUSの技術開発を含む先進的な石炭関連技術の利用拡大を進めるとしている。これまでは、国内向け一般炭事業が中心であったが、今後は原料炭事業を拡大する方針を掲げている。

Rio Tintoは英豪の鉱業・資源分野の多国籍企業グループであり、鉄鉱石、非鉄金属の他、石炭、ウラン、ダイヤモンド等の事業を行う総合資源企業である。石炭事業は、豪州や米国、アフリカのモザンビークで行っていた。しかし、安定的な収益が望めないとして、2011年に米国から撤退。モザンビークの石炭資産も2014年に売却。2018年にオーストラリアの全権益を売却し、石炭事業から完全に撤退した。大手鉱物資源系会社で石炭事業から撤退したのはRio Tintoが初。蓄電池の原材料になるリチウム等の分野や、燃費性向上につながる車両開発のためのアルミ等にポートフォリオ配分をしていくとしている。

BHP Billiton(英豪)は世界最大の鉱業会社であり、鉄、石炭、石油、ボーキサイトをはじめとして他の金属や鉱業製品を取り扱う。原料炭の世界最大のサプライヤーで、豪州やコロンビアでは一般炭事業を展開している。2019年に、近い将来一般炭事業から撤退することを示唆している。

鉱物資源各社は、石炭事業について撤退、生産量の制限、原料炭へのシフトという形で、今後の方向性を打ち出し脱炭素化の圧力が高まる環境に対応しようとしている。また、燃料電池やEVに関連する鉱物に注目が集まっていることも分かった。

ⁱⁱⁱ HELE: high-efficiency, low-emissions、高効率低排出技術

5. 日本の石油業界の対策検討

各企業の取り組みから、日本の石油企業のとるべきオプションの候補がいくつか見えてきたと思う。欧州系は、野心的な目標を掲げつつ、長期的な目標に向け幅広い取り組みを行っている。また、その他のリファイナリー系では、蓄電池や電子材料など新素材の取り扱いや、小売業やデジタルサービスなど周辺領域の強化、またトレーディング等既存アセットを生かした取り組みも見られた。石炭については、原料炭へのシフトや生産量制限、撤退と、より価値の高いものに取り組みつつ、ビジネスを抑制していく方向性が見て取れた。これらのオプションをすべて同時に実施するのは現実的でないため、次節以降で、取り組みの優先順位を考察していきたい。

5-1. 各分野の市場性を踏まえた対策の検討

1章、2章を通じ各エネルギーの市場性は地域別に大きく異なることが分かった。そのため、ここではエネルギー源別の市場性に改めて注目する。そして石油産業のリソースとの適合性も合わせてみることで、日本の石油業界が、どのような地域や分野に優先的に取り組んでいくことが望ましいのか、成功のカギを考えていく。

エネルギー源別の地域別市場性および低・脱炭素技術と石油産業との適合性をまとめたものが表6になる。適合性について当然石油は、一番相性がよい。天然ガス、石炭、再エネは各石油企業の取り組み状況により異なるため三角～丸の評価としている。重要な低・脱炭素技術も、現段階ではまだ優位性があるとは言えず三角となる。市場性に着目すると、石油は日本では減少するが、国内石油事業のビジネス規模は大きく、重要性は引き続き残る。またアジアでは石油需要の伸長が予想されており進出すべきであるといえる。一方、天然ガス、石炭は、市場性と適合性を勘案すると対策としては弱い。再エネと低炭素技術は、適合性は高くないものの、日本、アジア、先進国ともに伸長が見込まれチャレンジすべき分野だといえる。

表6 エネルギー源別の地域別市場性と石油産業の適合性

分野/地域	今後の市場性			石油産業のリソースとの適合
	日本	アジア	先進国	
石油	△	○	△	◎
天然ガス	△	○	△	△～○
石炭	×	△	×	△～○
再エネ	◎	◎	○	△～○
低・脱炭素技術/製品	◎	◎	◎	△

(出所)各種資料より筆者作成

日本の石油業界のカギは、需要が減るとはいえ、主戦場である国内の収益基盤強化を図ること。同時にアジアにおいてはまだ伸びゆく燃料油販売を行い、海外での販売を強化していくこと。また、市場性が大いに見込まれる再エネ分野への取り組みを強化しつつ、電力化に対応していくことである。再エネは国内においては特に洋上風力に力を入れ、海外ではアジアを中心に適地へ進出していく。化石燃料販売を続ける上では、低炭素化、脱炭素化技術への取り組みは必須である。技術の開発には時間がかかるため、早くからの取り組みが望ましい。特に、カーボンリサイクリング(CCS、CCU)は、CO₂の削減はもとより、石油産業が有する資産の有効利用につながる重要な取り組みだと考える。

5-2. 対策の優先順位付け

次に対策の優先順位を考えていく。時間軸でみると2025年までを短期、2030年までを中期、2040年までを長期と考える。(表7)

まず、短期的には、国内の燃料油事業で収益基盤を強化する。同時に海外販売比率を高めるため、特にアジアに進出していく。そして再生可能エネルギー、中でも国内は洋上風力に注力し、再エネや、電化への対応を図っていく。また、技術開発に時間はかかるが、長期的に成長が期待できるカーボンリサイクリング(CCS、CCU)に着手する。それらの取り組みにより中期的には海外販売比率が伸び、再エネや電力の取り組みが増加していく。この期間にカーボンリサイクリングや、水素の商業化に一定の目途をつける。そのことで長期的に化石燃料の販売減少分を、新技術・新規の事業で賄える状態を築いていく。

表7 対策の優先順位付け

時間軸	～2025年	～2030年	～2040年
国内	国内収益基盤強化		
	再エネ（洋上風力）		
		カーボンリサイクル（CCS・CCU）	
		水素	
海外	海外販売比率向上 含む化石燃料、アジア		水素
		再エネ（太陽光・洋上風力）	
		カーボンリサイクル（CCS・CCU）	

5-3. SWOT 分析

これら対策に対し、具体的に石油業界のこういった強みを生かせばいいのか考えるため、SWOT 分析を行い表8のとおり整理した。対策を実行するうえではここにある、強みを生かすことも重要な観点となる。

表8 石油業界のSWOT 分析

■機会 Opportunity	・アジアの需要増加 ・再生可能エネルギー ・脱炭素化、低炭素化技術（CCS、CCUS） ・デジタル化による効率化、顧客接点の強化
■脅威 Threat	・人口減少、EV、電化による需要減少 ・脱炭素化による化石燃料への圧力
■強み Strength	・安定供給責務を果たしてきた実績 ・全国に及ぶSS ネットワーク網、物流網 ・地域と共にエネルギー供給を行ってきた実績 ・石油、石化という大量の危険物、複雑なプロセス処理をハンドリングしてきた経験 ・中東との長年の取引 ・アジアでの展開事例（潤滑油、石化、燃料油） ・海外での販売実績
■弱み Weakness	・製油所：施設の老朽化、かつ規模が周辺国よりも小さい ・事業規模：メジャー等とは規模で見劣り ・長期安定した需要、品質劣化のないものを扱ってきたため、変化への対応 ・石油以外の事業規模の小ささ

（出所）各種資料より筆者作成

6. 重要な対策の考察

6-1. 国内燃料油事業

いくつかの注目すべき対策について少し深掘していく。まず短期的な取り組みとして挙げた国内燃料油事業で

ある。経営統合が進み、事業環境が整った中でより一層の効率化をすすめていくのは大前提となる。加えて、デジタルやIoTの力を活用したアプローチが必要である。例えば、ライフラインとして求められるSSの燃料供給を限界集落においても継続するために、デジタルやIoTの力を活用することが考えられる。各世帯の燃料油需要補足のため、各タンク(灯油、LPガス、燃料油需要等)にセンサーを取り付けてデータ収集を行う。取得したデータを分析し、需要を把握し効率的な配送を行うことで供給側は一定程度の需要を確保できる。また過疎地から少し離れた場所からの供給可能性が模索できる。需要側にとっては配送してもらえるとというメリットもある。定期的なコミュニケーションが生まれることから、地域活性化、よろず相談的な活動を通じ周辺領域のビジネス(例えばシニア事業等)につなげられる可能性も秘める。センサーの性能やコストも低下しており、地域との協力、データ取得の同意やシステムが構築できれば、取り組みの可能性があると見える。同様に、工事現場の車両燃料タンクにセンサーを取り付け、燃料油不足になった車両へ給油すること等も考えられる。

都市部においても、給油が面倒な人に対しサービスステーション(SS)側から働きかけることも一つのアプローチである。また顧客接点を生かしたマーケティングが考えられる。アプリ等でターゲット別にクーポンを活用し、SSへの来店誘因を行う。また、データ分析により顧客ごとに絞ったアプローチを行い、油外商品や洗車、車検などのクロスセル(他の商品を合わせて購入してもらうこと)につなげ、販売を伸ばせる可能性もある。その他、決済の電子化を進化させ、給油時に車両と計量器を連動させ給油完了時には決済が完了する仕組みの構築などにより、顧客の時間短縮につなげけることもできる。

6-2. 洋上風力

再エネの伸びが見込まれることは長期見通しで見てきたが、その中でも特に注目すべき分野に洋上風力がある。第五次エネルギー基本計画(エネ基)では、再エネはコストの低下、系統上の制約、変動性に対する調整力の確保を行いながら主力電源化を目指すとしてされている。その中でも風力発電は2030年の電源構成のうち1.7%程度を占めるとされ、導入設備容量を10GW、うち洋上風力は0.8GWとなっている。陸上風力の導入可能な適地が限定的であるなか、洋上風力発電の導入拡大は不可欠とされている⁹⁾。

エネ基における設備容量の目標は控えめであるが、日本は世界第六位の排他的経済水域を誇り日本の風力発電のポテンシャルは高い。日本風力発電協会によれば着床式風力のポテンシャルは128GW、浮体式のポテンシャルは424GWあるという¹⁰⁾。

先行する欧州では、海域利用のルール整備や入札制度の導入により洋上風力のコスト低減が進んでいる。日本においても、海域利用のルール整備が課題となっていたが、2019年に「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律(再エネ海域利用法)」が制定され、事業環境の整備も進みつつある。再エネ海域利用法では、経済産業大臣と国土交通大臣が、洋上風力を実施可能な促進区域を指定。公募で事業者を選定し、長期占有を可能とする制度を創設。FIT期間とその前後に必要な工事期間を含め必要となる占有期間(30年間)を担保し、事業の安定性を確保している。また、地元との調整を円滑化するための協議会を設置。対象区域指定について、関係省庁とも協議し、先行利用との調整についても国が関わり、事業者の予見性を向上させている¹¹⁾。また、価格面も公募選定基準とするため、競争によるコスト低減も狙っている。2020年7月には、有望な4区域として秋田県の能代市、三種町、男鹿市沖、秋田県の由利本荘市沖(北側・南側)、千葉県の銚子市沖、長崎県の五島市沖の4か所を促進区域に指定した¹²⁾。また促進区域のうち3区域での入札上限価格も29円/kWhとすることも2020年9月に決定している。

(1) 取り組みの全体感

洋上風力は欧州以外ではまだ実績の少ない技術である。欧州でも着床式が主流(遠浅な海域が広がるという地理的特性のため)で浮体式はまだ少なく技術的にも確立はしていない。日本風力発電協会による風力発電のポテンシャルからもわかる通り、日本では、遠浅で風が吹く海域は限られるため、沖合の浮体式が主力になるとみられる。日本の石油企業にとっては、ビジネスを行いやすい環境にある日本で実績を早急に積み上げ、地の利があるアジアで展開するアプローチが考えられる。アジアの途上国においても環境・気候に対する関心は高まっておりニーズが見込める。洋上風力の展開可能性としては、①再エネ電力供給②石油事業の低炭素化③水素製造が考えられる。石油事業の低炭素化とは、上流開発時の油田への電力供給等が挙げられる。また、水素製造は、系統接続制

約があった場合でも発電電力を水素製造に用いるというもので、長期的な取り組みとしては可能性がある。

(2) 具体的なアクションプラン

現時点では、日本の石油業界が単独で洋上風力開発に取り組むには知見が不足している。そのため、既存事業の関係等を生かしつつ適切なパートナーを見つけ、コンソーシアムを形成することが求められる。また、海外案件に投資等で参画し、着床式も含め欧州企業と共同しながらノウハウを得て経験値を上げることも有用である。同時に、国内案件で実績を積み上げることも必要である。そのほかM&Aにより、技術や経験を買うことも取り組みを加速するためには有効なアプローチといえる。

事業を進める上で注目すべきポイントとして、送電線接続の可否、進め方があげられる。現状は課題があるため、政府主導でプッシュ型送電網形成がすすめられておりその動向にも注目したい。また、FIT から FIP 制度への移行が進んでいくため、経済性についても注視が必要である。

(3) 石油業界が風力発電に取り組む理由

ビジネス機会や日本のポテンシャルの高さ以外に、石油業界の洋上風力発電に対する親和性につながるものはいくつかある。既に陸上風力での知見があること。石油のビジネスはエリア特定ではなく、日本全国でビジネスを行ってきたため全国での取り組みが可能である点。また各地で製油所を始めとした製造拠点で、地元と共に事業を行ってきた強みがある。地域の関係者との共生が大きなポイントの一つとなる洋上風力には、この経験は一つのアドバンテージになると考えられる。以下の表9のように石油各社による国内外での洋上風力への参画の事例も出てきており、今後の拡大が期待される。

表9 石油業界の風力発電への取り組み事例

企業	事例
出光	・2019年 ノルウェー 浮体式洋上風力設備 8.8 万 kW の開発 (権益保有油田に電力供給も)
ENEOS	・2019年 台湾 洋上風力発電事業への参画 64 万 kW の洋上 風力発電に出資 (出資比率 6.75%) ・2020年 秋田 ジャパンリニューアブルエナジーの洋上発電 風力事業に東北電力と出資 (15.5 万 kW 予定)
コスモエコパワー	・2019年 北海道石狩沖 洋上風力発電事業環境評価手続き開 始 100 万 kW

(出所)各社 PR より筆者作成

6-3. カーボンリサイクリング

中長期的な取り組みとして、注目したいのはカーボンリサイクリングである。CO₂を分離・回収し、貯留することで大気中への CO₂排出を抑制するだけでなく、回収した CO₂を資源と捉え、鉱物化や人工光合成、メタネーションによって素材や燃料に転換、再利用するというものである。化石燃料の販売を継続するためには CO₂排出の抑制が求められ、カーボンリサイクリングは気候変動対策に資する必須の取り組みだと考える。技術開発には時間がかかるため、早い段階で取り組みを強化し、将来的にはカーボンニュートラルな燃料油販売にまでつなげられれば理想的である。

経済産業省のカーボンリサイクル室のロードマップにもある通り、早期の普及実現を目指す短期的な取り組みと、中長期の普及を目指す取り組みがある¹³⁾。短期的な取り組みは CO₂の(分離・回収・利用・貯蔵の低コスト化)、EOR^{iv}での活用、各プラントでの分離回収等である。また、短期の視点では高付加価値で代替が可能なものから導入することが望ましく、化学品(ポリカーボネート等)、液体燃料(バイオジェット燃料等)、コンクリート製品(道路ブロック等)等が期待される分野である。中長期的には、需要が多い汎用品にも取り組みを拡大していくことが考えられる。

iv EOR: Enhanced Oil Recovery、CO₂圧入攻法に代表される進回収技術

(1) 実現に必要なステップやアプローチ

CCSに限ってみても、日本での取組事例はまだ2例と少ない。1例目は、新潟県長岡市で行われた実証実験で、2003年から18ヵ月間で計1万tのCO₂を帯水層に貯留を行ったもの¹⁴⁾。そして、2例目は北海道苫小牧で行われた実証実験。こちらは、出光興産の北海道製油所内にある水素製造設備から発生するCO₂を貯留層に圧入した実証実験である。2016年～2019年にかけて圧入、貯留を行い累計30万tの圧入を達成し、圧入停止後も安定して貯留層にとどまることが確認されている¹⁵⁾。今後は実証実験の参加件数を増やし、CO₂の分離、回収、貯留技術の開発をすすめるべきである。同時に回収したCO₂の変換技術の開発も進めていく必要がある。技術開発をする中で、CO₂の回収コストの低下など経済性を高めるための取り組みも求められる。同時に、CCSが収益を生むわけではないため、経済性を踏まえた導入インセンティブ、法制度、税制などの検討が必要である。

(2) その他課題

資源産出国は、回収したCO₂を採掘後の油井等に圧入することができるが、日本は近隣で資源を採掘できる国でないため、CO₂の貯留場所が限られている。内陸に適地を探しても近隣住民の理解や、建設費など多大なコストが発生する。そのため、海底下での圧入技術の研究も必要である。また適地を国内だけににとめるのではなく、海外産油国等での事業展開、協力が不可欠である。産油国でCCSを行い、輸入原油とオフセットする。このことで、石油元売りはカーボンニュートラルな原油を利用し低炭素ガソリンを販売できる。また、産油国側はCO₂をEORで利用し原油の回収率を向上させ、油井アセットの座礁化を回避できWin-Winの関係が築ける取り組みといえる。

(3) 石油業界が生かせる強み

石油業界は、中東産油国と長きに亘る取引関係がある。この長期取引で培ってきた信頼関係を生かして、CCS、CCUを中東産油国と行うことは石油業界が持つ強みを生かした取り組みといえる。また、長年に亘り、大量の石油製品、石化製品の精製、製造をハンドリングしてきた経験は、CCUの技術開発につながる強みと言える。そのため是非、CCS、CCUにより積極的に取り組み、将来に備え知見を高め技術開発、仕組みの構築に関わるべきである。

6-4. 各プレーヤーが行うべきこと

上記の重要な処方箋を実現するために関係するプレーヤーにはどんな取り組みが必要だろうか。企業側はまず個社で取り組める活動を最大限行うことが求められる。まず、長期の取り組みが必要なカーボンリサイクリングの実証実験に積極的に参加する。そして、技術開発を通じ、経済性を担保するために必要な仕組みを企業として整理する。個社で不足する分野(技術、資金力等)については、他社(業界を超えて)との連携を柔軟に行う。また、産油国や海外勢とのパートナーシップ、仕組み構築を検討する必要がある。さらに政府とより積極的にコミュニケーション、連携を図る姿勢が求められる。

長期的な取組が必要となるカーボンリサイクリング技術の商業化が石油業界はもとより、日本の産業界全体にとっても重要であるため、政府は技術の成熟化の支援を行うべきである。例えば、R&D開発の支援数の増加、実証PJ等規模の拡大、国を跨ぐ実証PJのアレンジ等が考えられる。また、商業化を進めるためには、排出量削減や炭素価値の評価をカーボンリサイクリングにも適用する等の施策が有効だと考えられる。その他必要な政策支援としては、調整機能(地方自治体を巻き込むケース、省庁間をまたぐ内容、国を跨ぐ案件)や、仲介機能(民間企業が資本の壁、人の壁を超える)としての役割がある。

7. まとめ

日本の石油業界を取り巻く環境は大きく変化し、気候変動対策や、脱炭素化に向けた圧力は高まっている。国内の燃料油需要は減るが、電力や再エネは伸びが見込まれる。世界では、地域別に需要見通しが異なる。アジアは、増大する需要を化石燃料で賄い再エネも伸びていく。

化石燃料企業各社の対応は様々であるが、全方向の取り組みを行うのは現実的な取り組みではない。そのため、時期に応じた対策を優先順位に応じて講じていくことが望ましい。短期的には、業界再編の進んだ国内では収益基盤を確保し、同時に海外進出し海外販売比率を高める。そして、再エネは特に洋上風力に注目しつつ取組を拡大させる。

中長期を見据え、カーボンリサイクリングへの取り組みは必須であるが、技術面、地理面、経済性等様々な課題があり長期的な取り組みが求められる。それらを実現するためには、各取り組みにおいて政府や国内外の企業との連携が欠かせない。一つ一つを自らの業界の強みを生かしながら取り組む先に、持続可能性をつないだ石油業界の未来がある。

参考文献

- 1) 経済産業省, 石油需要想定検討会燃料油ワーキンググループ 2019.3.29
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shigen_nenryo/sekiyu_gas/sekiyu_shijo/pdf/006_02_00.pdf
 (アクセス日 2020.10.19)
- 2) 日本エネルギー経済研究所, IEEJ Outlook2020, (2019)
- 3) IRENA, Renewable power generation cost in 2019, (2019)p.22-23
- 4) 古藤太平(JOGMEC 調査部), メジャー企業のエネルギートランジション戦略, (2020.5)
- 5) 古川恵理(JOGMEC 調査部), メジャーズのポートフォリオ戦略, (2018.5)
- 6) BP PR, Strategy overview, (2020.8)
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/2q-strategy-2020-bernard-looney-strategy-overview.pdf> (アクセス日 2020.10.19)
- 7) Total PR, Total adopts a new climate ambition to get to net zero 2050, (2020.5)
<https://www.total.com/media/news/total-adopts-new-climate-ambition-get-net-zero-2050>
 (アクセス日 2020.10.19)
- 8) Total PR, 2020 strategy & outlook presentation, (2020.9)
<https://www.total.com/media/news/press-releases/2020-strategy-outlook-presentation>
 (アクセス日 2020.10.19)
- 9) 経済産業省, 第五次エネルギー基本計画, (2018.7)
<https://www.meti.go.jp/press/2018/07/20180703001/20180703001-1.pdf> (アクセス日 2020.10.19)
- 10) 日本風力発電協会, 洋上風力の主力電源化を目指して, (2020.7)
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/yojo_furyoku/pdf/001_04_01.pdf
 (アクセス日 2020.10.19)
- 11) 経済産業省, 再エネ海域利用法について, (2019.12)
<http://www.pref.hokkaido.lg.jp/kz/kke/yojoshiryoku1.pdf> (アクセス日 2020.10.19)
- 12) 経済産業省 PR, 再エネ海域利用法に基づく促進区域指定, (2020.7)
<https://www.meti.go.jp/press/2020/07/20200721005/20200721005.html> (アクセス日 2020.10.19)
- 13) 経済産業省 HP, カーボンリサイクル技術ロードマップ, (2019.6)
<https://www.meti.go.jp/press/2019/06/20190607002/20190607002-1.pdf>
 (アクセス日 2020.10.19)
- 14) 地球環境産業技術研究機構 HP, 長岡 CO₂圧入実証試験
<https://www.rite.or.jp/co2storage/safety/nagaoka/> (アクセス日 2020.10.19)
- 15) 経済産業省, NEDO, 日本 CCS 調査, 苫小牧における CCS 大規模実証試験総括報告書 30 万トン圧入時点報告書, (2020.5)
<https://www.meti.go.jp/press/2020/05/20200515002/20200515002-2.pdf> (アクセス日 2020.10.19)

アジア諸国における再生可能エネルギーの現状と課題◆

Renewable Energy Situation and Challenges in Asian Countries

永田 敬博* 吉田 昌登** 關 思超***

Abstract

Countries aiming carbon neutral in 2050 are increasing and Japan's prime minister also pledged the country's 2050 targets (carbon neutral) on October 26th 2020. Renewable energy will be of even more importance. It can also be expected that under the new 2050 target energy cooperation between Japan and developing countries will give more focus on clean energy technologies, especially on applying Japanese technologies in these countries for their GHG reduction. This paper conducted a study on the energy and renewable energy situation, especially detailed renewable policy in selected Southeast Asian (ASEAN) countries: Vietnam, Thailand, Malaysia, Indonesia, and the Philippines.

These ASEAN countries, especially Vietnam, Thailand and Malaysia, have seen substantial expansion of Renewable energies. However, increasing PV and wind electricity may also lead to grid instability. Japanese technologies, such as battery, demand response (DR) and demand side management (DSM) can help to solve the grid integration challenge. Financial and institutional design for supporting renewable energies is also important in cooperation with these countries.

Key words: Renewable energy, Developing countries, Grid stabilization

1. はじめに

近年、我が国では再生可能エネルギーへの取り組みが進んできている。国の方針としても再生可能エネルギーを主力電源の一つとして位置づけ、洋上風力の普及拡大も視野に取り組みが進められている。また、企業においても2050年に向け、ネットゼロを目指す取り組みや再生可能エネルギー100%を目指したRE100へ加盟する企業も増加してきている。2020年10月の菅首相の「2050年までに、温室効果ガスの排出を全体としてゼロを目指す。」との宣言により、再生可能エネルギー拡大の動きはより活発になると見込まれる。

(一財)日本エネルギー経済研究所では、経済産業省の委託事業として、長年にわたり、東南アジア等の各国の再生可能エネルギー導入状況に関する調査研究、ならびに、それら対象国に対して、我が国の再生可能エネルギーや電力系統安定化等に関する制度や技術を紹介する事業を手掛けている。

そこで、本稿ではベトナム、タイ、マレーシア、インドネシア、フィリピンの5カ国についてエネルギー状況などを横並びでまとめるとともに、再生可能エネルギー政策等の整理を行い、今後の当該地域での再生可能エネルギーを中心としたビジネス展開に関して考察する。

2. 東南アジア各国のエネルギー状況

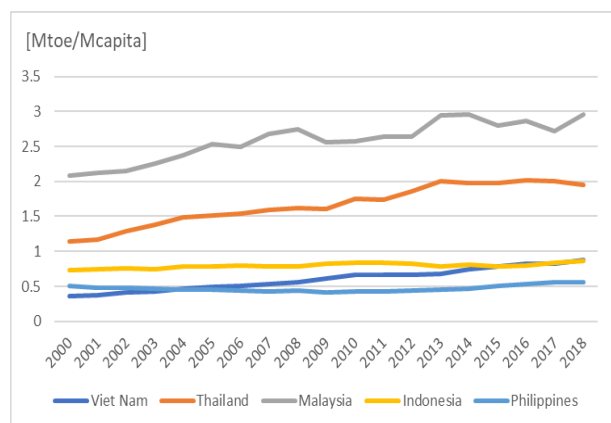
はじめに対象5カ国のエネルギー状況を把握するため、IEAの資料に基づき¹⁾、一人当たりの一次エネルギー消費、電力消費の関係をまとめたものを図1示す。年々エネルギー需要が拡大する傾向となっている。GDPとの関係を明らかにするために、横軸を一人当たりのGDP、縦軸を一人当たりの一次エネルギー消費と電力消費として図2に示す。両者の間に明確な正の相関があることがわかる。

◆ 本論文は、第37回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（エネルギー・資源学会主催）の発表論文です。

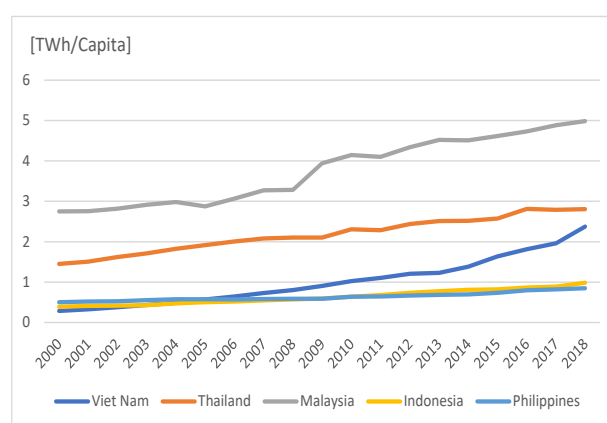
* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 研究主幹

** 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 研究主幹

*** 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員



a. 一次エネルギー



b. 電力

図1 一人当たりの年間エネルギー消費

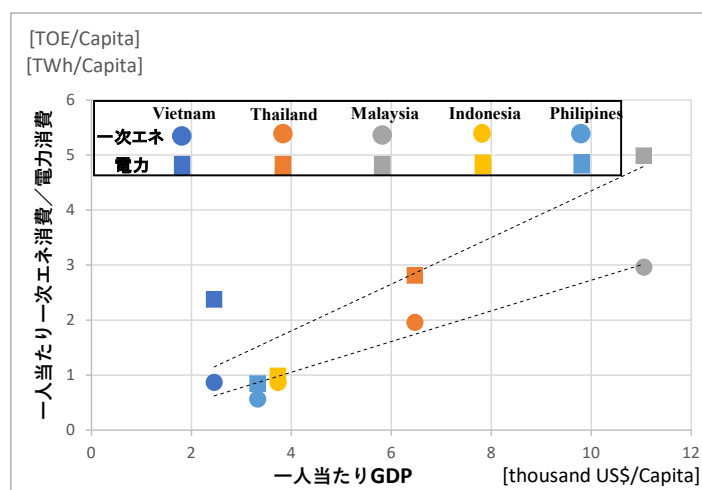


図2 一人当たり GDP とエネルギー消費の関係

3. 再生可能エネルギーの普及状況

3-1. 再生可能エネルギー全般の普及状況

次に各国の再生可能エネルギーの普及状況について整理する。図3に水力を含む各国の再生可能エネルギー発電のシェア¹⁾を示す。2018年ではベトナムが最も高く約35%、次いでフィリピンが約23%程度で、その他は17%程度である。なお、再生可能エネルギー発電の内訳を図4に示すが、各国とも水力がある程度の割合を占め、特にベトナム、マレーシアでは大半を水力が占める。その他、フィリピン、インドネシアは地熱、タイ、インドネシアはバイオマスも盛んである。

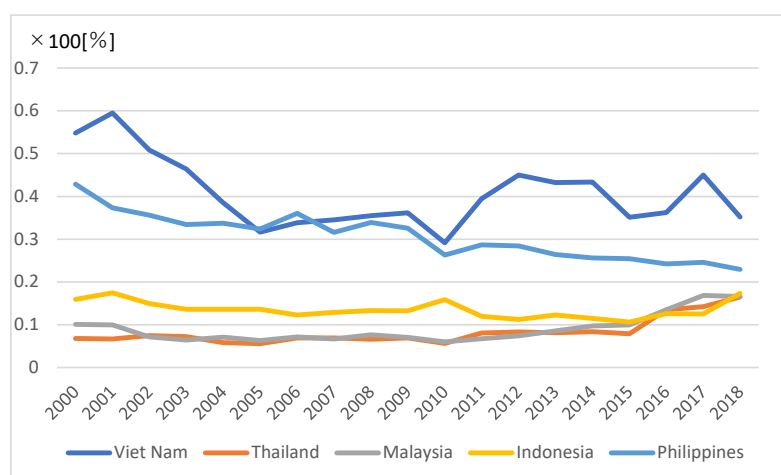


図3 再生可能エネルギー（水力含む）のシェアの推移

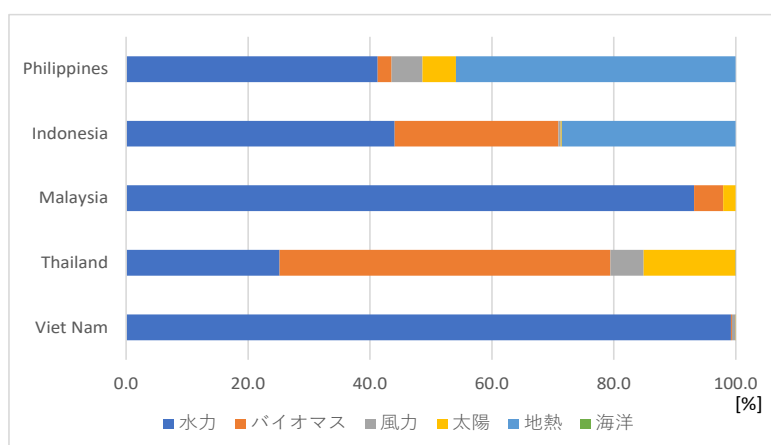


図4 再生可能エネルギー（水力含む）の内訳

3-2. 太陽光発電、風力発電の普及状況

近年、グローバルな普及進展に伴い、発電単価が大きく下がってきている太陽光発電と、今後、我が国においても洋上風力などの開発が期待されている風力発電に絞って普及状況を整理する。太陽光発電や風力発電は日射量や風速によりその出力が変動する変動電源であり、我が国ではその普及拡大を見据えた制度設計や系統安定化技術等の技術開発が盛んになってきており、東南アジア各国でこのような変動再生可能エネルギーが拡大すれば、それに応じた制度導入支援や関連技術のビジネス展開が期待できる。

太陽光発電・風力発電の普及は特に最近の変化が急なため、2019年までの発電容量のデータがまとまっているIRENAのデータ²⁾を元にそれぞれの発電容量についてまとめたものを図5に示す。太陽光発電・風力発電ともに、タイでの近年の伸びが著しい。また、ベトナムでは2019年に太陽光発電で顕著な伸びが見られる。

再生可能エネルギー全般、ならびに太陽光発電・風力発電に関しても導入の伸びとGDPとの相関は見られず、経済発展が再生可能エネルギー普及の要因とは必ずしもなっていない。なお、風力に関してはタイでは2019年までに1,400MWを超える導入となっているが、太陽光発電に比べれば少なく、今後の伸びも後述するように洋上風力の開発も盛んなベトナム以外は今後の大幅な伸びは期待が薄いため、次章では太陽光発電を中心に考察を行う。

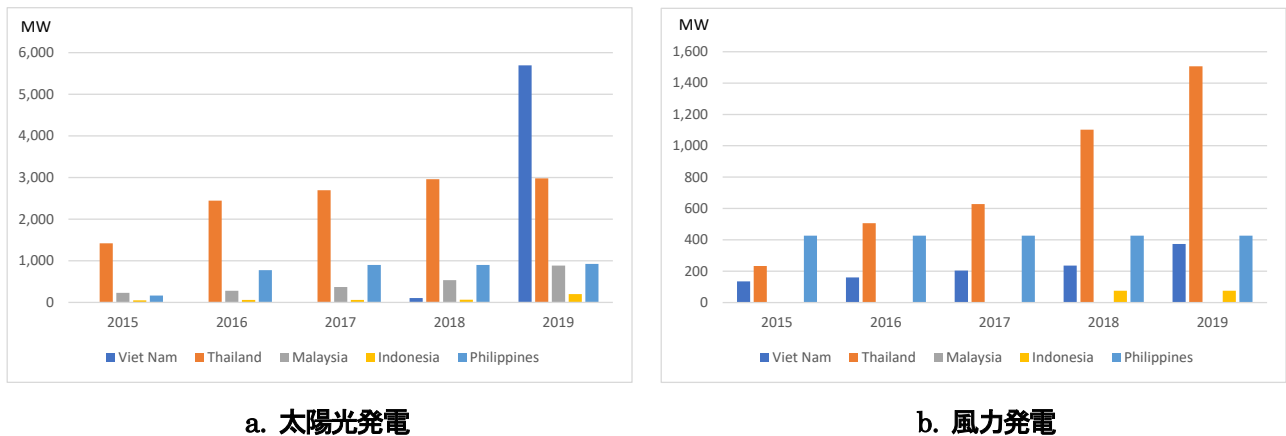


図5 太陽光発電、風力発電の発電容量推移

4. 太陽光発電普及の要因

地熱、バイオマス、そして風力発電に関しては、今回対象とした5カ国においてポテンシャルは大きく異なり、その普及に関しては様々な要因が絡んでくるが、太陽光発電に関しては、赤道付近に位置する各国で、そのポテンシャルに大きな差異はなく、その普及に関しては各国の政策の影響が大きいと考えられる。

そこで本章では、各国の太陽光発電に関する普及政策や電力価格等の評価を行い、現状までに普及要因を分析するとともに、将来的な普及に関して考察する。

表1に各国での固定価格取引制度（Feed-In-Tariff, FIT）の概要をまとめる。

表1 各国の太陽光発電のFIT制度概要

国	導入時期	買取価格[US cent/kWh]*
ベトナム	2017年	2017年：8.34 2019年7月：6.58～8.33
タイ	2013年	ルーフ上 [°] ：19.7～22.3 地上設置：14.4～18.1
マレーシア	2011年	大規模：4.32～13.9** その他：7.68～16.1**
インドネシア	2006年	3.19～3.92***
フィリピン****	2012年	18.5

* 2020年10月の換算レートで計算。

** 2018年以降の買取価格より算定

*** PNL 発電コストの65～80%より算定。発電コストは業務用料金（7¢/kWh（JETRO 調べ））の70%と想定

**** 2018年2月に認証終了

各国の買取価格には差異があり、FIT 導入時期についても10年近く幅がある。FIT 制度の太陽光発電普及への影響を考察するため、太陽光発電コスト（Levelized Cost of Electricity: LCOE）³⁾ や各国の電気料金（業務用電気料金）⁴⁾ を合わせて評価した結果を図6に示す。

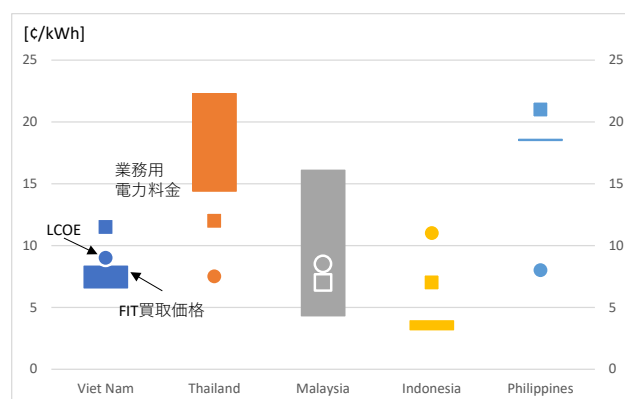


図6 FIT 買取価格と太陽光発電コスト、業務用電力料金との関係

タイは FIT 買取価格が LCOE の倍以上の価格となっており、業務用電力料金よりも高い価格で設定されているため、発電事業者にとっても自社で太陽光発電を導入しようとする者にとっても導入するインセンティブが働き、順調に普及してきているものと考えられる。一方、インドネシアでは FIT 導入時期は 2006 年と早いですが、FIT 買取価格が発電コストの 65～80%と規定されているため、買取価格は LCOE や電力料金に比べ安価であり、導入のインセンティブが低く、導入が低迷してきたと考えられる。フィリピンの FIT 買取価格は LCOE より高額のため発電事業者として太陽光発電に取り組むインセンティブとなっていたが、2018 年に目標導入量を達成したため、太陽光発電及び風力発電の認証が終了したため、その後の伸びは見られない。ベトナムに関しては、LCOE や業務用電力料金に比べ、やや安価な FIT 買取価格にも関わらず、2019 年に大幅に発電容量が増加した要因は明確でない。また、マレーシアに関しては FIT 買取価格に大きな幅があるため、太陽光発電がタイなどに比べ導入量は少ないが、毎年順調に拡大してきており、特に 2018 年から 2019 年にかけての伸びは大きい。

5. 対象各国における今後の再生可能エネルギー普及及び我が国の貢献に関する考察

ここまで、対象各国のエネルギーや再生可能エネルギー普及状況を整理し、太陽光発電普及の要因を、FIT 制度を中心に考察した。ここでは、対象 5 カ国それぞれについて、今後の再生可能エネルギー普及及び我が国の貢献やビジネス展開の可能性について考察する。

5-1. ベトナム

5-1-1. 再生可能エネルギー状況及び今後の見通し

ベトナムの太陽光発電及び風力発電の最近の伸びは著しい。太陽光発電に関しては、2020 年 5 月に FIT 買取価格の見直しが行われ、表 2 に示すように太陽光発電の設置形態や地域により買取価格を変えるなどの配慮をしながら、適正な太陽光発電の普及の推進を図っている。

表 2 2020 年 7 月から 2 月の FIT 買取価格⁵⁾

太陽光発電技術	買取価格	
	VND/kWh	US cent/kWh
浮体式太陽光発電	1,783	7.69
地上設置太陽光発電	1,644	7.09
Ninh Thuan 地域での系統連携している太陽光発電	2,086	9.35
ルーフトップ太陽光発電	1,943	8.38

また、2019年以降の風力発電の開発は顕著である。この大きな要因として、海外資本のベトナム風力発電市場（特に洋上風力）への展開がある。ベトナムとデンマークは風力発電開発で協力関係を深めており、両国での試算では洋上風力のポテンシャルは160GWに上ると見積もっている⁶⁾。2020年だけを見ても、7月にはシーメンス・ガメサ・リニューアブル・エナジー（スペイン）が、ベトナム南部で計画される洋上風力発電所2地点（合計出力165MW）で風力発電機36基を受注し、ベスタス（デンマーク）もベトナム南部の風力発電所に合計50MWの風車を納入するなど、欧州の2大風力発電機器メーカーの動きが盛んである⁷⁾。また、同じく2020年7月にはデンマークの洋上風力企業グループであるCopenhagen Infrastructure Partners (CIP)が3.5GWの洋上風力発電事業で基本合意した⁸⁾。

ベトナム政府が5年ごとに策定する電力マスタープランの第7次計画改定版（以下、改定PDP7）が、2016年3月に発表されたが、その中で再生可能エネルギーの目標値は表3のように設定された。

2030年に向け、風力発電、太陽光発電は高い目標が示されており、またFIT買取価格も風力発電は2018年に7.8US cent/kWhから8.5S cent/kWh（陸上風力）、9.8S cent/kWh（洋上風力）に上げ⁹⁾、太陽光発電でも表2に示すように引き上げるなど、支援策を強化しており、海外資本の進出も積極的であり、今後、ベトナムの再生可能エネルギー普及は加速するとみられる。

表3 改定PDP7での再生可能エネルギー目標

	2020	2025	2030
水力 （小水力含む）	21,600MW (29.5%)	24,600MW (20.5%)	27,800MW (15.5%)
風力発電	800MW (0.8%)	2,000MW (1%)	6,000MW (2.1%)
太陽光発電	850MW (0.5%)	4,000MW (1.6%)	12,000MW (3.3%)
バイオマス	750MW (1%)	1,824MW (1.2%)	3,281MW (2.1%)

5-1-2. ビジネス展開の可能性

ベトナムは、近年FIT価格の引き上げ等により太陽光発電や風力発電等のプロジェクトが活発になってきているが、一部で送電能力を超えた再生可能エネルギープロジェクトが進行することとなり、出力抑制等の技術や制度の充実が望まれる。また、急激な電力需要の拡大、発電の拡大に合わせた送配電の強化、高度化も望まれる。系統安定化やスマートコミュニティに関係した我が国の技術を紹介していくことが重要であると考えられる。

また、同国の再生可能エネルギー資源に関する資源分布等の調査を世界銀行等が支援しているが、風力発電等の大型化に伴い必要とされる風況の高度も変わり、洋上風力に対する動きが活発化している状況を鑑みて、最新の状況把握のため、資源分布の評価を行い、必要な技術等を紹介していくことも有効であろう。

5-2. タイ

5-2-1. 再生可能エネルギー状況及び今後の見通し

タイの太陽光発電導入量はFIT制度が下支えとなり、急速に増加してきている。また、2015年から2036年までの代替エネルギー開発計画であるAEDP2015によって設定された太陽光発電の導入目標（2036年までに6,000MW）は、AEDP2018（2018年から2037年までの代替エネルギー開発計画）により、15,574MWに上方修正されており、新たな目標を実現するためには更なる導入促進策が必要であると考えられる。太陽光発電の導入量増加に伴う、系統安定化に係るコスト負担の発生などが予測される中、太陽光発電事業者による余剰電力の個人間取引（Peer-to-Peer, P2P）を2021年に開始する計画などもある。また、2018年8月には、再生可能エネルギー企業BCPG社（タイ）とPower Ledger社（豪州）が共同で、ブロックチェーンを用いたP2Pの試験を

バンコク市内 T77 地域で実施した開始した。学校、アパート、病院などで総設備容量 700MW のルーフトップ型太陽光発電を活用した取組みは世界最大規模であり、マイクログリッドにも適用できるものとして期待されている¹⁰⁾。

5-2-2. ビジネス展開の可能性

経済発展が著しいタイは既に発展途上国ではなく、中進国と呼ぶべき段階に至っている。経済発展やそれに伴う都市化の進展によってタイのエネルギー需要は急増しており、エネルギー自給率向上や環境問題対策に有効な再生可能エネルギーの重要性も増しているため、この分野でのニーズはこれから本格化していくものと考えられる。

タイでは太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーのさらなる導入を目指しているものの、電力系統の整備や導入促進策の設計に課題を抱えているため、これらの分野で先行している日本の技術や知見を活用したビジネス展開に有効であろう。

また、タイではスマートグリッド、スマートシティなどの取り組みも見られるが、政策面では不十分なところもあり、これらに関するマスタープランのコンサルティングなども有効と考える。

5-3. マレーシア

5-3-1. 再生可能エネルギー状況及び今後の見通し

マレーシアは、FIT 制度導入以降、再生可能エネルギーは着実に拡大してきている。FIT によって再生可能エネルギーの累積導入量は、2020 年 10 月時点で 604.44MW に達している。その内訳は、太陽光発電が最も多く 380.24MW となっており、次いでバイオマスが 82.7MW、バイオガス（埋立地・農業廃棄物バイオガス）が 62.94MW となっている。

太陽光発電に関しては、大規模太陽光発電が競争入札に移行し、2016 年からは住宅分野等で余剰電力買取制度（Net Energy Metering, NEM）を開始するなど、様々な方策を講じてきている。今後も、1.6GW を超える大規模太陽光発電事業が計画されており、2020 年第 2 四半期時点で 690MW が稼働するなど、伸びが期待できる。

また、太陽光発電の産業政策として、研究開発への補助制度、産官学の協力、優遇税制、融資制度、プラント用地の調整などが実施され、マレーシアの太陽電池の生産量はセル、モジュールともに世界 3 位となっている¹¹⁾。外資の太陽光発電メーカーの投資については地方政府による誘致政策が進められ、世界のトップメーカーの多くはマレーシアをアジア市場の生産ハブとして生産ラインを投入した。

5-3-2. ビジネス展開の可能性

マレーシアは、東方政策（東アジア諸国から技術、強い労働倫理、勤労意欲などを学ぶ）を掲げており、その範囲はグリーン技術、再生可能技術、バイオテクノロジーなどに及ぶ¹²⁾。2015 年 5 月、日マレーシア二国間首脳会談後に出された「戦略的パートナーシップについての日マレーシア共同声明」¹³⁾ の中では「気候変動対策の観点から、再生可能エネルギー源による発電のための気候及び環境に優しい低排出・ゼロ排出技術や、あらゆる産業部門のエネルギー効率を高める技術の移転を通じて、気候変動に対処することの喫緊の必要性を確認した」と明記されており、日本として再生可能エネルギー分野における技術支援は重要な分野であろう。

5-4. インドネシア

5-4-1. 再生可能エネルギー状況及び今後の見通し

インドネシアでの再生可能エネルギー電源としては水力、バイオマス、地熱がほとんどであり、太陽光発電、風力発電は限定的で、いずれも 150MW 程度である。これは FIT 買取価格が国家電力公社（Perusahaan Listrik Negara : PLN）の発電コストの全国平均水準を上回る地域では、当該地域の発電コストを超えてはいけなかった、買取価格の上限設定も影響していると考えられる。

水力、バイオマス、地熱に関しても今後の大きな伸びへの期待は薄い。一方、太陽光発電について、インドネ

シア政府は 2025 年までに 6.4GW に引き上げることを目標としており、ディーゼル発電が中心で発電コストが高い、離島・遠隔域での拡大の可能性はある。

5-4-2. ビジネス展開の可能性

インドネシアでは、離島・遠隔地域における主要な電源は高価なディーゼル発電である一方、ジャワバリなど中心地域では安価な石炭火力発電が大量に導入されており、地域毎の発電コストは当該地域の電源構成によって大きく異なる。2017 年の再生可能エネルギー買取規則変更によって買取価格の上限は地域毎の平均発電コスト以下に抑えられたが、これにより、発電コストが高い離島・遠隔地域の方がジャワバリ地域よりも、再生可能エネルギーの買取価格が高くなり、経済性の観点からは、離島・遠隔地域は魅力的な再生可能エネルギーの投資先であるといえる。

他方、技術的な制約を見ると、離島や遠隔地では電力負荷が小規模であり、それらの地域では電力供給システムが独立しているケースも多いため、急激な出力変動を伴う再生可能エネルギーの大規模導入には適していない。出力変動への対策として蓄電設備やバックアップ電源併設、および総合的な系統運用が必要となるため、そこに技術的なニーズが生じると考えられる。また、離島における自立的かつ安定的、強靱なエネルギー供給という観点では、再生可能エネルギーと比較的長期的なエネルギー貯蔵に適した水素を組合せたシステムも有効であり、そのような革新的技術の適用可能性もあると考えられる。

このほか、エネルギー鉱物資源省（Ministry of Energy and Mineral Resources, MEMR）は、既存の石炭火力発電設備の活用および再生可能エネルギー促進の観点から、石炭・バイオマス混焼にも熱心に取り組んでいる。我が国は発電事業者を中心にバイオマス混焼の運用実績を有しており、燃料製造や発電所運用等の技術的観点で協力機会がある。

5-5. フィリピン

5-5-1. 再生可能エネルギー状況及び今後の見通し

フィリピンは、国家再生可能エネルギー委員会（National Renewable Energy Board, NREB）の提案により導入された固定価格買取制度（FIT）により、太陽光発電、風力発電は大幅に増加（2019 年時点で太陽光発電：922MW、風力発電：427MW）したが、2018 年には導入目標量を達成し、認証を終了したため、最近はほとんど伸びが見られない。

今後の普及に関しては、FIT 制度も見直しが行われ、改めて買取制度が再開されるかが鍵となると考えられる。

5-5-2. ビジネス展開の可能性

FIT の導入以降は、太陽光発電や風力発電といった変動電源の導入は NREP 目標に対して十分に進められている。しかし、例えばルソン島北部の太陽光発電所や風力発電所と電力需要地のマニラを結ぶ送電線が脆弱なため、発電所近辺の地域では再生可能エネルギーの出力変動の影響を受けやすいなど、電力供給地と需要地を結ぶ送電網の強化が望まれる。また、フィリピン自体が島嶼国であり、小規模島嶼地域にはマイクログリッドの導入などが考えられる。また、日本における出力抑制を含む変動電源対策制度や系統安定化技術などにもニーズがあると考えられる。

6. おわりに

本論文では東南アジア 5 カ国について、横並びでエネルギーや再生可能エネルギー状況をマッピングし、特に太陽光発電に関して、FIT 制度を中心にその普及に及ぼす影響を考察した。また、各国についてより詳しく、再生可能エネルギー関係の制度や状況を調べ、今後の我が国のビジネス展開の方向性について検討を行った。

前述した菅首相の「2050 年カーボンニュートラル」の宣言を受け、国連のグテーレス事務総長は「日本は 2050 年ネットゼロを達成するための技術、金融、エンジニアリングツールを有しており、技術支援や再生可能エネルギーのための金融支援などを通じて、開発途上国が同じ目的を達成することの支援を期待する。」との声明を出し

た。太陽光発電や風力発電等の単体技術は中国や欧州メーカーの方が低コスト化なども図られ、途上国への展開は難しいところがあるが、系統安定化なども含めた、複合的な技術を各国のニーズに即した形で提案し、また、系統安定化等に資する制度や運転維持費は安価だが、初期投資が高額な再生可能エネルギーの投資促進を促すための低金利融資や融資保証など、相手国における再生可能エネルギー普及のロードマップに貢献する形で取り組みを行っていくことが肝要と考える。

参考文献

- 1) IEA, World Energy Statistics and Balances 2020
- 2) IRENA, Renewable Energy Statistics 2020
- 3) BloombergNEF, Levelized Cost of Electricity
- 4) Jetro, 投資コスト比較, <https://www.jetro.go.jp/world/search/cost.html>,
(アクセス日 2020年10月20日)
- 5) Decision No. 13/2020/QD-TTg on the mechanism of encouraging development of solar power in Vietnam
- 6) NNAAsia, 2020年6月17日, ベトナムとデンマーク, 風力発電開発で連携
- 7) 電気新聞, 2020年7月29日, 欧州2大風車メーカー, ベトナム開拓に本腰/1100万キロワット開発計画
- 8) Recharge, 2020年7月22日, CIP plans 3.5GW Vietnam offshore wind project,
<https://www.rechargenews.com/wind/cip-plans-3-5gw-vietnam-offshore-wind-project/2-1-846588>
(アクセス日 2020年10月20日)
- 9) VIET JO, 2020年7月11日, <https://www.viet-jo.com/news/column/200708162238.html>
(アクセス日 2020年10月20日)
- 10) Medium ウェブサイト
<https://medium.com/power-ledger/case-study-learn-more-about-our-live-project-with-bcp-g-in-bangkok-thailand-ab7a31c8b464> (アクセス日 2020年10月20日)
- 11) International Energy Agency (2018) “Trends 2018 in Photovoltaic Applications,” p.57.
- 12) 外務省 (2011年3月) 『マレーシア国別評価 (第三者評価)』, p.45
https://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/oda/shiryo/hyouka/kunibetu/gai/malaysia/pdfs/kn10_03_01.pdf
(アクセス 2020年10月20日)
- 13) 外務省 (2015年5月25日) 「戦略的パートナーシップについての日マレーシア共同声明」, p.3.
<http://www.mofa.go.jp/mofaj/files/000081944.pdf> (アクセス 2020年10月20日)

エネルギー経済 第 47 巻 第 2 号

2021 年 6 月 1 日発行

編集責任者 大 森 嘉 彦

発行所 一般財団法人 日本エネルギー経済研究所
104-0054

東京都中央区勝どき 1 丁目 13-1

イヌイビル・カチドキ

e-mail: report@tky.iej.or.jp

