

エネルギー経済

第48巻・第2号 通巻397号

ミャンマーの電源構成と国際連系線

1時間値の電力需給を考慮した大規模世界エネルギーシステムモデルの開発

サウジアラビアの気候変動政策の評価

余剰電力を利用した水電解・蓄電池ハイブリッド型水素製造システムの経済性評価

メジャー企業の石油・天然ガス上流事業戦略とその比較

新型コロナウイルス感染拡大による2020年度のCO₂排出量への影響

ロシアのウクライナ侵攻が日本のエネルギー政策に与える影響

太陽光発電のFIT入札トレンド

目 次

ミャンマーの電源構成と国際連系線：コスト最小化モデル 碓井 良平 飯野 友美子 松尾 雄司	1
1 時間値の電力需給を考慮した大規模世界エネルギーシステムモデルの開発 大槻 貴司 小宮山 涼一 藤井 康正	16
サウジアラビアの気候変動政策の評価 －炭素循環経済・グリーン構想を中心に－ 近藤 重人	26
余剰電力を利用した水電解・蓄電池ハイブリッド型水素製造システムの経済性 評価 柴田 善朗 永富 悠	30
メジャー企業の石油・天然ガス上流事業戦略とその比較 野口 正義	37
新型コロナウイルス感染症拡大による 2020 年度の CO ₂ 排出量への影響 江藤 諒	57
ロシアのウクライナ侵攻が日本のエネルギー政策に与える影響 江藤 諒	61
太陽光発電の FIT 入札トレンド 尾羽 秀晃	63

ミャンマーの電源構成と国際連系線：コスト最小化モデル◆

Myanmar's Power Mix and International Interconnection: Cost Minimization Model

碓井 良平* 飯野 友美子** 松尾 雄司***

Abstract

In Myanmar, it is unclear how long the political turmoil caused by the military coup will last. However, one of the keys to sustainable economic development of the country and living standard improvement of the people continues to be tackling the increasing demand for electricity. This requires Myanmar's government to construct an electricity supply system based on long-term planning and to consider the installation of international interconnection lines under the situation where many countries is starting to go forward to decarbonization. Therefore, this paper illustrates the preferable energy mix for Myanmar in 2050 from the perspective of the 3Es (economic efficiency, environmental sustainability and energy security) in multiple scenarios, setting different carbon prices and hydropower potentials for Myanmar. In conclusion, Myanmar should strongly promote hydropower development, including large-scale power plants, which will contribute to ensuring 3E, and also promote the development of international interconnection lines with neighboring Thailand, which will improve the fiscal revenue from the electricity export.

Key words: Myanmar, Power mix, International interconnection, Cost minimization

1. まえがき

ミャンマーでは、2016年以降、アウンサン・スー・チー党首が率いる国民民主連盟(NLD)が政権を担ってきたが、新型コロナウイルス(COVID-19)が世界的に蔓延する2021年2月、同国国軍がクーデターを起し政権を掌握した。しかし、国民の多くが民主化を求めて反対運動を行い、国軍と国民との間の武力紛争が続いている。この混乱による政治経済への悪影響がどれほど続くかは不透明ではあるものの、ミャンマー経済の持続的発展とミャンマー国民の生活水準向上のための一つの鍵が電力需要増への対応であることに変わりはない。電力エネルギー省(MOEE)は、2019年12月に全世帯の50%の電力グリッドへのアクセスを実現し、その後も電力供給を強化している。電化率100%に向けての対策は継続されているが、発電所・送配電網の整備・拡充は長いリードタイムを必要とし、一度整備・拡充されたならば、通常は短くとも25~40年間はリプレイスされないため、電力供給システム全体を長期的な計画に基づき構築することが重要となる。また、隣国への電力輸出もミャンマー経済にとって便益をもたらすかもしれない。さらに、世界的な脱炭素化の潮流の中で、将来的にはミャンマーも化石燃料由来の電力を減少させなければならない可能性がある。そこで本稿では、炭素価格を含めたコスト最小化の観点から、2050年のミャンマーの最適な電源構成と国際連系線について考察し、ミャンマー政府が水力開発に注力し、隣国タイとの間の国際連系線敷設により電力輸出を検討すべきことを論じる。

◆ 本論文は、第38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。

* 計量分析ユニット 計量・統計分析グループ 主任研究員

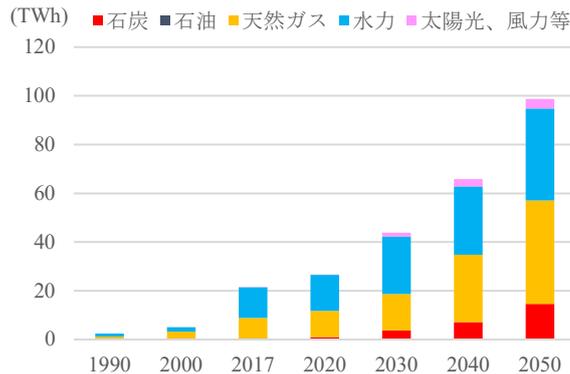
** 元 戦略研究ユニット 国際情勢分析1グループ

*** 立命館アジア太平洋大学 アジア太平洋学部 准教授

2. 先行文献調査

2-1. 電力需要の見通し

ミャンマーの総発電量は2000年にはわずか5TWhにすぎなかったが2018年には5倍の25TWhに増加している(IEA, 2021a¹⁾)。見通しはMyint (2021)²⁾によると、2050年にさらに4倍近くの99TWhまで増加する(図1)。またIEEJ (2021)³⁾は、2050年に2019年実績の6倍近くの137TWhに到達すると予測している。両者ともに計量経済学的アプローチで長期見通しを行っているが、結果を比較すると、2050年に99TWh~137TWhとやや幅があることがわかる。



(出所) Myint, 2021²⁾

図1 ミャンマーの発電量の実績・見通し

また電源構成について、Myint (2021)²⁾が2050年にガス火力43%、水力38%、石炭火力15%、変動性再生可能エネルギー(VRE)4%と予測する一方、IEEJ (2021)³⁾は2050年にそれぞれ60%、15%、21%、4%と推計しており、電源構成の見通しも両者で異なる。

2-2. 主要エネルギー源別電力の見通し

2-2-1. ガス火力

ガス火力は、ミャンマーの電源構成において、水力に代わる主力電源になりつつある。IEA (2021a)¹⁾によると、2010年には、6.2TWhの水力に比べ、ガス火力は1.8TWhにすぎなかったが、2019年には、10.5TWhの水力を大きく抜いて、ガス火力は11.3TWhとなった。同文献¹⁾によれば、総発電量に占めるガス火力シェアは、2010年の20.4%から2019年には46.7%にまで増加している。

もっとも、ガス火力はこれまで国産天然ガスを活用してきたが、国内ガス田が枯渇しつつあり、今後は液化天然ガス(LNG)輸入を拡大する必要がある。2014年にミャンマーでは天然ガスの国内生産量約1,900mmscfdのうち8割をタイと中国に輸出し、2割を国内で消費していた(日本工営 etc., 2016⁴⁾)。しかし、2040年には国内生産量は約810mmscfdまで減少する一方、国内需要は1,142mmscfdまで増加するため、輸出をすべて停止しても国内需要を賅うことができない(Kobayashi & Phoumin, 2018⁵⁾)。NLD政権は新たなガス鉱区の調査・開発を進めたが大きな埋蔵量は確認されておらず(Kobayashi & Phoumin, 2018⁵⁾)、ミャンマーは天然ガス輸出国からLNG輸入国へと移行する。実際、2020年5月には初めてLNG輸入を開始し(Yep, 2020a⁶⁾)、MOEE大臣はLNG火力を4,000MW増強することに着手済であることを表明している(Yep, 2020b⁷⁾)。

2040年のガス需要の約8割が発電需要と予想される(Kobayashi & Phoumin, 2018⁵⁾)ため、国内ガス田の調査・開発をさらに進める一方、発電に必要なガス消費量を予測することも重要となる。

2-2-2. 石炭火力

政府は増加する電力需要を賄う新たな電源として石炭火力の開発を検討してきたが、これまで、地元住民の反対や石炭流通網の未整備などによって進捗は滞っている。

既存の石炭火力は Tigyit 石炭火力(120MW)のみであり(Emmertson et al., 2015⁸⁾)、総発電量に占める石炭火力シェアは、2019年時点で9.3%にとどまっている(IEA, 2021a¹¹⁾)。政府はこれまでいくつかの地域で石炭火力の新設を検討してきたが、環境および社会への影響を懸念する地元住民の反対によって開発は停滞している(Myanmar Times, 2018⁹⁾)。また、2021年7月更新のNDCでは、2030年の設備容量ベースの電源構成に占める石炭火力シェアについて、ミャンマー単独で取り組んだ場合(unconditional)は20%、国際的な支援が提供される場合(conditional)は11%と想定しており、国際的な支援を得て、石炭火力の利用を低減する方針を示している(Myanmar, 2021¹⁰⁾)。

石炭供給については、国内炭の主な埋蔵は北西部や中東部で確認されているが、いずれも需要の中心であるヤンゴンからは距離が遠い(Emmertson et al., 2015⁸⁾)。輸送手段として、鉄道には十分な能力がなく、河川は雨季には十分な水量がある一方、乾季は水位が低くバージ船による輸送には適さない(ERIA, 2020¹¹⁾)。また、鉱区ごとの埋蔵量あまり大きくないため、大規模な石炭火力に安定的に石炭を供給できる鉱区は極めて限られている(ERIA, 2020¹¹⁾)。つまり、現状では国内炭には供給上の一定の制約があるため、輸入炭の活用が必要になる。

今後、増加する電力需要を賄う電源として一定程度の活用を進めるならば、地元住民の理解を得ることを前提に、環境および社会への影響を配慮しながら、国内炭・輸入炭のサプライチェーンを整備してゆく必要がある。

2-2-3. 水力

ミャンマーには豊富な水資源があるが、環境社会配慮および乾季の水不足の観点から開発が滞っている。水力の技術的に実現可能なポテンシャルは、IFC (2020)¹²⁾や Tang et al. (2019)¹³⁾によると40~50GWあり、MOEEのAye (2017)¹⁴⁾は100GWあると主張する。しかし、過去のダム開発に際して地元住民への配慮が不十分であったことや、生態系に対する負の影響が不安視されていることなどから、特に大規模水力開発への反対がある(Dapice, 2015¹⁵⁾)。また本来、乾季にもフル稼働するために雨季に貯水槽に十分な水が蓄えられるべき(Saw & Li, 2019¹⁶⁾)だが、現実には、乾季に出力が下落したり、ゼロになる水力もある(Dapice, 2015¹⁵⁾)。これらの事情を踏まえ、Schmitt et al. (2021)¹⁷⁾は、水力ポテンシャルは6.7~10.3GWと考えるべきと主張するが、ミャンマー政府は2021年7月にその更新NDCのなかで、大規模水力を含む2030年の水力ポテンシャルを22.8GWとしている(Myanmar, 2021¹⁰⁾)。大規模水力の開発には20年程度の長いリードタイムが必要とされる(Dapice, 2015¹⁵⁾)ため、長期的な開発計画が必要となる。

このミャンマーの水力開発停滞の状況に対し、IFC (2020)¹²⁾は、環境社会影響のアセスメント基準策定を支援し、開発可能なエリアの特定を図っている。また、IEA (2021b)¹⁸⁾は、水力の価値を世界的に再認識する必要があるとし、乾季の水不足には太陽光との組合せを提案する。ミャンマーの文脈においても、ERIA (2020)¹¹⁾がミャンマーの長い日照時間を生かし、乾季の太陽光と水力を組み合わせることが、電力の安定供給につながる可能性を示している。さらに、IEA (2021b)¹⁸⁾は、水力の長い建設リードタイムは、承認プロセスの合理化により、迅速な開発を期待でき、特に大規模水力は長期的な収入予見性が高いため、資金調達コストを下げ、プロジェクトの実行可能性を高めることができるという。

2-2-4. 再生可能エネルギー(水力を除く)

ミャンマーは2019年に初めて商業規模の太陽光の運転を開始するなど、再生可能エネルギー開発に向けて動き始めているが、政府は個別のエネルギー源についての明確な導入目標やロードマップを示していない。

従来から、政府は太陽光による農村部の電化を促進しており、様々な国際機関の支援を受けて、Solar Home System (SHS)やミニグリッドにおける太陽光の活用を進めてきた(Solar Power Europe, 2019¹⁹⁾)。太陽光のポテンシャルはASEANの中でも比較的大きく、年間約40TWhと推定されている(ADB, 2016²⁰⁾)。2021年7月更新のNDCでは、再生可能エネルギーの開発状況について、太陽光は稼働済40MW、建設中8.25MW、入札プロセス1,060MW、風力発電は実現可能性調査段階30MWとしており(Myanmar, 2021¹⁰⁾)、開発の中心は太陽光であることがわかる。同文献¹⁰⁾では、2030年の設備容量ベースの電源構成に占める再生可能エネルギー(水力を除く)

シェアについて、ミャンマー単独で取り組んだ場合(unconditional)は 11%、国際的な支援が提供される場合(conditional)は 17%と想定しており、国際的な支援を得て、再生可能エネルギーの利用を促進する方針を示している。

さらなる太陽光の開発に向けては、Aung et al. (2018)²¹⁾も指摘しているように、政府による再生可能エネルギー開発に関する政策・戦略の明確化や、適切な法律・規制の枠組みが必要である。

2-3. ASEAN Power Grid (ミャンマー・タイ国際連系線)

ASEAN 地域では、地域資源の効率的な利用と共有を促進することによるエネルギーセキュリティの向上を目的に、地域を国際連系線で結ぶ ASEAN Power Grid (APG)構想が進められている(ACE, 2015²²⁾)。2019年1月時点において、APGの総容量は5,502MWとなっているが、ミャンマーについては、タイおよびラオスとの間に地方部を結ぶ配電線はある(IEA, 2019a²³⁾)ものの、国際連系線はない。将来的には、合計26,680~30,150MWの国際連系線の開発が検討されており、特にミャンマーとタイの間の連系線には11,709~14,859MW(IEA, 2019b²⁴⁾)と大きなポテンシャルが見込まれている。IEA(2019a)²³⁾が言及するように、国際連系線はASEAN域内の電力需給の柔軟性を向上させ、今後導入増加が見込まれるVREの間欠性の影響低減に貢献し得る。

2-4. 類似研究との比較

類似研究には、ERIA(2020)¹¹⁾とERIA(2021)²⁵⁾がある。両研究ともミャンマーの最適電源構成について分析している。

ERIA(2020)¹¹⁾は、最適化モデルや計量経済モデルを用いず、2040年のミャンマーの総発電量をERIA Outlook 2018のAPSシナリオ水準とする想定に基づき、Emmert et al. (2015)⁸⁾を参考に水力とVREの発電量を設定し、これらを差し引いた残りの火力発電量のなかで、経済性、環境性、安定供給性をそれぞれ重視した電源構成シナリオを導く。このとき、電力輸出量は2016年水準で一定としている。

このERIA(2020)¹¹⁾と本研究とでは、まず研究の対象年が異なる。前者は2040年、後者は2050年であり、発電所建設のためのリードタイムを考えると、後者はミャンマー政府に電源計画を立案・実行する猶予をもたらす。また、本研究が最適化モデルを用いて電源構成、電力輸出量を導く点で手法も大きく異なる。

他方、ERIA(2021)²⁵⁾は、最適化モデルを用い、2040年のミャンマーを含むASEAN8か国・地域の国際連系線の有無および太陽光の導入比率の変化によるコスト変化を示し、参考ケースとして炭素価格が50ドル/t-CO₂になったときの最適電源構成と電力輸出量を火力に下限を設定する形で示している。

本研究はこのERIA(2021)²⁵⁾の手法を参考にし、コスト最小化の最適化モデルを用いている。しかし、本研究では対象をミャンマーとその隣国タイの2国間に絞り、発電コストのデータに最新文献を用い、対象年を2050年に設定するために火力の下限設定を行っていないなどの点で手法が異なる。また、研究のアプローチとして、ERIA(2021)²⁵⁾がASEAN全体としての課題である太陽光のシェア変化に焦点を合わせているのに対し、本研究はミャンマー固有の課題である水力ポテンシャル変化に注目し議論を深める。さらに、本研究では設定した各シナリオを定量的に評価する。

3. 手法

3-1. 総発電量見通しの想定

ミャンマーの混乱の長期化がエネルギー需要への下押し圧力となることが予想されるため、2050年の総発電量には、保守的な見通しであるMyint(2021)²⁶⁾の2050年予測値を用いることとした¹⁾。予備力は考慮せず、この電力需要と同等の電力供給が行われることを前提にコスト最小化となる電源構成を求めた。また、Myint(2021)²⁶⁾の電力需要見通しはCOVID-19の影響を考慮できていないが、COVID-19による総電力需要への長期的な影響は小さい(IEEJ, 2020a²⁷⁾; Kimura et al., 2021²⁸⁾)と想定し、本需要見通しを採用した。

¹⁾ タイにはMyint(2021)²⁶⁾と同じ編著のKamalad(2021)²⁹⁾の見通しを用いた。

3-2. 最適化モデル

ミャンマーにおける最適電源構成を求めるため、ミャンマーとその隣国タイの2国間のコスト最小化モデルを用いた。このモデルでは、2か国について1年間に8,760時間に区切り、電力システムの総発電コストを最小化するように電源構成を求める。コスト最小化のロジックとして、すべてのエネルギー源による発電コストの限界値が一致する点で電源構成が決まる。つまり、限界費用にシャドウプライスが一致し、社会厚生が最大化された最適点の電源構成が求められる²。また、この発電コストには、各発電技術、各電力貯蔵システム、国際連系線に関する、1年当たりの建設コストおよび運転・維持管理コストが含まれる。VREの発電量が大きくなり、総発電量が総電力需要を上回った場合には、電力貯蔵システムが利用されるか出力抑制が行われる。前者の蓄電コストは高いため、出力抑制が行われることが多い。

3-3. 前提条件

3-3-1. 発電コスト

ガス火力、石炭火力、水素火力、水力、地熱、バイオマス、太陽光、陸上風力、洋上風力の発電コスト(建設コストおよび運転・維持管理コスト)には、ミャンマーとタイの2050年予測値の収集が困難であるため、同じASEANのインドネシアの2050年コスト予測値を用いた(DEN, 2021²⁹)。また、同文献²⁹では情報が不十分なガス火力+CCS、原子力の発電コストについては、IEA(2020)³⁰の予測値に基づく推計を行った。さらに、燃料コストについては、石炭にはインドネシア価格(PLN, 2019³¹)を、ガスにはインドネシア、マレーシア、タイの平均価格(PLN, 2019³¹; EGAT, 2019³²; Energy Commission, 2021³³)を基準とし、IEEJ(2020b)³⁴の国際エネルギー価格想定(レファレンスシナリオ)を参考に設定した。この結果、炭素価格ゼロのときに求められる2019年実質価格の各エネルギー源の均等化発電原価(LCOE)は表1のとおりとなる。

表1 ミャンマーとタイの均等化発電原価(LCOE)

石炭火力	ガス火力	ガス火力 +CCS	水素火力	原子力	水力
4.2	4.8	7.3	11.5	5.7	5.0
地熱	バイオマス	太陽光	陸上風力	洋上風力	
3.8	8.2	3.7/4.4	12.5/9.4	12.8/21.1	

(単位: US cents/kWh, 2019年実質価格)

(注) 太陽光、陸上・洋上風力の左値はミャンマー、右値はタイ。

3-3-2. 再生可能エネルギーのポテンシャル

再生可能エネルギーのポテンシャルのうち、太陽光および風力については、地理情報システム(GIS)のデータを活用し、土地利用区分や土地の傾斜等を考慮し、設置可能な発電容量を推計した。また、太陽光および風力の出力パターンについては、Renewalbes.ninja (Staffell & Pfenninge, 2016³⁵); Pfenninge & Staffell, 2016³⁶)のデータを用いた。

² 上限や下限の制約を課した場合には、限界費用は他のエネルギー源に比べ、低くなったり、高くなったりすることがある。モデルの詳細についてはERIA(2021)²⁸を参照いただきたい。

表2 ミャンマーとタイの再生可能エネルギーのポテンシャル

	太陽光	風力	水力	地熱	バイオマス
ミャンマー	524	1	49	1	12
タイ	1,120	73	6	0	7

(単位: GW)

水力については、ミャンマーはIFC (2020)¹²⁾を参考に49GW、タイはHuber et al. (2015)³⁷⁾より6GWに設定した。地熱については、ミャンマーをHuber et al. (2015)³⁷⁾より1GWに設定した。バイオマスについては、Tun et al. (2019)³⁸⁾よりミャンマーは12GW、タイは7GWに設定した。

3-3-3. 国際連系線コスト

第2-3節に記載のとおり、現時点で、ミャンマーとタイの間には国際連系線は存在しないが、将来的には14.9GW (IEA, 2019b²⁴⁾)のポテンシャルがあると想定した。

国際連系線の建設コストおよび送電ロス率については、Kutani & Li (2014)³⁹⁾に準じて設定した。送電コストは、まず変電所を除く送電線部分全体にかかるコストについて距離(km)あたりの単価を設定し、送電距離に応じた費用を算出した。また、当該路線において必要となる変電所(開閉所)数に応じた建設コストを加算し、総コストとした。具体的には、送電線部分の建設単価は、近隣諸国の過去の建設実績を基に、0.9百万ドル/km/2 circuitsとした。変電所(開閉所)の建設コストは、固定費として1か所あたり20百万ドル、そして追加費として1回線あたり10百万ドルとした。さらに運転・維持管理コストとしては、総建設コストの0.3%/年程度と仮定した。送電ロス率については、送電距離に比例し100kmあたり1%の送電ロスを想定した。これらの前提条件のもと、ミャンマーとタイを結ぶ国際連系線に係るコストは24百万ドル/GVA/年、送電ロスは5.4%と推計した。

3-4. シナリオ

3-4-1. 国際連系線に関するシナリオ

2050年にミャンマー・タイ間の国際連系線が敷設されていないシナリオと、国際連系線が敷設されているシナリオの両方を想定した。

3-4-2. ベースシナリオ

ベースシナリオでは、ミャンマー・タイ両国における炭素価格はゼロ、ミャンマーの水力ポテンシャルは49GWと想定した。

3-4-3. 炭素価格50ドル/t-CO₂シナリオ

本シナリオでは、2050年に炭素価格が上昇し、ミャンマー・タイ両国における炭素価格が50ドル/t-CO₂となることを想定した。これは、必ずしも炭素税によって実現されなければならないものではなく、正確には、炭素価格というより、炭素回避費用と考えてよい。

3-4-4. 水力ポテンシャル23GWシナリオ

本シナリオでは、2050年のミャンマーの水力ポテンシャルが49GWより小さく、更新NDCに記載された2030年時点でのポテンシャルである23GWにとどまると想定した。

3-4-5. ミャンマー炭素価格25ドル/t-CO₂(タイ炭素価格50ドル/t-CO₂)+水力ポテンシャル23GWシナリオ

本シナリオでは、水力ポテンシャルを23GWとしたうえで、ミャンマーとタイの経済水準の違いを考慮し、タ

イの炭素価格 50 ドル/t-CO₂に比べ、ミャンマーの炭素価格は 25 ドル/t-CO₂とタイの半分を想定した。

3-5. 評価軸

3-5-1. 各シナリオの評価

ミャンマー(およびタイ)にとって、どのシナリオが好ましいのか検討するため、エネルギー政策の一般的な評価軸である経済性(Economic Efficiency)、環境性(Environmental Sustainability)、安定供給性(Energy Security)の3Eの観点から、本研究用に具体的な評価軸を設定し、各シナリオに対する評価を行った。

3-5-2. 経済性

各シナリオの経済性を評価する軸として、ミャンマー(およびタイ)の総コスト(USD)を総発電量(MWh)で除した「MWh 当たりコスト」を用いた。

3-5-3. 環境性

各シナリオの環境性を評価する軸として、ミャンマー(およびタイ)の総 CO₂ 排出量(t-CO₂)を総発電量(MWh)で除した「MWh 当たり CO₂ 排出量」を用いた。

3-5-4. 安定供給性

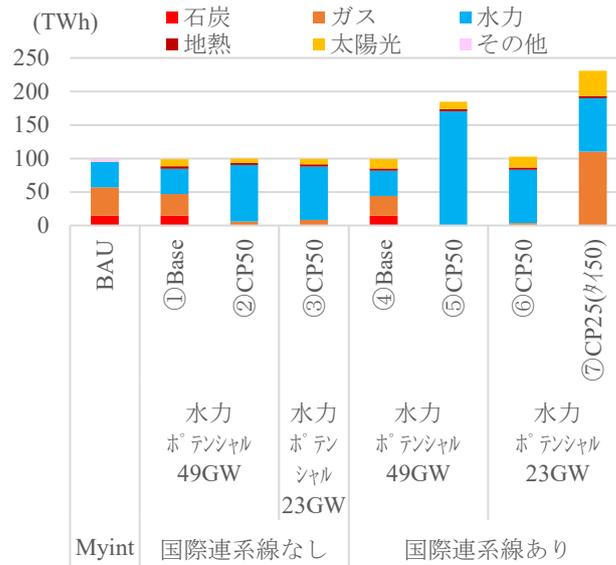
ミャンマーにおいても、将来的には国内の化石燃料資源が枯渇し、天然ガスや石炭の輸入が考えられることから、各シナリオの安定供給性を評価する軸として、ミャンマー(およびタイ)の総化石燃料投入量(toe)を総発電量(MWh)で除した「MWh 当たり化石燃料投入量」を用いた。

4. 結果

4-1. シナリオ別の最適電源構成

4-1-1. 概略

前提条件に基づき推計した各シナリオの結果について、図 2 のグラフの左から、「Myint BAU」シナリオは Myint (2021)²の BAU を示す。国際連系線なしのシナリオとして、ベースシナリオである「①Base(水力 49GW)」、炭素価格 50 ドル/t-CO₂の「②水力 49GW+CP50」、炭素価格 50 ドル/t-CO₂かつ水力ポテンシャル 23GW の「③水力 23GW+CP50」の 3 シナリオを示す。また、国際連系線ありのシナリオとして、同様の 3 つ(④～⑥)に加え、ミャンマーとタイの経済水準の違いから炭素価格に差をつけたミャンマー炭素価格 50 ドル/t-CO₂(タイ炭素価格 50 ドル/t-CO₂)かつ水力ポテンシャル 23GW の「⑦水力 23GW+CP25(タイ 50)」シナリオを示す。



(注) Myint BAUの「その他」は、太陽光・風力等を意味する。

図2 ミャンマーの2050年シナリオ別最適電源構成

4-1-2. 国際連系線なしの場合

国際連系線なしシナリオではミャンマー・タイ間の電力貿易はない。

①Base(水力 49GW)シナリオは、Myint BAU シナリオに近く設定され、総発電量 99TWh のうち、水力、ガス火力、石炭火力、太陽光、地熱のシェアがそれぞれ 38%、33%、15%、11%、4%でコスト最小となる³。

②水力 49GW+CP50 シナリオでは、石炭火力およびガス火力の燃料費に炭素価格が課され高コストとなり、代わりに低コストとなる水力が大量に入るため、総発電量 99TWh のうち、水力が 85%、ガス火力と太陽光が共に 6%、地熱が 3%の電源構成がコスト最適となる⁴。

③水力 23GW+CP50 シナリオでも同様だが、水力ポテンシャルの減少により水力発電量がやや少なくなり、最適な電源構成では、総発電量 99TWh のうち、水力、ガス火力、太陽光、地熱がそれぞれ 80%、9%、8%、3%の割合で最適な電源構成となる⁵。

4-1-3. 国際連系線ありの場合

国際連系線ありシナリオでは、ミャンマー・タイ間で電力輸出入が行われる方がコスト最小化となる。主にミャンマーからタイへの輸出が行われる理由は、国際連系線に係るコストを加味しても、タイにとってミャンマーの電力が安価だからである。もっとも、シナリオにより最適な電力輸出入の規模は変わる。

④連系線ありの Base(水力 49GW)シナリオでは炭素価格がゼロのため、石炭火力とガス火力の発電コストが水力を含む再生可能エネルギーより低く、各国で火力発電が行われるため、連系線なしのベースシナリオと結果はほとんど変わらない。ミャンマーの最適な総発電量は連系線なしの場合と同じ 99TWh で、水力、ガス火力、石炭火力、太陽光、地熱のシェアがそれぞれ 38%、30%、15%、14%、3%となり、ミャンマーは太陽光由来の電力をわずかながら輸出し、タイのガス火力由来の電力を同程度輸入してコスト最小となる⁶。

⑤連系線ありの水力 49GW+CP50 シナリオでは、ミャンマーの水力がコストとポテンシャルの両方の観点から 2 国で大量に導入されることがコスト最適となり、ミャンマーで国内需要を充たした後の余剰分をタイに輸出することが 2 国間の最適解となる。ミャンマーの総発電量は 185TWh まで増え、そのうち水力、太陽光、地熱の

³ ①のケースでは、タイの総発電量は 402TWh、うちガス火力、石炭火力、水力、太陽光がそれぞれ 74%、2%、3%、2%。

⁴ ②のケースでは、タイの総発電量は 402TWh、うちガス火力、太陽光、水力、石炭火力がそれぞれ 71%、23%、6%、1%。

⁵ ③のケースでは、タイの総発電量、電源構成は②と同じ。

⁶ ④のケースでは、タイの総発電量は 401TWh、うちガス火力、石炭火力、水力がそれぞれ 75%、22%、3%。

再生可能エネルギーがそれぞれ92%、6%、2%、タイへの輸出量が83TWhでコスト最適となる⁷。

⑥連系線ありの水力23GW+CP50シナリオでは、ミャンマーの水力ポテンシャルが限られ、国内需要を充たすためにそのほとんどが消費されるため、ミャンマーからタイへの電力輸出量はわずか5TWhでコスト最適となる。ミャンマーの総発電量は103TWh、このうち水力、太陽光、地熱、ガス火力がそれぞれ78%、16%、3%、3%で最適な電源構成となる⁸。

⑦連系線ありの水力23GW+CP25(タイ50)シナリオでは、ミャンマーの水力は国内向けに限られるが、太陽光とガス火力がタイの発電コストより安価なため、合計128TWh輸出される。ミャンマーの総発電量は231TWhで最適となり、このうちガス火力、水力、太陽光、地熱の各シェアは48%、34%、16%、1%となり、石炭火力もわずかに導入される点が最適解となる⁹。

4-1-4. まとめ

連系線あり、なしのいずれの場合も太陽光のLCOEが最も低いため、最適点では最初に導入が決定されるが、その後、太陽光のシェア上昇に伴い限界統合費用が急速に増加するため、太陽光の大量普及はコスト最適ではない。次に地熱が導入されるが、そのポテンシャルは小さい。したがって、炭素価格がゼロの場合には、太陽光、地熱の次にLCOEが低い石炭火力、ガス火力が大量に普及することが最適解となる。

しかし、炭素価格が上昇すると、連系線なしの場合、太陽光、地熱の次に水力のシェアを上げた方がコスト最小化となる。水力は、炭素価格が課された石炭火力およびガス火力に比べ安い。したがって、水力ポテンシャルが23GWに限定された場合も、最適点では水力は最大限まで導入されるべきとなる。

連系線ありの場合、⑤水力49GW+CP50シナリオと⑥水力23GW+CP50シナリオで、ミャンマーからタイへ電力が輸出されることがコスト最適となる。しかし、その輸出量は異なり、前者では83TWhと大きい、後者では5TWhと限定的になる。この原因は、前者では水力ポテンシャルが49GWと大きい、安価な水力はミャンマー国内だけでなくタイへも輸出されて2国の電力コストが最小化される一方、後者では水力ポテンシャルが23GWに限られるため、安価な水力はすべてミャンマーの国内で消費されてしまうことにある。つまり、ミャンマーからタイへ電力輸出が大量に行われるかどうかは、ミャンマーでの水力開発状況に依存する。

また、連系線ありの場合において、⑦水力23GW+CP25(タイ50)のように所得水準の違いなどからタイよりミャンマーにおいて低い炭素価格が設定されるならば、水力ポテンシャルが23GWに限定されるとしてもミャンマーからタイへ大量にガス火力由来の電力が輸出されることが最適解となる。これは炭素価格の差異から、タイが国内のガス火力で発電するよりも、ミャンマーから輸入する方が安くなるためである。

4-2. 各シナリオの評価

4-2-1. 評価一覧

第3-5節で設定した評価軸に基づき、各シナリオの評価を行った結果は表3のとおりである。

表3 各シナリオの評価

国際 連系線	シナリオ	経済性	環境性	安定供給性
		USD/MWh	t-CO ₂ /MWh	toe/MWh
なし	①Base (水力49GW)	48.21	0.203	0.139
	②水力49GW +CP50	61.32	0.118	0.086

⁷ ⑤のケースでは、タイの総発電量は321TWh、うちガス火力、太陽光、水力、石炭火力がそれぞれ70%、2%、7%、1%。

⁸ ⑥のケースでは、タイの総発電量は399TWh、うちガス火力、太陽光、水力、石炭火力がそれぞれ71%、22%、6%、1%。

⁹ ⑦のケースでは、タイの総発電量は277TWh、うちガス火力、太陽光、水力、石炭火力がそれぞれ67%、4%、8%、1%。

	③水力 23GW +CP50	61.36	0.120	0.086
あり	④Base (水力 49GW)	48.08	0.204	0.140
	⑤水力 49GW +CP50	59.34	0.091	0.066
	⑥水力 23GW +CP50	61.18	0.118	0.085
	⑦水力 23GW +CP25(タイ 50)	59.62	0.119	0.086

4-2-2. 経済性

ミャンマー(およびタイ)の MWh 当たりコストは、全体的な傾向として、国際連系線あり、なしの両方の場合において、炭素価格が上昇するにつれて上昇する。

④連系線ありの Base(水力 49GW)シナリオは、①Base(水力 49GW)シナリオに比べ 0.13 ドル/MWh 低く、⑥連系線ありの水力 23GW+CP50 シナリオは、③水力 23GW+CP50 シナリオに比べ 0.18 ドル/MWh 低くなり、これらのシナリオでは、連系線の有無により経済性に大きな差は生じない。

しかし、⑤連系線ありの水力 49GW+CP50 シナリオは、②水力 49GW+CP50 シナリオに比べ 1.98 ドル/MWh 低くなり、その経済性に大きな差が生じる。

また、⑦連系線ありの水力 23GW+CP25(タイ 50)シナリオでも、⑥連系線ありの水力 23GW+CP50 シナリオに比べ 1.56 ドル/MWh 低くなり、明らかな差が生じる。

したがって、経済性は、炭素価格が設定される場合に悪化するが、ミャンマーの水力開発が 49GW まで進み電力を大量に輸出できる場合には大きく改善する。他方、ミャンマーの炭素価格がタイと同じ 50 ドル/t-CO₂ の場合に水力開発が 23GW に限定されると、国際連系線があったとしても、経済性の向上はほとんど期待できない。ただし、ミャンマーの炭素価格をタイより低く設定することができるならば、経済性は電力貿易を通じてやや向上する。

4-2-3. 環境性

ミャンマー(およびタイ)の MWh 当たり CO₂ 排出量は、全般に、国際連系線あり、なしの両ケースにおいて、炭素価格が上昇するにつれて減少する。

④連系線ありの Base(水力 49GW)シナリオでは、①Base(水力 49GW)シナリオに比べ CO₂ 排出量は 0.001t-CO₂/MWh しか変わらない。⑥連系線ありの水力 23GW+CP50 シナリオも、電力輸出量が限定的であるため、③水力 23GW+CP50 シナリオに比べ 0.002t-CO₂/MWh の減少にとどまり、その環境性はほとんど変わらない。

一方、⑤連系線ありの水力 49GW+CP50 シナリオでは②水力 49GW+CP50 シナリオ比べ 0.027t-CO₂/MWh 減少し、その環境性には大きな差が生じる。

また、経済性と異なり、⑦連系線ありの水力 23GW+CP25(タイ 50)シナリオでは、⑥連系線ありの水力 23GW+CP50 シナリオに比べ、0.001t-CO₂/MWh 増加することとなり、その環境性はほとんど変わらない。

よって、環境性は、炭素価格が設定される場合、ミャンマーからタイへ水力由来の電力が大量に輸出されるならば著しく改善するものの、それ以外のシナリオでは大きな差はない。ミャンマーの炭素価格がタイよりも低く設定され、ミャンマーからタイへガス火力由来の電力が大量に輸出される場合においてさえ、タイにおけるガス火力による発電量が減少するため、環境性はミャンマーの水力ポテンシャルが 23GW かつ 2 国の炭素価格が 50 ドル/t-CO₂ に設定された場合とほとんど変わらない。ミャンマーではガス消費量が増えるが、タイでは減少するためである。

4-2-4. 安定供給性

ミャンマー(およびタイ)の MWh 当たり化石燃料投入量も、全体的には、国際連系線あり、なしの両方の場合において、炭素価格が上昇するにつれて低下する。

④連系線ありの Base(水力 49GW)シナリオは、①Base(水力 49GW)シナリオに比べ、化石燃料投入量は 0.001toe/MWh 増とほとんど差は生じない。⑥連系線ありの水力 23GW+CP50 シナリオも電力輸出量が限られるため、③水力 23GW+CP50 シナリオに比べ 0.001toe/MWh の差が生じることとどまる。これらのシナリオでは、連系線の有無により安定供給性はほとんど変わらない。

他方、⑤連系線ありの水力 49GW+CP50 シナリオでは、②水力 49GW+CP50 シナリオに比べ化石燃料投入量が 0.020toe/MWh 減少するため、その安定供給性は大きく向上する。

また、⑦連系線ありの水力 23GW+CP25(タイ 50)シナリオでは、⑥連系線ありの水力 23GW+CP50 シナリオに比べ、0.001toe/MWh 増加することとどまり、その安定供給性はほとんど変わらない。これは、ミャンマーのガス消費量は増えるが、タイのガス消費量は減少するためである。

つまり、環境性と同様に安定供給性は、炭素価格が設定される場合には、ミャンマーからタイへ水力由来の電力が大量に輸出される場合においてのみ大きく改善するものの、それ以外のシナリオでは安定供給性にほとんど差はない。ミャンマーの炭素価格がタイよりも低く設定され、ミャンマーからタイへガス火力由来の電力が大量に輸出される場合においてさえ、タイにおけるガス火力による発電量が減少するため、安定供給性は水力ポテンシャルが 23GW に限られる場合とほとんど変わらない。

4-2-5. シナリオ評価

経済性のみを重視するならば、ベースシナリオの MWh 当たりコストが最も低く、特に④連系線ありの Base(水力 49GW)シナリオが最適となる。

しかし、将来的に炭素価格が何らかの形で導入されると考えるならば、経済性、環境性、安定供給性のいずれを重視する立場からも、⑤連系線ありの水力 49GW+CP50 シナリオが最も望ましくなる。また、このシナリオは、ミャンマーの炭素価格がより低く電力輸出量がより多い、⑦連系線ありの水力 23GW+CP25(タイ 50)シナリオに比べても経済性が高い。

5. ディスカッション：国際連系線への投資による便益

前章では、MWh 当たりコストの観点から、国際連系線への投資が経済的メリットを有することがわかったが、本章では、シナリオごとの国際連系線への投資の総費用を算出し、連系線の有無による総費用の削減分を便益とし、国際連系線への投資による便益を求める。

表 4 では、⑤連系線ありの水力 49GW+CP50 シナリオ、⑥連系線ありの水力 23GW+CP50 シナリオ、⑦連系線ありの水力 23GW+CP25(タイ 50) シナリオの 3 つのシナリオにおいて、国際連系線を敷設した場合のミャンマーからタイへの電力輸出量(TWh)および敷設しなかった場合と比較した 2050 年断面の総費用の増減を示している。この総費用とは、第 3.2 節に記載のとおり、ミャンマーおよびタイの国際連系線の建設費用、および両国の発電コスト(燃料費を含む)を主とする両国の発電に係るおよそすべての費用を意味する。もっとも、国内送配電網への投資費用は含まれていないが、これは国際連系線の有無にかかわらず必要な費用であるから、便益を測る際には相殺される。また、総費用には、環境的、社会的な費用も含まれていない。

表 4 国際連系線投資による総費用の増減(億ドル/年)

シナリオ	国際連系線投資による影響	
	輸出量(TWh)	総費用の増減
⑤水力 49GW +CP50	83	-7.4
⑥水力 23GW +CP50	5	-0.6
⑦水力 23GW+CP25(タイ 50)	128	-3.9

この結果、いずれのケースにおいても、国際連系線の敷設によって、敷設しなかった場合よりも総費用は削減されることが改めてわかる。

⑤連系線ありの水力 49GW+CP50 シナリオの場合、ミャンマーからタイへ大量に水力由来の電力が輸出されるため、ミャンマーの水力および連系線に係る費用が増加する一方、タイの火力に係る費用(燃料費を含む)が低下し、結果として総費用は7.4億ドル減少する。また、⑥連系線ありの水力 23GW+CP50 シナリオの場合も同様であるが、輸出量が限定的であるため総費用は大きくは変わらない。他方、⑦連系線ありの水力 23GW+CP25(タイ 50) シナリオの場合、両国間の炭素価格差を利用し、ミャンマーからタイへ大量にガス火力由来の電力が輸出されるため、連系線に係る費用が増加する一方、タイの火力に係る費用(燃料費を含む)が低下し、結果として総費用は3.9億ドル減少する。

ここでミャンマー1か国の経済上の便益を粗く推計すると、単純に総費用を2で割った場合には0.3~3.7億ドル、2050年のミャンマーとタイの発電量比率によって按分した場合には0.1~2.7億ドルとなる。2018年の一般政府最終消費支出の対GDP比である18%⁴⁰⁾をMyint (2021)²⁾が想定する2050年の実質GDP5,110億ドルに適用すると2050年の政府支出は920億ドルと推計される。この場合、⑤連系線ありの水力 49GW+CP50 シナリオでは、2050年単年の政府支出を0.3%程度カバーすることにつながる。また、もしCO₂削減等の環境性や、極端な渇水時のタイからの電力輸入等による安定供給性を換算して経済性に取り込むことができれば、便益はさらに増加するかもしれない。もっとも、経済上および財務上の正確な便益は、国際連系線の敷設費用をミャンマーとタイでどのように負担するかということや、電力販売契約の内容をどのように決めるかということなど、ミャンマーとタイの政府間交渉の結果によって決まるだろう。

この国際連系線への投資から得られるミャンマーの便益は、最大のケース(⑤連系線ありの水力 49GW+CP50 シナリオ)で約2.7~3.7億ドルとなるが、これは2050年のGDPや政府支出に比べて非常に大きな額ではないかもしれない。しかしながら、この便益はミャンマーにとって外国からの毎年の安定的な定期収入につながる。第2-2節でみたように、今後、ミャンマーの国内ガス田は枯渇することが予想されており、天然ガス輸出から得られる外貨は減少すると考えられるため、タイへの電力輸出の対価として得られる外貨は長期間にわたりミャンマー政府の財政を下支えするに違いない。

6. 結論

世界的な脱炭素化の潮流のなか、ミャンマーが大規模水力を含めた水力開発を進めること、および隣国タイとの間の国際連系線の開発を合わせて推進することは、電力の経済性、環境性、安定供給性すべての確保に資する。仮に2050年にミャンマーにおいて、水力が49GW開発され、ミャンマーおよびタイにおいて炭素価格が50ドル/t-CO₂課される場合には、ミャンマーの電源構成は、合計185TWhの発電量のうち、水力、太陽光、地熱の再生可能エネルギーがそれぞれ92%、6%、2%、タイへの輸出量が83TWhでコスト最適となる。このとき、国際連系線への投資による便益は、投資しない場合に比べて、年間約2.7~3.7億ドルと見積もられる。電力輸出は今後天然ガス輸出の減少が予想されるミャンマーにとって、外貨獲得のための貴重な手段にもなる。

ただし、ミャンマーが大きな水力ポテンシャルを開発するためには課題も多く、環境性・持続可能性を最大限に優先するのか(IFC, 2020¹²⁾)、あるいは、ある程度の経済合理性を許容するのか(IEA, 2021b¹⁸⁾)、ミャンマー政府を中心に議論を継続し深めなければならない。

現在、ミャンマー国内は武力紛争によって混乱しているが、ミャンマー政府には、水力ポテンシャルや炭素価格の議論も含め、増加する電力需要に対し経済性、環境性、安定供給性を考慮した電源構成および電力輸出の実現を図り、国の経済発展と人々の生活水準向上に向けたエネルギー政策の立案・実行への取組みを加速することが期待されている。

参考文献

- 1) International Energy Agency (IEA); World Energy Balances 2021 Edition (database), (2021a), IEA.
- 2) Myint, TZ; Chapter 12 Myanmar Country Report, in S Kimura & H Phoumin (eds), Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020, Economic Research Institute for ASEAN and East Asia, (2021), pp.191-212.
- 3) 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ); IEEJ Outlook 2022, (2021), p.190, IEEJ.
- 4) 日本工営, 三井物産, 東京ガス; ミャンマー連邦共和国におけるガスの利活用に関する調査, (2016).
<https://dl.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/11279770> (アクセス日 2021.10.3)
- 5) Kobayashi, Y & Phoumin, H; Natural Gas Master Plan for Myanmar, (2018).
<https://www.eria.org/publications/natural-gas-master-plan-for-myanmar/> (アクセス日 2021.10.2)
- 6) Yep, E; Myanmar imports first two LNG cargoes from Malaysia's Petronas, (2020a).
<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/060420-myanmar-imports-first-two-lng-cargoes-from-malaysias-petronas> (アクセス日 2021.10.2)
- 7) Yep, E; Myanmar developing 4,000 MW of LNG-to-power projects: minister, (2020b).
<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/100720-myanmar-developing-4000-mw-of-lng-to-power-projects-minister> (アクセス日 2021.10.2)
- 8) Emmerton, M, Thorncraft, S, Oksanen, S, Soe, M, Hlaing, KK, Thein, YY & Khin, M; Myanmar Energy Master Plan, (2015).
<https://www.adb.org/projects/documents/mya-46389-001-tacr-2> (アクセス日 2021.10.2)
- 9) Myanmar Times; Coal-fired power plant project in Hpa-An faces wall of protests, (2018).
<https://www.mmtimes.com/news/coal-fired-power-plant-project-hpa-faces-wall-protests.html> (アクセス日 2021.10.16)
- 10) The Republic of the Union of Myanmar (Myanmar); Nationally Determined Contributions, (2021).
<https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Myanmar%20First/Myanmar%20Updated%20%20NDC%20July%202021.pdf> (アクセス日 2021.10.1)
- 11) Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA); Energy Supply Security Study for Myanmar, (2020). <https://www.eria.org/research/energy-supply-security-study-for-myanmar/> (アクセス日 2021.10.2)
- 12) International Finance Corporation (IFC); Strategic Environmental Assessment of the Myanmar Hydropower Sector, (2020).
https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f21c2b10-57b5-4412-8de9-61eb9d2265a0/SEA_Final_Report_English_web.pdf?MOD=AJPERES&CVID=nx219Q5 (アクセス日 2021.10.2)
- 13) Tang, S, Chen, J, Sun, P, Li, Y, Yu, P & Chen, E; Current and future hydropower development in Southeast Asia countries (Malaysia, Indonesia, Thailand and Myanmar), Energy Policy, 129(2019), pp.239-249.
- 14) Aye, KT; The Role of Hydropower in Myanmar, (2017).
<https://www.scribd.com/document/401980351/The-Role-of-Hydropower-in-Myanmar> (アクセス日 2021.10.1)
- 15) Dapice, D; Hydropower in Myanmar: Moving electricity contracts from colonial to commercial, (2015).
<https://dash.harvard.edu/handle/1/42372492> (アクセス日 2021.10.1)
- 16) Saw, MMM & Li, JQ; Review on hydropower in Myanmar, Applied Water Science, 9-118(2019), pp.1-7.
- 17) Schmitt, RJP, Kittner, N, Kondolf, GM & Kammen DM; Joint strategic energy and river basin planning to reduce dam impacts on rivers in Myanmar, Environmental Research Letters, 16(2021), pp.1-13.
- 18) International Energy Agency (IEA); Hydropower Special Market Report, (2021b).

- <https://www.iea.org/reports/hydropower-special-market-report> (アクセス日 2021.10.2)
- 19) SolarPower Europe; Myanmar: Solar Investment Opportunities Emerging Markets Task Force Report, (2019). https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2019/09/20190507_SolarPowerEurope_Myanmar-Solar-Investment-Opportunities.pdf (アクセス日 2021.10.2)
 - 20) Asian Development Bank (ADB); Myanmar Energy Sector Assessment, Strategy, and Road Map, (2016). <https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/218286/mya-energy-sector-assessment.pdf> (アクセス日 2021.10.2)
 - 21) Aung, HM, Naing, ZM & Soe, TT; Status of Solar Energy Potential, Development and Application in Myanmar, *International Journal of Science and Engineering Applications* 7–08(2018), pp.133-137.
 - 22) ASEAN Center for Energy (ACE); (2016-2025) ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC), (2015). <https://aseanenergy.org/2016-2025-asean-plan-of-action-for-energy-cooperation-apaec/> (アクセス日 2021.10.2)
 - 23) International Energy Agency (IEA); Southeast Asia Energy Outlook 2019, (2019a). <https://www.iea.org/reports/southeast-asia-energy-outlook-2019> (アクセス日 2021.10.2)
 - 24) International Energy Agency (IEA); Establishing Multilateral Power Trade in ASEAN, (2019b). <https://www.iea.org/reports/establishing-multilateral-power-trade-in-asean> (アクセス日 2021.10.2)
 - 25) Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA); The Economics and Risks of Power Systems with High Shares of Renewables Energies, (2021). <https://www.eria.org/publications/the-economics-and-risks-of-power-systems-with-high-shares-of-renewable-energies/> (アクセス日 2021.10.7)
 - 26) Kamalad, S; Chapter 16 Thailand Country Report, in S Kimura & H Phoumin (eds), *Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020*, Economic Research Institute for ASEAN and East Asia, (2021), pp.270-280.
 - 27) 日本エネルギー経済研究所(IEEJ); IEEJ Outlook 2021, (2020a), p.19, IEEJ.
 - 28) Kimura, S, Ikari, R & Endo, S; Impacts of COVID-19 on the Energy Demand Situation of East Asia Summit Countries; ERIA Discussion Paper Series, 389(2021), pp.1-20.
 - 29) Dewan Energi Nasional (DEN); Technology Data for the Indonesian Power Sector, (2021), DEN. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/technology_data_for_the_indonesian_power_sector_-_final.pdf (アクセス日 2021.10.2)
 - 30) International Energy Agency (IEA); World Energy Outlook 2020, (2020). <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> (アクセス日 2021.10.2)
 - 31) Perusahaan Listrik Negara (PLN); PLN Statistics 2018, (2019). <https://web.pln.co.id/statics/uploads/2019/07/STATISTICS-English-26.7.19.pdf> (アクセス日 2021.10.1)
 - 32) Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT); Annual Report 2018, (2019). <https://www.egat.co.th/en/images/annual-report/2018/egat-annual-eng-2018.pdf> (アクセス日 2021.10.1)
 - 33) Energy Commission; Malaysia Energy Statistics Handbook 2020, (2021). https://www.st.gov.my/ms/contents/files/download/116/Malaysia_Energy_Statistics_Handbook_2020.pdf (アクセス日 2021.10.1)
 - 34) 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ); IEEJ Outlook 2021, (2020b), p.16, IEEJ.
 - 35) Staffell, I. & Pfenninge, S; Using Bias-corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. *Energy*, 114(2016), pp.1224–1239.
 - 36) Pfenninger, S. & Staffell, I; Long-term Patterns of European PV Output Using 30 Years of Validated Hourly Reanalysis and Satellite Data, *Energy*, 114(2016), pp.1251–1265.
 - 37) Huber, M, Roger, A & Hamacher, R; Optimizing Long-term Investments for a Sustainable Development

- of the ASEAN Power System, *Energy*, 88(2015), pp.180–193.
- 38) Tun, MM, Juchelkova, D, Win, MM, Thu, AM & Puchor, T; Biomass Energy: An Overview of Biomass Sources, Energy Potential, and Management in Southeast Asian Countries, *Resources*, 8–2(2019), pp.1–19.
- 39) Kutani, I & Li, Y; Investing in Power Grid Interconnection in East Asia, (2014).
<https://www.eria.org/publications/investing-in-power-grid-interconnection-in-east-asia/> (アクセス日 2021.10.2)
- 40) World Bank; General government final consumption expenditure (% of GDP) – Myanmar, (2021).
<https://data.worldbank.org/indicator/NE.CON.GOV.T.ZS?locations=MM> (アクセス日 2021.10.2)

1 時間値の電力需給を考慮した 大規模世界エネルギーシステムモデルの開発 ◆

Development of a Large-scale Global Energy System Model Considering an Hourly Electricity Supply and Demand Balance

大槻 貴司* 小宮山 涼一** 藤井 康正***

Abstract

This study newly develops a recursive-dynamic global energy model with an hourly electricity supply and demand balance, aiming to assess the role of variable renewable energy (VRE) in a carbon-neutral world. This model, formulated as a large-scale linear programming model (number of variables and constraints are about 500 million each), calculates energy supply for 100 regions by 2050. The detailed temporal resolution enables the model to incorporate VRE's intermittency and system integration options, such as battery, water electrolysis, curtailment, and flexible charging of electric vehicles. Simulation results suggest that energy savings and end-use electrifications, coupled with decarbonized power supply, are a cost-effective mitigation strategy. Combining various power generation technologies, including VRE, nuclear, as well as biomass and fossil fuel power with carbon capture and storage, would contribute to curbing mitigation costs. Share of VRE in global power generation in 2050 is estimated to be 37% in a cost-effective case. The results also imply economic challenges for an energy system based on 100% renewable energy. Average and marginal CO₂ abatement cost significantly rises compared to the cost-effective case; for example, average mitigation cost in 2050 is 118USD/tCO₂ in the cost-effective case, while it increases to 292USD in the 100% renewable case.

Key words: Carbon neutral, Variable renewable energy, Energy system model, Recursive dynamic, Linear programming

1. はじめに

近年、世界的に気候変動政策の強化が図られている。欧州連合では2021年9月に気候法が成立し、2050年までに温室効果ガス(GHG)を実質ゼロにすることが法制化された。また、米国や中国はそれぞれ2050年と2060年のカーボンニュートラル(CN)を宣言している。我が国においても菅前総理大臣が2050年までにCNを達成することを宣言した。CNへの取組みは他の国々にも広がっており、2021年10月時点において日本を含む121か国が2050年のCO₂正味ゼロ排出化に賛同している¹⁾。今後、各国にてCNに向けた具体的な計画が策定されることが見込まれる。

世界のエネルギー起源CO₂の正味ゼロ化の実現には、一次エネルギーを再生可能エネルギー、原子力、もしくはCO₂回収・貯留(CCS)を利用した化石燃料で賄うことが必要となる(化石燃料のCO₂を直接空気回収+CCS=DACCS等のネガティブエミッション技術で相殺することも含む)。これらの対策のうち、政策的支援やコスト低下を背景に導入が進む技術が太陽光・風力発電(VRE)である。2019年時点の世界全体の太陽光発電の導入容量は710GW、陸上風力発電は698GW、洋上風力発電は34GWに達した²⁾。例えば2010年時点の設備容量はそれぞれ40GW、178GW、3GWであったことを踏まえると、急速な拡大といえる。CNの文脈においてVRE

◆ 本論文は、第38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。

* 元 電力・新エネルギーユニット 兼 計量分析ユニット 主任研究員

** 東京大学大学院 工学系研究科 原子力国際専攻 准教授

*** 東京大学大学院 工学系研究科 原子力国際専攻 教授

への期待は更に高まっており、VREによる電力供給のみならず、その電力を活用した流体燃料製造（水素製造や気体・液体燃料合成）も議論されている。

一方で、VREと電力・エネルギー需要には時間的・地理的な乖離があり、それらへの対応費用（余剰電力対応費用や電力系統増強費用など）が今後のVRE大量導入への課題として指摘されている³⁾。将来の世界エネルギーシステムにおけるVREの役割を評価するためには、技術単体の費用のみならず、システム統合に係る費用も織込むことが重要である。このような観点から筆者らは地域細分化型⁴⁾や時間細分化型⁶⁾の世界エネルギーシステムモデル（世界モデル）の開発に取り組み、VREの偏在性や変動性のモデル化を試みてきた。本研究では文献⁶⁾で構築した高時間解像度・逐次動学型世界モデル（発電部門の時間解像度：3時間値＝年間2920時間帯分割）を更に詳細化し、世界100地域分割かつ発電部門を1時間値で表現したモデルを開発した。そして、開発モデルを用いて2050年のエネルギー起源CO₂を正味ゼロにする条件の下で、経済合理的なエネルギー需給を分析した。

既存の世界モデルにおいてはLUT Energy System Transition Modelが地域・時間解像度の点で群を抜く（世界145地域、時間解像度は1時間値）⁷⁾。しかしながら、当該モデルでは化石燃料の生産・貿易や、化石燃料からの水素製造・貿易、CO₂回収・長距離輸送・貯留などの一部技術が未考慮もしくは簡略化され、技術オプションの包括性の点で課題が窺える。本研究の開発モデルは、エネルギー供給側技術を包括的に考慮しているモデルとしては有数の解像度を持つといえる。

2. 研究手法

2-1. 高時間解像度・逐次動学型世界モデルの概要

本研究では文献⁶⁾の逐次動学的最適化型世界モデルNE5.0-R (New Earth 5.0-Recursive) の定式化を工夫し、変数や制約式の数を省いたモデルNE5.0-R2を開発した（図1）。NE5.0-R（発電部門の時間解像度：3時間値）のモデル規模は変数3億個、制約式4億本であったが、NE5.0-R2では1時間値の時間解像度で変数5.1億個、制約式5.4億本に抑えられている。なお、NE5.0-R2では定式化の工夫のみならず、自動車部門や直接空気回収等の革新的技術の新たなモデル化も実施したため、両モデルの規模は厳密には比較可能ではない点に留意されたい。

NE5.0-R2モデルの分析対象期間は2015-2050年であり、代表時点として2015年、2020年、2030年、2040年、2050年のエネルギー需給を計算する。定式化手法は線形計画法に基づく。各時点の年間エネルギーシステムコスト最小化を時間軸方向に順次繰り返す仕組みである。1時点の計算時間は、CPUがIntel Xeon E5-2687W v4 (3.00GHz)の計算機環境で約24時間である。5時点計算の場合は、全体としてその5倍程度の時間を要する。最適化ソルバはCPLEX（求解アルゴリズム：内点法）を使用した。計算時には約520GBのメモリが必要となる。

NE5.0-R2の分析対象はエネルギーシステム全体であり、一次エネルギー生産、転換、輸送、貯蔵、消費のプロセスが考慮されている。表1にモデル化したエネルギー・技術リストを示す。最終需要は旅客自動車および貨物自動車はエネルギーサービス需要として、それ以外は燃料形態別需要（固体燃料、気体燃料、液体燃料、電力、商業熱）として集約的にモデル化している。自動車部門の省エネルギー（省エネ）は車種選択を通してボトムアップ的に推計される一方、それ以外については長期価格弾性値を用いてトップダウン的に推計される。燃料形態別需要に関して、気体燃料と液体燃料の一部は民生部門や産業部門の低温熱需要と考えられることから、電化可能と仮定した（その際にはヒートポンプ給湯機の費用を計上している）。一次エネルギー生産や輸送、転換について技術積上げ的にモデル化した。温室効果ガスはエネルギー起源CO₂のみ考慮している。

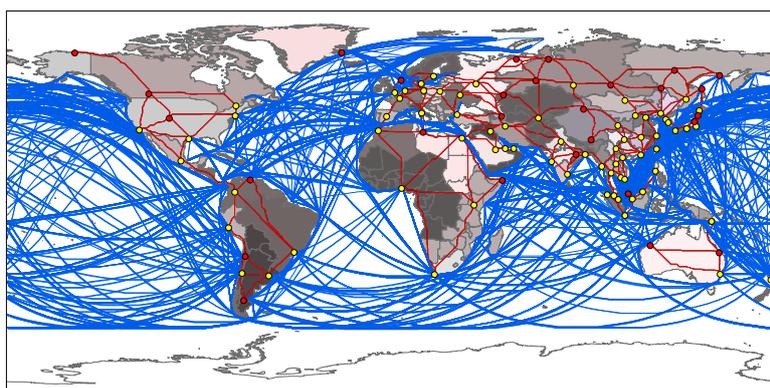


図1 NE5.0-R2 モデルの地域分割（計100地域）と輸送経路の想定

表1 NE5.0-R2 モデルのシステム構成要素

カテゴリ	エネルギー・技術
一次エネルギー (13種類)	高品位炭, 低品位炭, 天然ガス, 原油, 原子力, 大型水力, 中小水力, 太陽光, 陸上風力, 木質バイオマス, エネルギー作物, バガス, 黒液
二次エネルギー (15種類)	高品位炭, 低品位炭, メタン, 液化メタン, ガソリン, 軽油, その他石油製品, 電力, 水素, 液化水素, 商業熱, メタノール (MeOH), エタノール, アンモニア (NH ₃), メチルシクロヘキサン (MCH)
最終需要 (7種類)	旅客自動車需要, 貨物自動車需要, 固体燃料, 気体燃料, 液体燃料, 電力, 商業熱
輸送可能品目と技術 (16種類)	高品位炭 (鉄道, 石炭船), 天然ガス (パイプライン, 液化メタンタンカー), 原油 (パイプライン, タンカー), 水素 (パイプライン, 液化水素タンカー), MeOH (パイプライン, タンカー), NH ₃ (鉄道, タンカー), MCH (タンカー), 電力 (高圧直流), CO ₂ (パイプライン, タンカー)
主な エネルギー転換技術	発電・エネルギー貯蔵技術: 石炭火力, 石炭・NH ₃ 混焼, IGCC, ガス火力, ガス複合, 石油火力, 原子力, 大型水力, 中小水力, 太陽光, 陸上風力, バイオマス火力, 水素専焼火力, NH ₃ 専焼火力, 石炭熱電併給 (CHP), ガス CHP, 揚水式水力, 蓄電池, 水素貯蔵 水素製造技術: 石炭ガス化, メタン改質, 石油ガス化, シフト反応, 水電気分解 その他技術例: バイオエタノール製造, メタン合成, NH ₃ 合成, FT合成など
自動車技術 (乗用車・貨物車)	ガソリン内燃機関車 (ICEV), ガソリンハイブリッド車 (HEV), プラグイン HEV, 軽油 ICEV, 軽油 HEV, バイオ燃料 ICEV, バイオ燃料 HEV, 圧縮メタン ICEV, 圧縮メタン HEV, 燃料電池車, 電気自動車
CO ₂ 回収・貯留	回収技術: 直接空気回収, IGCCや水素製造プラントでの物理吸収法, 発電所 (石炭火力, ガス火力, ガス複合, バイオマス火力) での化学吸収法 貯留技術: 石油増進回収, 枯渇ガス田, コールベッドメタン増進回収, 帯水層

ところで、本モデルでは時点を超えた最適化を行わないが、各種プラントの年齢構成や枯渇性資源の減少等、時間軸方向の設備・資源残存量の整合性は確保している。また、逐次動学型モデルでは長期的な最適化の視点が抜け落ちるため、枯渇性資源の開発において極端に近視眼的な選択がなされる場合がある（ある時点で全ての枯渇性資源を開発する等）。本分析ではそのような解を防ぐため、ある時点 Y の資源開発水準をその時点から 50 年

間は維持できるような制約を設けている(式1)。この設定は暫定的なものであり、現実の資源開発状況等に応じて今後検証や再設定すべきものである。

$$\sum_{y=0}^{Y-1} P_{i,n,y} + P_{i,n,Y} \times F \leq R_{i,n} \quad (\text{式1})$$

ここで、 i は枯渇性資源を表す添え字、 n はノード(地域)を表す添え字、 y は時点を表す添え字、 $P_{i,n,y}$ は時点 y ノード n における枯渇性資源 i の年間生産量、 F は生産量係数(50年)、 $R_{i,n}$ はノード n における枯渇性資源 i の資源量を示す。

2-2. モデルの前提条件

一次エネルギーの資源量や生産費用、エネルギー転換技術・輸送技術・自動車の費用や効率、および最終需要(年間値)は文献⁴⁵⁾⁶⁾にて整理したものをを用いた。VREの資源量を例示すると、陸上風力資源量は世界計で660PWh/yr、太陽光資源は各地域で上限無しとしている。また、原子力発電は各国の開発計画や政治状況等を基に上限(2050年の世界計で800GW)を与え、その範囲内で最適化をしている。

時間解像度の詳細化にあたっては、世界100地域・1時間値の①VRE出力波形と②電力負荷曲線形状が必要であるが、本分析では下記の通り設定した。VRE出力波形については文献⁸⁾⁹⁾から抽出した。1時間値の負荷曲線形状に関する情報公開は国により大きな差があるため、全世界の実データを収集することは容易ではない。また、負荷曲線の形状は各国の経済発展状況やライフスタイル、需要側の技術発展(情報通信技術等)の影響を受けるため、将来を見通すことも必ずしも容易ではない。このような背景から本研究では負荷曲線の精緻な推計は行わず、文献⁸⁾を踏襲して単純な想定を置くことにした。まず、年間1時間間隔の電力負荷実績値・推計値が得られた次の国については、現状の負荷曲線形状を2050年にも用いることとした：豪州、中国(推計値)、インドネシア、日本、韓国、マレーシア、メキシコ、ペルー、ロシア、シンガポール、米国、ベトナム、ENTSO-E管内の国々。これら以外の国々については、季節代表日の日負荷曲線を各季節一定で与えた。なお、本モデルでは自動車技術も最適化対象であるが、電気自動車のFlexible chargingは織り込まれている。充電のタイミングや量は最適化で決定され、負荷曲線に上乘せされる仕組みである。他方、Vehicle to Grid(VtoG)は考慮されていない。

2-3. ケース設定

本研究ではNoReg、FullTech、RE100の3つのケースを分析した。NoRegはCO₂排出上限を考慮しないケースであり、FullTechおよびRE100では2050年に世界全体のエネルギー起源CO₂を正味ゼロに制約した(国別には制約していない)。2020年以降の排出削減パスは文献¹⁰⁾のものを利用している。FullTechとRE100の違いは技術オプションの想定である。前者ではモデル化した全ての技術を利用可能とした。対して後者は2050年に原子力やCO₂貯留を利用せず、再生可能エネルギー(大型水力、中小水力、太陽光、陸上風力、CCS無しのバイオマス系燃料)のみで正味ゼロ排出を達成するケースである。近年は洋上風力発電への注目が集まっているが、本分析では未考慮である点に注意されたい。また、計算時間の都合上、本研究では国際送電線の増強は考慮せず、国内送電網の増強のみ許容する(VRE電力から水素等の燃料を製造して国際輸送することは可能となっている)。

3. 分析結果と考察

本章では各ケースの最終エネルギー消費、電源構成、一次エネルギー供給およびCO₂削減費用の結果を示す。モデルからは地域毎の結果が出力されるが、本稿では主に世界合計の結果を議論する。

3-1. 最終エネルギー消費

図2に世界全体の最終エネルギー消費を示す。NoRegケースに比べ、正味ゼロ排出を達成するFullTechやRE100においては省エネによる需要抑制および電力化の加速が窺える。次節にて示す通り、発電部門では脱炭素化が図られており、需要側の電力化と電源の脱炭素化の組み合わせは正味ゼロ排出化に向けて重要な戦略といえる。ただし、省エネルギーや電力化の度合いはFullTechとRE100にて差があり、RE100の方で省エネおよび電力

化がより進む結果となった。これはネガティブエミッション技術の利用可能性が影響したと考えられる。FullTech では発電部門で CCS 付きバイオマス火力が導入され、そこで「負の排出」が生み出されることから、需要側では電力化を 2050 年でも 4 割程度に留め、既存インフラを活用した天然ガス・石油利用が可能となっている(付録の図 7)。このように、ネガティブエミッション技術が比較的安価・大量に利用可能な場合においては、それを組合わせて需要側の排出削減を図ることが経済合理的となりうる。

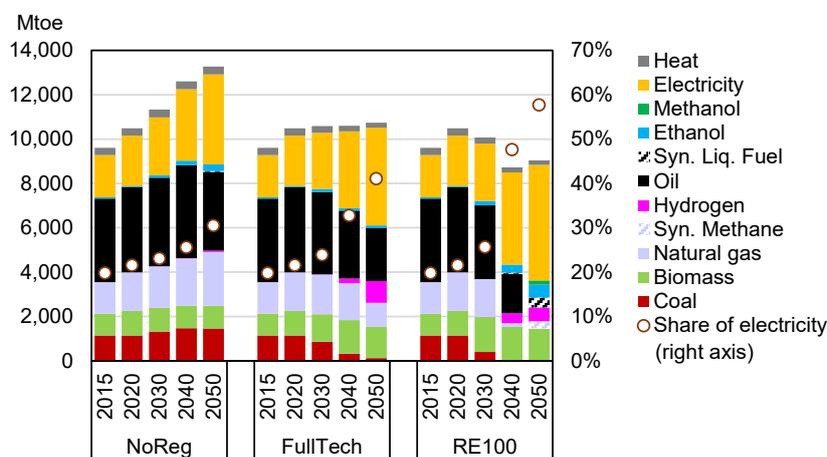


図2 世界合計の最終エネルギー消費と電力化率

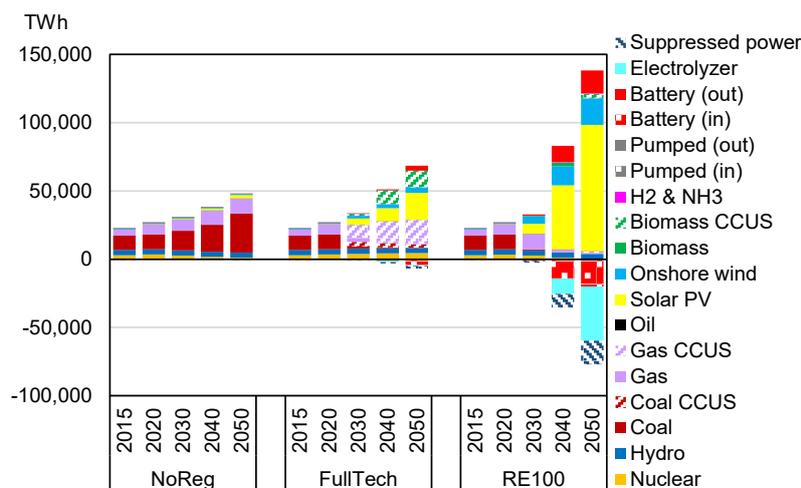


図3 世界合計の発電電力量

対して、RE100 では CCS 付きバイオマス発電や DACCS といった負の排出技術の利用を想定していない。最終エネルギー消費全てをゼロエミッション燃料で賄う必要があることから、省エネと電力化の強化が選択されたと思われる。RE100 の 2050 年の電力化率は 6 割程度に達し、残りの最終需要には水素や合成メタン、固体バイオマス、バイオエタノール、FT 合成燃料が供給されている。特に合成メタンや FT 合成燃料、バイオエタノールは RE100 のみで選択されており、ネガティブエミッション技術の利用が困難な場合には重要な技術となる可能性がある。

3-2. 電源構成

図 3 に世界合計の発電電力量を、図 4 に 1 時間値電力需給例として日本全体の FullTech および RE100 ケースの 5 月の結果を示す。FullTech の電源構成では VRE や CCS 付きのガス火力・バイオマス火力、水力、原子

力が貢献している（図3、2050年のVRE比率は37%）。効率的なCO₂排出削減に向けては、再エネ資源量やCO₂貯留資源量の地域性を踏まえつつ、様々な技術オプションを組み合わせることが重要である。日本においては原子力や太陽光、ガス火力（CCS付き）が主要電源として選択された。太陽光発電の昼間の出力増加に対しては揚水式水力・蓄電池の貯蔵および出力制御が、そして夜間にはそれらの放電とガス火力の出力調整運転が電力需給バランス確保に貢献している（図4a）。

RE100 ケースでは対照的に、VREの大規模拡大が必要となる（図3、付録の図7）。2050年断面でVREが発電電力量の92%を占め、特に太陽光発電が顕著に拡大する結果となった。電力化の加速に加え、水電気分解への投入電力も相当量必要となることから、2050年のRE100の発電電力量はFullTechの倍程度に達している（FullTechは64PWh/yr、RE100は121PWh/year）。現在のエネルギーシステムにおいて主な電力消費者は最終需要部門であるが、RE100 ケースではエネルギー転換部門（水電気分解など）が新たな大規模消費者となり、電力需給構造が大きく変わりうることを示唆されている。日本においては太陽光中心（冬期などの太陽光出力が低下し、電力需要が増加する時期にはバイオマス火力併用）の電源構成となった（図4b）。ただし、本計算では太陽光資源の上限を考慮していない点、また、系統慣性への影響は考慮していない点には注意が必要である。

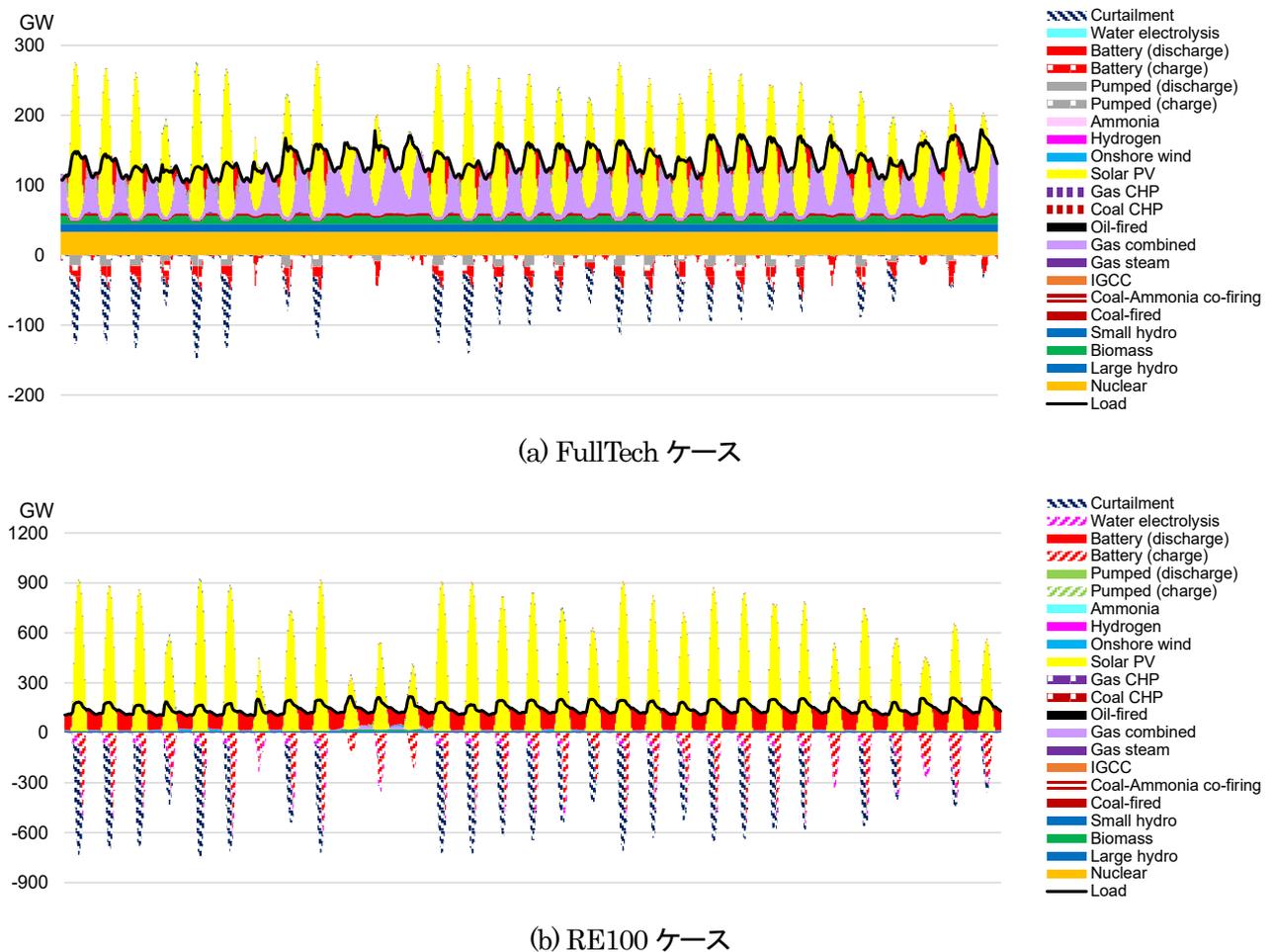


図4 日本全体の5月の1時間値電源運用

(注) NE5.0-R2 モデルは日本を4地域分割で表現している。この図は4地域の和を示している

3-3. 一次エネルギー供給

図5に世界全体の一次エネルギー供給を示す。FullTech ケースでは2030年以降にバイオマスや太陽光が拡大するものの、化石燃料が大部分を占める構成となった。このようなエネルギー供給は大規模なCO₂貯留（ガス火力発電やバイオマス火力発電でのCCS利用等）の上に成り立っており、その前提条件に関する感度分析が必要

と思われる。

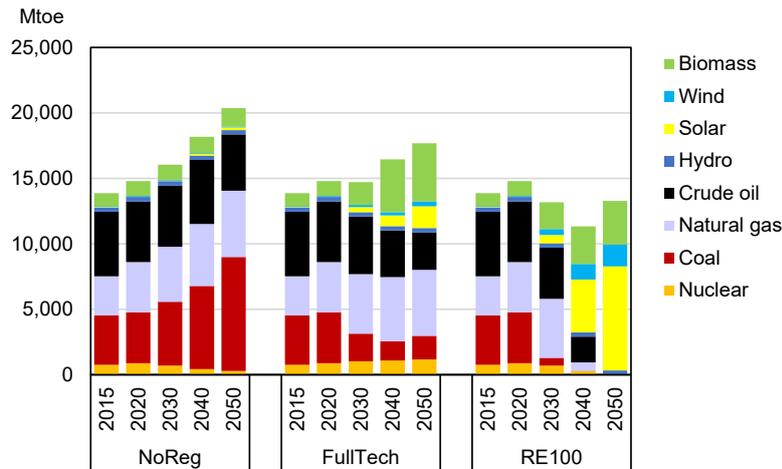


図5 世界合計の一次エネルギー供給

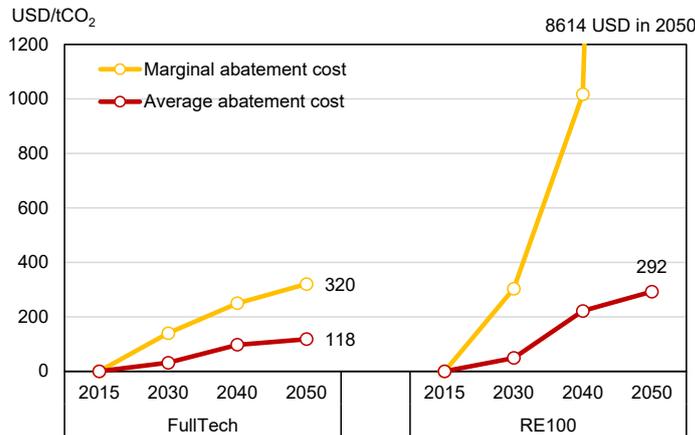


図6 CO₂ 限界削減費用と平均削減費用

RE100では2030年以降に化石燃料縮小とVRE拡大が窺える。このエネルギー供給の実現にはVREやエネルギー貯蔵設備等の設置を急速に行う必要がある(付録の図9~図10)。土地利用の観点や、VRE機器のサプライチェーン、蓄電池等に使用されるレアメタルの材料バランス等の観点から実現性に関する検討が必要であろう。

3-4. CO₂削減費用

世界全体でのCO₂の平均削減費用および限界削減費用を図6に示す。いずれの指標においてもFullTechケースの方が費用負担を大幅に抑えられる結果となった。前節で述べた通り、FullTechは大規模なCO₂貯留を前提とするものではあるが、エネルギー起源CO₂の正味ゼロ排出化に向けてはCO₂貯留や原子力を含めた幅広い技術オプションを追求することが重要ということは指摘できるだろう。RE100ケースでは限界削減費用が2030年以降に急激に増加する傾向が見られた。平均削減費用はそれ程の上昇とはなっていないことから、“ラストワンマイル”的な削減が極めて困難となったと推察される。詳細は割愛するが、最終エネルギー消費(図2)や付録の部門別CO₂排出や自動車構成の傾向(図7・図8)を見ると、2040年以降に排出削減が進んだ部門の一つは自動車であることから、そこで排出削減(代替燃料車の普及や再生可能エネルギー由来の合成燃料製造など)が高価であったと推察される。

4. まとめ

本研究では1時間値の電力需給を考慮した世界モデル NE5.0-R2 を開発し、VRE 出力の時間変動性を明示的に考慮した上で、2050年のエネルギー起源 CO₂ 正味ゼロ排出に向けたエネルギー需給を分析した。その結果、需要側での省エネルギー・電力化、および発電部門の脱炭素化が効率的な戦略であることが示唆された。発電部門の対策としては VRE のみならず CCS や原子力等の幅広いオプションを活用することが経済合理的となる可能性がある (FullTech ケース)。また、再生可能エネルギー100%による正味ゼロ排出化は費用負担 (特に限界削減費用) が大きくなりうる可能性も示唆された。

ただし、本モデルには需要側技術を中心に簡略化された点が残っている。今後もモデルの拡張を進め、より包括的な分析を行う必要がある。具体的には自動車以外の最終消費部門の技術積上げのモデル化や、VtoG 等のダイヤモンドレスポンスの考慮が挙げられる、また、洋上風力発電のモデル化や、式1の前提条件の検証も必要である。

謝 辞

本研究は JSPS 科研費 JP20H02679、(独) 環境再生保全機構の環境研究総合推進費 (2-2104)、文部科学省原子力システム研究開発事業 JPMXD0220354480 の助成を受けた。

参考文献

- 1) United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC); Climate Ambition Alliance: Net Zero 2050, <https://climateaction.unfccc.int/views/cooperative-initiative-details.html?id=95>, (アクセス日 2021.10.20)
- 2) IRENA: Data & Statistics, <https://www.irena.org/statistics>, (アクセス日 2021.10.27)
- 3) F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer, O. Edenhofer; System LCOE: What are the costs of variable renewables?, *Energy*, Volume 63, pp.61-75(2013)
- 4) 大槻貴司、小宮山涼一、藤井康正; 詳細地域分割に基づく世界エネルギーシステムモデルの開発と低炭素システムにおけるエネルギー・CO₂ 輸送の分析、*エネルギー・資源学会論文誌*, 40 巻、5 号、pp.180-195(2019)
- 5) 大槻貴司、小宮山涼一、藤井康正; 発電・自動車用燃料としての水素の導入可能性: 地域細分化型世界エネルギーシステムモデルを用いた分析、*日本エネルギー学会誌*, 98 巻、4 号、pp.62-72(2019)
- 6) 大槻貴司、小宮山涼一、藤井康正; 高解像度世界エネルギーシステムモデルを用いた低炭素化技術の導入可能性: 逐次動学的手法による長期分析、第 38 回エネルギー・資源学会研究発表会 (2019)
- 7) D. Bogdanov, J. Farfan, K. Sadovskaia, A. Aghahosseini, M. Child, A. Gulagi, A. Oyewo, L. Barbosa, C. Breyer; Radical transformation pathway towards sustainable electricity via evolutionary steps. *Nat Commun* 10, 1077 (2019)
- 8) S. Pfenninger, I. Staffell; Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data, *Energy*, Vol.114, pp.1251-1265, (2016)
- 9) I. Staffell, S. Pfenninger; Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output, *Energy*, Vol.114, pp.1224-1239, (2016)
- 10) IEA; Net Zero by 2050, <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050> (アクセス日 2021.10.28)

付録 分析結果の補足図

図7に世界全体の部門別CO₂排出量、図8に世界全体の自動車構成(図中のLDVはLight Duty Vehicle、EVはElectric Vehicle、HEVはHybrid Electric Vehicle、ICEVはInternal combustion engine vehicleの略)、図9に世界全体の発電設備容量、図10に世界全体のエネルギー貯蔵容量の分析結果を示す。

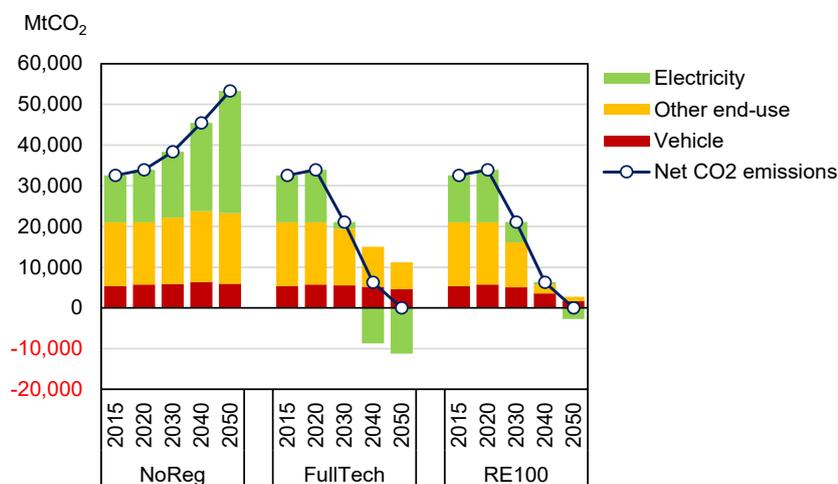


図7 世界全体の部門別CO₂排出量

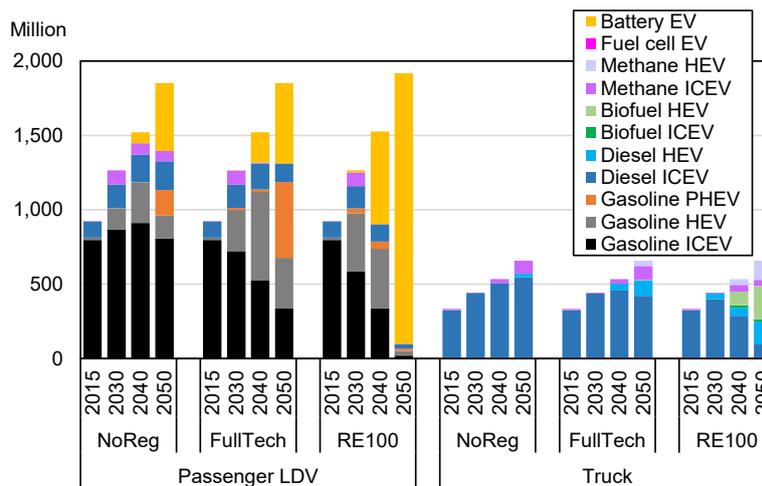


図8 世界の自動車台数

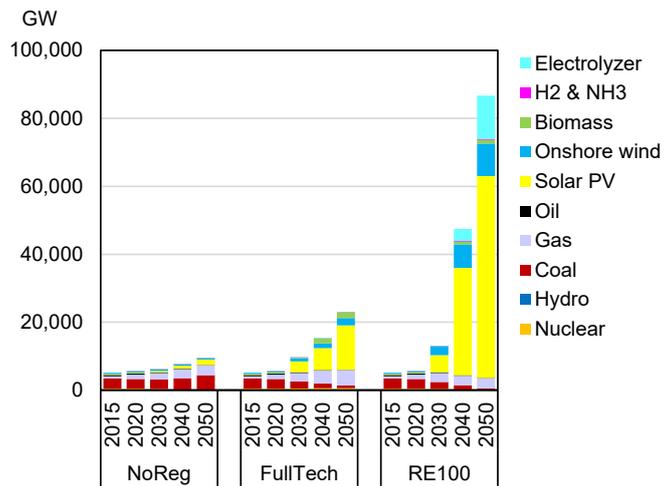


図9 世界の発電設備容量

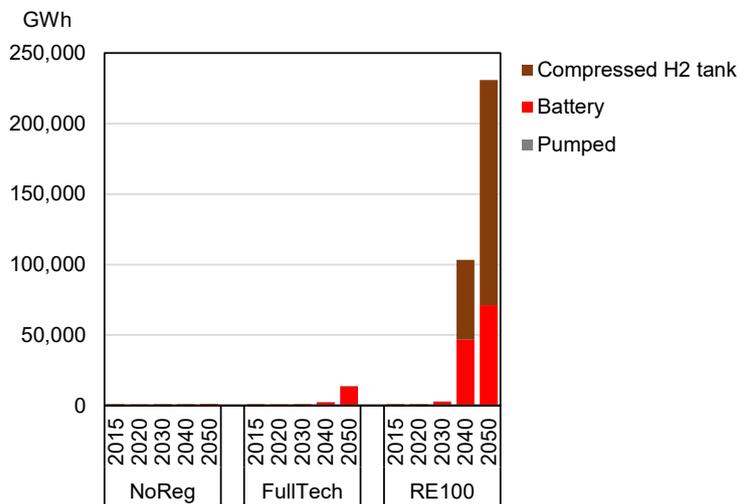


図10 世界のエネルギー貯蔵容量

サウジアラビアの気候変動政策の評価◆ —炭素循環経済・グリーン構想を中心に— Evaluation of Saudi Arabia's Climate Change Policy: Circular Carbon Economy and Green Initiatives

近藤 重人*

Abstract

Saudi Arabia announced on October 23, 2021 that it aims for net zero greenhouse gas emissions by 2060 and will reduce 278 million tons in 2030 compared to the Business as Universal (BAU) scenario. The 2060 goal, however, does not have a detailed path to reach it yet. The 2030 goal may not necessarily be an ambitious goal if it permits the increase of emissions from 2019 level. The direction Saudi Arabia has taken, however, can be highly appreciated. The Circular Carbon Economy, which explored various ways to utilize carbon, is important perspective in the debate on climate change. In addition, the Green Initiatives focuses on renewable energy, afforestation, and clean energy technology which are widely welcomed by international community as an important direction. Therefore, although the feasibility of the 2060 target cannot be fully foreseen, the direction of Saudi Arabia's climate change policy itself can be positively evaluated.

Key words: Saudi Arabia, Circular Carbon Economy, Green Initiatives, Net Zero

1. まえがき

近年、サウジアラビアは2021年10月23日、2060年までに温室効果ガスの排出量実質ゼロを目指し、2030年にはビジネス・アズ・ユージュアル（BAU）シナリオと比べて2億7800万トンを削減すると発表した。そのためのアプローチとして同国が採用しているのが炭素循環経済（Circular Carbon Economy: CCE）とグリーン構想という概念である。本稿では、この2つの概念の特徴について明らかにするとともに、2030年、2060年の目標の実現性についても考察したい。

2. 炭素循環経済

炭素循環経済とは、2020年にG20サミットの議長国を務めたサウジアラビアが、その立場を最大限に利用して推進した考え方である。G20サミットでは「エネルギー、産業、移動、食料を含む全ての分野における排出管理を通じた環境管理を強化しつつ経済成長を促進するための自主的、包括的、統合的、包摂的、実用的、補完的なアプローチ」と定義されたが、平たく言えば炭素を循環させながら経済を回していく仕組みのことである。

もともとこの概念は、大気中の炭素を循環構造に見立てる発想や炭素を利用可能な資源とみなした米国の建築家マクダナー（W. McDonough）の発想をもとに¹⁾、サウジアラビアのアブダッラー国王石油研究センター（King Abdullah Petroleum Studies and Research Center: KAPSARC）の研究員ウィリアムズ（E. Williams）が2019年に構築した概念であった²⁾。

炭素循環経済を支えるのが、Reduce（削減）、Reuse（再利用）、Recycle（リサイクル）、Remove（除去）からなる4つのRであり、それぞれを実現する技術が想定されている。表1はその代表的なものをまとめたものである。これまで個別の文脈で言及されてきた技術を、一つの体系として提示した点に、この概念の新しさがあった。

◆ 本論文は、第38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。

* 中東研究センター 主任研究員

表1 炭素循環経済における4つのR³⁾

Reduce	Reuse	Recycle	Remove
省エネ 再生可能エネルギー 原子力	増進回収法 (EOR)	化学製品化 燃料化	直接空気 回収 (DAC) 二酸化炭素 回収貯留 (CCS) 植林

ここで注目すべきことは、同概念は一概に炭素を悪とは捉えていない点である。炭素は石油の増進回収法、化学製品化、燃料化といった形で利用価値があるものと捉えられている。また、排出されてしまった炭素も回収できる直接空気回収といった技術にも期待をかけている。このように、同概念は炭素には活用・回収する術があるという点に光を当てており、二酸化炭素を排出する化石燃料の使用は、技術が整えば気候変動対策上も問題ないという議論の土台を提供している。もちろん、DAC、CCSなどはコスト面の課題が残り、いまずぐ実装できる訳ではないが、それだけに将来の技術開発に期待をかけた概念とも言える。

3. グリーン構想

グリーン構想は、2021年3月にサウジアラビアが発表したサウジ・グリーン構想と中東グリーン構想の2つからなる。前者は、サウジアラビア国内に今後数十年で100億本を植林すること、2030年までに国内の発電量の50%を再生可能エネルギーが担うこと、クリーンな炭化水素技術を活用することを柱にしている。後者は、サウジアラビアの周辺国に今後数十年で400億本を植林すること、クリーン・エネルギー分野でサウジアラビアと周辺国が協力することを柱にしている。

グリーン構想は、炭素循環経済で示された技術を、具体的にどのように駆使して気候変動対策に利用するかを示した構想と言える。特に、植林、再生可能エネルギー、クリーンな炭化水素技術に言及したが、クリーンな炭化水素技術には二酸化炭素回収貯留(CCUS)、メタン漏洩防止、化石燃料採掘での再エネ利用などが含まれると見られていた⁴⁾。つまり、炭素循環経済に関連する技術の中でも、比較的実装しやすいと考えられる技術群が言及されたと言える。

グリーン構想の具体像は、2021年10月に開催されたサウジ・グリーン構想フォーラム、中東グリーン構想サミットの中で明らかになった。前者では2030年までにBAUシナリオと比べて2億7800万トン削減する目標が定められ、それを記した第1次国別定期目標(NDC)更新版が提出された。そこでは、省エネ、再生可能エネルギー・グリーン水素・アンモニア、CCUS・ブルー水素、ガス利用、メタン削減などに注力する方針が記されている⁵⁾。後者では、クリーン・エネルギー・プロジェクトに104億ドルを出資する方針が示された。

4. 2030年・2060年目標の実現性

第1次国別定期目標(NDC)更新版には示されなかったが、アブドゥルアジーズ・エネルギー相は、2030年までに2億7800万トン削減することによって、排出量は7億4100万トンから8億4900万トンになるとフォーラムで説明した。2019年は6億6000万トンの排出量であることから、それよりは増加することになる。同国は更新前のNDCが1億3000万トンの削減しか宣言しておらず、それよりも2倍以上の削減量になったことを強調しているが、依然として2019年水準より増加することは認めていることから、極めて野心的な目標では必ずしもないかもしれない。図1は1960年以降の同国の二酸化炭素排出量を示しており、一貫して上昇基調にあるが、これを概ね追認した目標と言える。

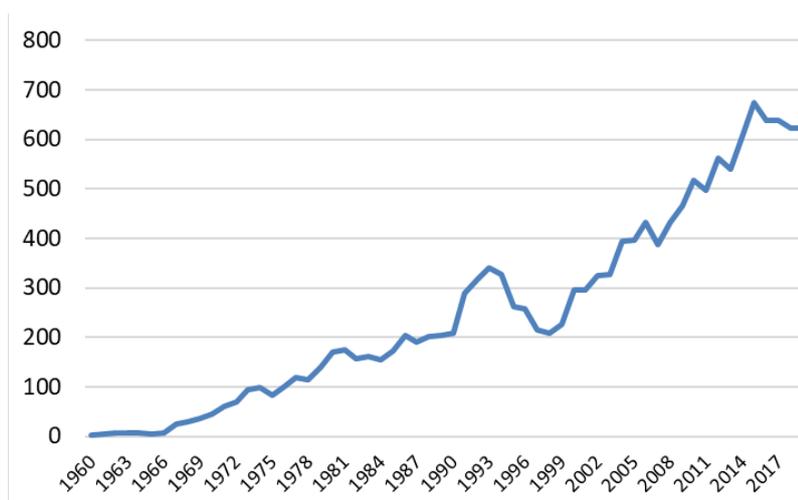


図1 サウジアラビアの二酸化炭素排出量 (100万 ton) ⑥

他方、2060年の実質ゼロ達成には様々な努力が必要になるだろう。アブドゥルアジーズ・エネルギー相は2060年に設定した理由について、排出量削減に必要な技術の多くが2040年まで成熟しないためと説明している。おそらく現在はコストの問題などから普及ができていないCCUSなどが念頭にあるものと思われる。つまり、こうしたコストの問題が順調に解決されるかが2060年目標実現の成否を握っていると言える。

それ以外にも、発電部門の再生可能エネルギーの比率は急速に高めなければならない。同国では2021年4月によりやく商業規模の太陽光発電所が開所したばかりであり、それ以前は再生可能エネルギーの発電に占める割合は限りなくゼロに近かった。現在多くのプロジェクトが動き出しているが、それがどのくらいのスピードで普及していくかは読めない部分がある。同様のことは、省エネの進展、電気自動車の普及などについても言える。いずれにせよ、2060年目標は期待を込めた目標であり、そこまでの道筋を綿密に定めた訳ではなく、確たる根拠がある訳ではない。

しかし、サウジアラビアが示した方向性は評価できるだろう。炭素の多様な活用法を探った炭素循環経済は、気候変動の議論に一石を投じている。また、再生可能エネルギーや植林、クリーン・エネルギー技術の向上を目指したグリーン構想も、方向性としては国際社会において異論の少ないものである。従って、2060年目標の実現性は十分に見通せないが、同国の気候変動対策の方向性自体は十分に評価できると考えられる。

参考文献

- 1) William McDonough, “Carbon Is Not the Enemy,” *Nature*, Vol. 539 (November 2016) pp. 349-351.
- 2) Eric Williams, *Achieving Climate Goals by Closing the Loop in a Circular Carbon Economy*, November 6, 2019, King Abdullah Petroleum Studies and Research Center.
- 3) Adam Sieminski, “Circular Carbon Economy,” *International CCUS and Hydrogen Symposium*, hosted by Ministry of Environment, Japan, March 12, 2021, p.10, <http://www.env.go.jp/earth/Speech%2012.pdf/Speech%2012.pdf> (アクセス日 2021.10.27)
- 4) “Saudi Arabia aims for 50% renewable energy by 2030, backs huge tree planting initiative,” 2021.3.31, <https://www.climatechangenews.com/2021/03/31/saudi-arabia-aims-50-renewable-energy-2030-backs-huge-tree-planting-initiative/> (アクセス日 2021.10.27)
- 5) Kingdom of Saudi Arabia, “Updated First Nationally Determined Contribution,” 2021 Submission to UNFCCC,

- <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Saudi%20Arabia%20First/KSA%20NDC%202021%20FINAL%20v24%20Submitted%20to%20UNFCCC.pdf> (アクセス日 2021.10.27)
- 6) Global Carbon Project, <http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions> (アクセス日 2021.10.27)

余剰電力を利用した水電解・蓄電池ハイブリッド型 水素製造システムの経済性評価◆

Economics of Hydrogen Production from Electrolyzer-Battery Hybrid System Using Surplus Electricity

柴田 善朗* 永富 悠**

Abstract

The hydrogen production from electrolyzer using surplus electricity faces a challenge in high production cost due mainly to the low capacity factor of electrolyzer. Smoothing the input power to electrolyzer by using battery might be a solution for elevating the capacity factor of electrolyzer. This study developed the hourly simulation model for the hydrogen production of the electrolyzer-battery hybrid system, and evaluated the impact on hydrogen production cost, using surplus electricity profile in Hokkaido region figured out by the power generation mix optimization model. Based on the results, the impact on hydrogen production cost reduction by introducing battery could not be found. This is due to the cost of battery that largely exceeds the hydrogen production cost reduction gain by improving capacity factor of electrolyzer. In order to find out positive contribution of battery, further analyses may be required based on larger scale of surplus electricity or direct input of variable renewable energy to the hybrid system.

Key words: Hydrogen, Electrolyzer, Battery, Surplus electricity, Power to Gas

1. はじめに

蓄電池と水電解は共に、自然変動型再エネ（VRE）の出力変動緩和対策として注目されている。蓄電池、水電解各々の出力変動緩和対策に関する分析事例は従前から多数見られるが、近年、技術的特徴の異なる両技術を組み合わせることで、系統のより高い柔軟性の確保や水素製造コスト低減の可能性を評価した事例が見られる。例えば、既往研究¹⁾では VRE インバランス補償を踏まえた小売事業者による蓄電池と水電解の協調運転に関する分析を行っている。

一方、水素製造コストの観点からは、既往研究²⁾では、太陽光発電からの水電解への入力電力を蓄電池により平滑化し水電解の設備利用率を向上させることで、水素製造コスト低減が図れることが示されている。VRE からの水素製造には、このような VRE 直接利用の他に、余剰電力を用いる場合もある³⁾。しかしながら、余剰電力は太陽光発電に比べてより稀頻度かつ小規模であることが推察され、蓄電池による水電解への入力余剰電力の平滑化効果によって得られる水素製造コスト低減効果が、蓄電池併設によるコスト増分を上回るかは定かではない。

したがって、本研究では実際に発生するであろう余剰電力のプロファイルを電源構成モデル分析⁴⁾によって特定することで、余剰電力を利用した水電解・蓄電池ハイブリッド型水素製造システムの経済性評価を行う。なお、比較的大規模な余剰電力の発生が見込まれる北海道を対象とする。

2. 分析の流れ

まず、複数の VRE 導入シナリオを設定し、電源構成モデルにより年間の余剰電力プロファイルを特定する。

◆ 本論文は、第38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

** 主任研究員

余剰電力規模に応じて、水電解と蓄電池の設備容量の組み合わせを複数設定する。各組合せに対して、簡易シミュレーションにより、水電解に直接入力される余剰電力と、蓄電池経由で入力される余剰電力を特定することで（図1）、水電解の設備利用率や水素製造コストを分析する。

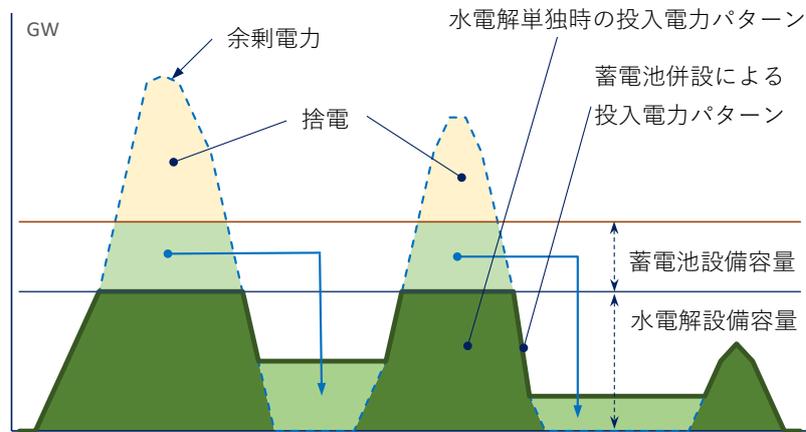


図1 余剰電力を利用した水電解・蓄電池ハイブリッド型水素製造システム

3. 余剰電力プロファイル

本研究では日本エネルギー経済研究所と東京大学藤井・小宮山研究室との共同研究を踏まえて開発した電源構成モデルを用いた。本モデルでは線形計画法を用いて総発電費用を最小化する経済合理的な電力需給運用を模擬する。最適化ソフトウェアは Xpress を用いた。詳細は文献 4) を参照頂きたい。

3-1. 前提条件

本研究では北海道を対象とするが、当該地域の余剰電力の発生状況は、地域間連系線を通じて他地域からの影響を受けることから、全国を対象として電源構成モデル分析を実施し、北海道のみの余剰電力プロファイルを抽出する。以下の前提条件を想定する。

- 電力需要：電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）が公表するエリア別需要端需要（2030年まで）を参照。2031年以降は横置き。
- 広域運用：北本連系線含む地域間連系線の運用量は広域機関見通しの熱容量制約を上限とする。
- 火力：既設及び計画中の発電所を考慮する。
- 原子力：北海道エリアについては泊原子力発電所1~3号機の再稼働を想定。設備利用率は経済産業省総合資源エネルギー調査会系統ワーキンググループ⁵⁾（以下、系統WG）を参照。
- 一般水力：設備は系統WGを踏まえて第6次エネルギー基本計画⁶⁾（以下、新基本計画）で想定される増分を考慮。設備利用率は系統WGを参照（約30%程度）。
- バイオマス：FIT認定計画容量について実現率を考慮し、新基本計画の値に2030年に到達すると想定。
- 地熱：計画中の案件を踏まえ、2030年の新基本計画の値に向けて増加すると想定。地域別に按分。
- 揚水：系統WGと同じ想定とする。
- 太陽光：2030年は新基本計画の全国値に合うようにFIT認定情報から地域別に按分。2030年から2040年まではIEAのWEO2020⁷⁾のSTEPS（Stated Policies Scenario）ケースの伸び率を参照。
- 風力：2030年は新基本計画の全国値に合うように環境アセスメント情報⁸⁾から実現率を考慮して地域別に按分。2040年は広域機関マスタープラン検討委員会⁹⁾の洋上風力45GWシナリオの値を参照した。
- 蓄電池は設置済みの蓄電池変電所以外の追加的な設置は考慮しない。

北海道のVREの導入想定について表1に整理する。2030年をイメージしたシナリオ1では、太陽光2.5GW、風力5.4GWを設定する。長期的視点から、2040年をイメージしたシナリオ2では太陽光3.19GW、風力16.1GWを想定する。

表1 VRE導入シナリオ

	太陽光	陸上風力	洋上風力
シナリオ1	2.5GW	5.4GW	
シナリオ2	3.19GW	1.48GW	14.65GW

3-2. 結果

図2にシナリオごとの余剰電力の持続曲線を示す。シナリオ1ではVREの余剰率(=余剰電力量/発電可能量)は15%で、余剰電力の負荷率(=余剰電力平均出力/余剰電力最大出力)は5%となる。一方、VRE導入の大きいシナリオ2ではVREの余剰率は46%に増大し余剰電力負荷率も14%に増加する。

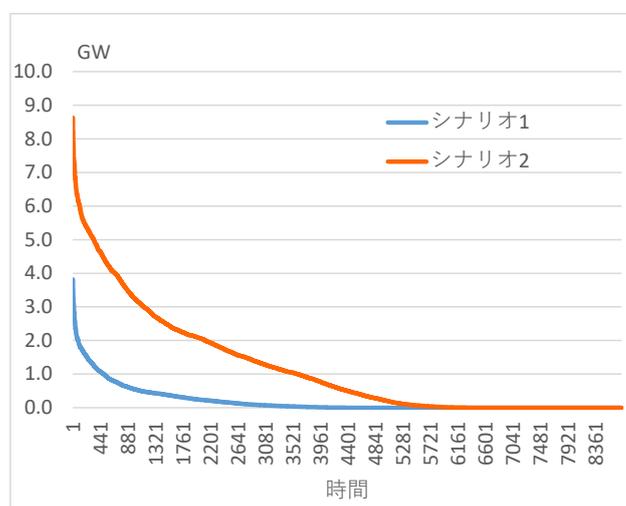


図2 余剰電力の持続曲線

4. 水電解・蓄電池ハイブリッド型水素製造システムの経済性

4-1. 前提条件

水電解水素製造原単位は、圧縮水素製造を前提として圧縮にかかる動力を含めて、4.72kWh/Nm³-H₂ (=52.9kWh/kg-H₂)とする。蓄電池の充放電効率は90%×90%、自己放電率は0.02%/hとする。設備費については、水電解は5万円/kW、蓄電池のセルスタックは2万円/kWh、PCS(パワーコンディショナ)は4万円/kWを想定する。蓄電池の時間貯蔵容量は5時間とする。全ての設備寿命を20年、割引率を5%と想定する。

4-2. 分析結果

図3にシナリオ1、図4にシナリオ2における水素製造の経済性の分析結果を示す。本研究の目的は、蓄電池の併設により水電解設備利用率が向上することで水素製造コストの設備費分がどの程度削減されるかを見る点にあることから、経済性指標には均等化水素製造コスト(LCOH: Levelized Cost of Hydrogen)のうち、設備費にかかる分(LCOH_CAPEX)のみを用いる。

なお、蓄電池併設の場合は、蓄電池の roudtrip 効率や自己放電ロスによる投入電力コストの増分を踏まえなければならぬが、議論の単純化のため、以下の考察にはこの影響を捨象する。

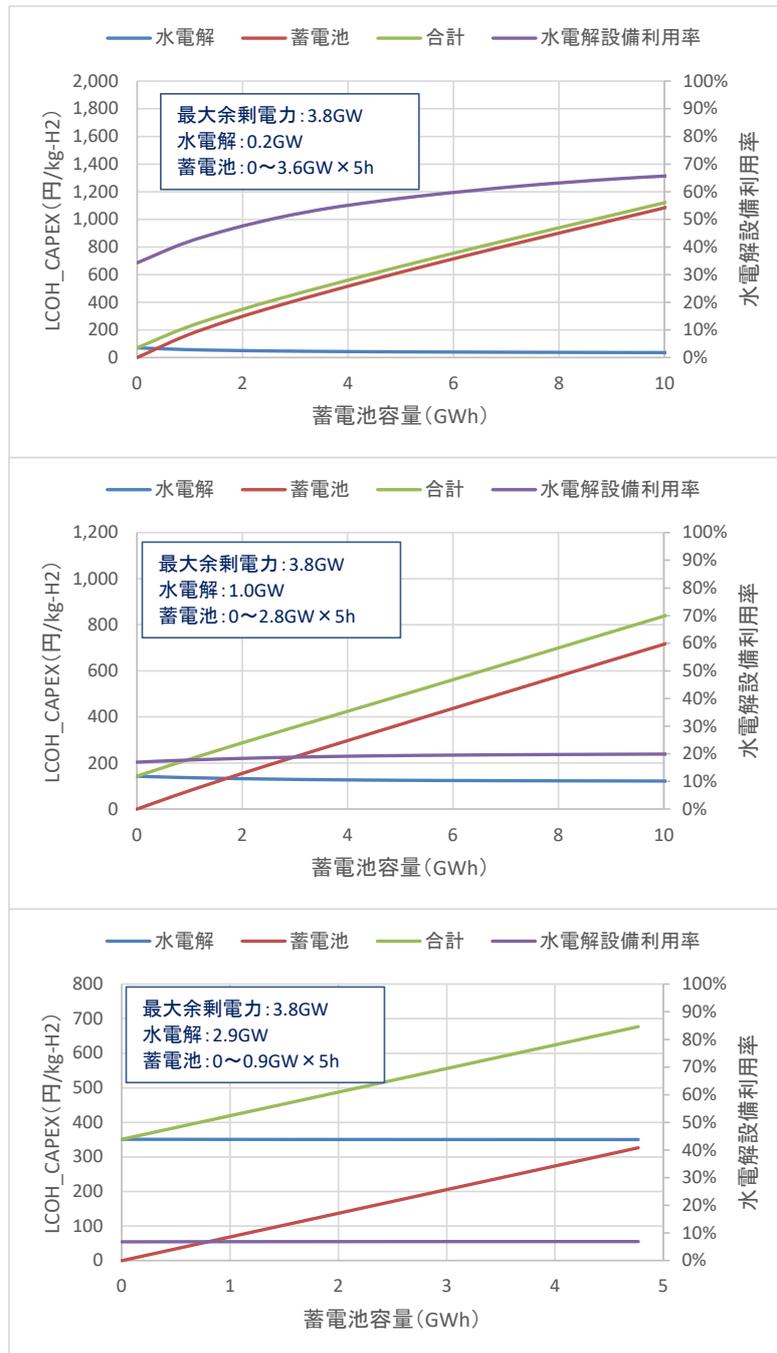


図3 水素製造コスト(設備費分): シナリオ1

シナリオ1においては、最大余剰電力が3.8GWであり、水電解の設備容量が0.2GW、1.0GW、2.9GWの三つのケースを例示している(図3)。これら各々のケースについて、最大余剰電力から水電解設備容量を差し引いた分が蓄電池導入可能最大容量(GW)となり、0GW~最大容量を変数として分析を行っている。この蓄電池容量(GW)に5時間(上述)を乗じた貯蔵容量を図の横軸に取っている。水電解設備容量が0.2GWの場合は(図3の上段)、蓄電池導入容量を増加させることで、水電解の設備利用率の向上が図られていることがわかる。蓄電池容量が0の場合の水電解の設備利用率は34%であるが、蓄電池を10GWh(=2GW×5時間)導入すること

で、70%近くまで向上している。しかしながら、水電解設備利用率向上による水素製造コスト削減効果よりも、蓄電池導入によるコスト増分が大きく上回っており、全体で蓄電池導入による水素製造コスト削減効果は見られない。水電解の設備容量を増加させると（図3の上段→中段→下段）、蓄電池導入拡大による設備利用率向上効果は漸減する。

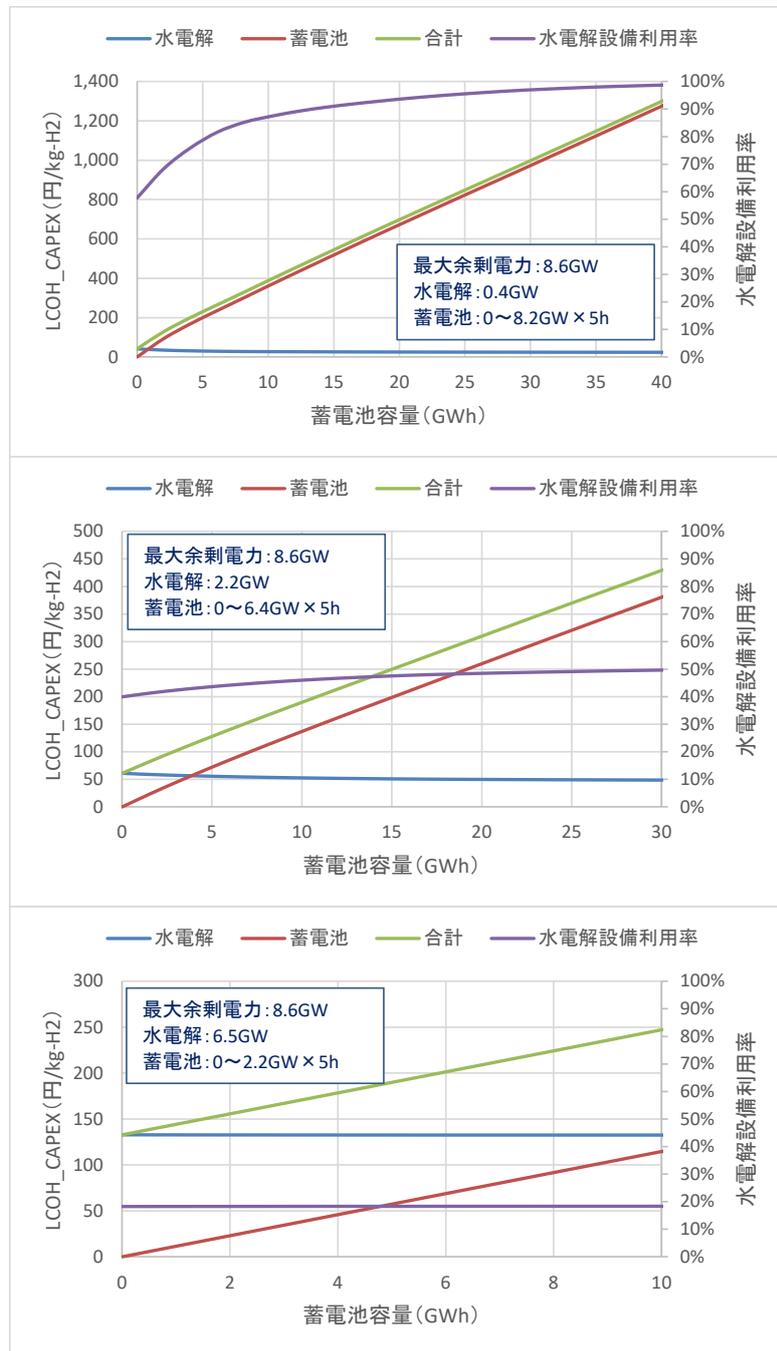


図4 水素製造コスト(設備費分)：シナリオ2

これは、水電解設備容量の拡大に伴い、水電解に直接投入される余剰電力が増えることで、蓄電池経由で水電解に投入される残りの余剰電力が稀頻度・少量になることに起因する。余剰電力規模が拡大するシナリオ2（図4）でも同様の傾向が見える。

上述したように、蓄電池の roudtrip 効率や自己放電ロスを踏まえると蓄電池によるコストは更に増加することから、水電解の設備利用率向上を目指した蓄電池の併設は、水素製造コスト削減の観点からは得策でないと言える。

なお、当然のことながら蓄電池併設の効果は、水電解と蓄電池の設備費の相対関係にも依存する。水電解の想定設備費を固定し、蓄電池の設備費を低下させていき LCOH_CAPEX に最小点が見出される条件を探索すると、想定額の 1/20 で最小点が発現した (図 5)。

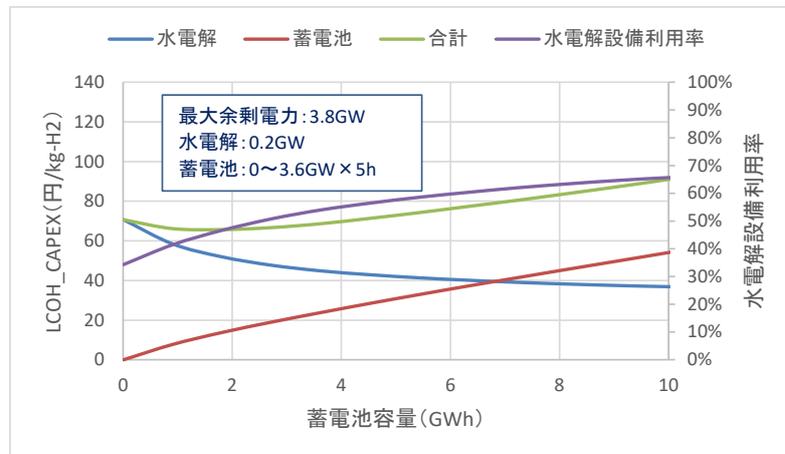


図5 水素製造コスト(設備費分)：シナリオ 1+蓄電池コスト低下ケース

注：蓄電池コストを想定額の 1/20 まで低下させたケースである。

5. まとめ

本研究では、余剰電力を利用した水電解・蓄電池ハイブリッド型水素製造システムの経済性評価を行った。蓄電池の併設により水電解への投入余剰電力を平滑化でき、水電解の設備利用率向上を図ることが期待される。しかしながら、蓄電池導入による設備費増分が、水電解設備利用率の向上による水素製造コスト削減効果を大きく上回り、余剰電力を利用した水電解・蓄電池ハイブリッド型水素製造システムは現実的でないことがわかった。

これは、本研究で想定した VRE 導入規模においては、余剰電力発生頻度・量ともに充分ではなく、水電解に直接投入された後の残りの余剰電力の規模も小さく、この小規模の余剰電力を蓄電池によって回収し水電解に投入するというプロセスが経済合理的でないことを意味する。

蓄電池併設の効果は、水電解と蓄電池の設備費の相対関係にも依存するが、仮に、蓄電池コストが 1/20 になる場合には、水電解・蓄電池ハイブリッド型水素製造システムの水素製造コストが最小となる容量の組合せはあり得る。しかしながら、蓄電池コストが 1/20 となる想定は非現実的である点に留意が必要である。

一方で、余剰電力ではなく、太陽光発電や風力発電からの電力を直接水電解に投入する場合については、これらの電源の設備利用率にも依存するが、水電解と蓄電池のハイブリッドシステムの効果が発揮される可能性もある。また、本研究では水素製造量については精査しなかったが、水素製造量を制約、水素製造コストを目的関数として、水電解と蓄電池の最適な設備容量の組合せが特定できるかもしれない。これらの多様なケースにおける検証が今後の課題である。

参考文献

- 1) 松原雅, 吉岡剛, 松橋, “小売事業者における蓄電池と水電解装置の協調運転に関する研究”, 第 37 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2021 年 1 月
- 2) Yasunori Kikuchi, Takayuki Ichikawa, Masakazu Sugiyama, Michihisa Koyama, “Battery-assisted low-cost hydrogen production from solar energy: Rational target setting for future technology systems”,

International Journal of Hydrogen Energy 44 (2019) 1451- 1465

- 3) 柴田善朗, “国内再生可能エネルギーからの水素製造の経済性”, 第32回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2016年1月
- 4) 永富 悠、松尾雄司、小笠原潤一、 “LFC 調整力を考慮した電源構成モデルによる 2040 年の電源構成の分析と政策課題に関する検討、エネルギー資源学会論文誌、Vol.40 No.2, pp.8-20 (2019)
- 5) https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/index.html
- 6) <https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005.html>
- 7) “World Energy Outlook 2020”, International Energy Agency
- 8) https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/wind.html
- 9) 「マスタープラン検討に係る中間整理」, 2021年5月20日, 広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会事務局

メジャー企業の石油・天然ガス上流事業戦略とその比較

野口 正義*

Note

本論文は、2022年2月2日に日本エネルギー経済研究所のウェブサイトに掲載したレポートである。そのため、本論文の内容は、2月2日時点で得られていた情報に基づいている。しかし、同月下旬にロシアがウクライナに対して軍事行動を始めたことで、メジャー企業を取り巻く事業環境は変化しつつある。ロシアの軍事行動を背景として、bpは2月27日、同社が保有するRosneft株式を売却する方針を示した。また、Shellは2月28日、Gazprom及びその関連事業者と組む複数のJoint Venturesから撤退する意向を示した。本Noteを執筆中の3月初頭では事態の結末はいまだ不透明であるが、世界有数の産油ガス国であるロシアとの関係変化が、メジャー企業の今後の中長期的な石油・天然ガス上流事業戦略にも影響を及ぼす可能性が考えられる。

要旨

- 各メジャー企業の石油・天然ガス上流事業戦略を比較すると、全企業に共通して低コスト化の徹底的な追求と天然ガスの重要性の認識が掲げられている。
- 一方で、今後の液分¹・天然ガス生産量のトレンドは、メジャー企業間で差がある。

メジャー企業各社の上流事業戦略の比較 概要

		(具体例の一部)				
共通点	低コスト化の徹底的な追求 (具体的方法は各企業で異なる部分もある)	<ul style="list-style-type: none"> ・探鉱対象の地域的集約 (Shell, bp) ・事業資産のダイベストメントの実施 ・デジタル化等を通じた操業の効率化 				
	天然ガスの重要性の認識	<ul style="list-style-type: none"> ・世界のエネルギー転換期において、低炭素化石燃料である天然ガスが重要な役割を果たす。 				
相違点	個社別 液分・天然ガス生産量の変化トレンド (2020~2025年)	Shell	bp	TotalEnergies	ExxonMobil	Chevron
		N.A.	減少	増加	ほぼ維持	増加

- 低コスト化の徹底的な追求は他の上流事業者にも共通しうる対策と考えられる一方、生産量変化の方向性 (増産・減産・維持等) は個々の企業の事情や将来観等によって異なりうると考えられる。

* 元 計量分析ユニット 一 研究主幹

¹ 一般に、液分 (Liquid) には原油やNGL等が含まれる。ただし、企業ごとにLiquidに含まれる対象が一部異なる。詳細は各企業の生産量に係る脚注を参照。

1. はじめに

ネットゼロ社会への転換を志向する国際世論は日に日に過熱している。国際連合²によれば、130以上の国々がネットゼロ達成目標を設定または検討しているとされる。2021年10月には、大産油国サウジアラビアもネットゼロ目標を公表した。

ネットゼロ社会への転換を目指す世界的な流れのなか、石油・天然ガス上流事業者にも、この流れに対応した上流事業戦略が必要になる。ネットゼロ社会への転換を目指す流れのなかで低炭素・脱炭素技術に注目が集まっているが、世界の石油・天然ガス需要が直ちに無くなるわけではない。そのため、上流事業者による一定の石油・天然ガス供給が引き続き必要になる。ただし、上流事業の継続に際しては、従来と同様の事業展開を追求するだけでなく、上述の流れを反映させた戦略が求められるだろう。

しかし、事業環境の不確実性への対処という観点から、上流事業者の戦略策定には一定の困難が付きまとう。先述の国際世論に加え、各国の将来的な経済成長や低炭素技術の開発・普及など、石油・天然ガス需要に影響を及ぼしうる不確定要素は多い。このような不確定要素を反映してか、様々な機関の需要想定は、シナリオごとに大きな差がある。他方、供給側の事業者にとっては、需要の不確実性が大きいなかで、自社資産の座礁資産化³を避けつつマネタイズできるような事業の最適化が求められる。

そこで本稿では、上流事業戦略の参考例として、メジャー企業5社（Shell、bp、TotalEnergies、ExxonMobil、Chevron）の戦略を調査・比較した。メジャー企業は世界各地で上流事業を展開しており、ネットゼロ社会への転換に際して広範なリスクに晒されている。このような業界のリーディングカンパニーの戦略は、他の上流事業者等にとって参考にできる部分もあるだろう。

各社戦略を比較した結果、各メジャー企業の上流事業戦略において、低コスト化の徹底的な追求と天然ガスの重要性の認識が掲げられていた。一方で、今後の液分・天然ガス生産量のトレンドは、メジャー企業間で差があった。他の上流事業者等にとっては、最新技術の導入や厳格な投資基準を通じた低コスト化の方法は参考になる部分もあるだろう。一方で、生産量変化の方向性（増産・減産・維持等）には一般的な「正解」のようなものはなく、個々の企業の事情や将来観等も踏まえた事業戦略により方針が異なりうると考えられる。

以下本稿では、2章で個社別に生産量・埋蔵量等の現状および今後の戦略を概観する。その後III章で、各社の戦略の比較を試みる。

2. メジャー各社の生産量・埋蔵量の現状と今後の戦略

本章では、メジャー各社の公表資料を参考にしながら、Shell、bp、TotalEnergies、ExxonMobil、Chevronの順に、生産量・埋蔵量の現状と今後の戦略を概観する。

2-1. Shell

Shellは今後の中心的な事業対象領域・地域を設定したうえで、生産のガスシフトと低コスト化を進めながら上流事業を継続していく意向を示している。なお、2021年5月以前に公表された同社戦略は、その後内容が再検討されている可能性はあるが、本稿の記載は主に2021年5月以前に公表された戦略に基づいている。

² <https://www.un.org/en/climatechange/net-zero-coalition>（2021年12月閲覧）

³ IEAは座礁資産を「気候政策に起因する需要減少または価格低下によって、全操業期間を通じても投資が回収できない化石燃料インフラ」と定義している（IEA, 2021 Net Zero by 2050, p.102 脚注）。

① 生産量・埋蔵量等の現状

2020年の液分・天然ガス生産量⁴の地域別内訳をみると、アジアと南北アメリカが主力生産地域となっている（図1）。さらに国別・資源別内訳をみると、液分は米国やブラジル、オマーンから、天然ガスは豪州や米国、マレーシアからの生産量が多い。なお、生産コスト削減をはじめとする操業の改善にも継続的に取り組んでいる。たとえば、2015～2020年のあいだに Unit Development Cost⁵ (UDC) を▲51%、Unit Operating Cost⁶ (UOC) を▲26%ずつ削減した。

2020年末時点の液分・天然ガス確認埋蔵量⁷（約9,124Mboe）の地域別内訳をみると、こちらもアジアと南北アメリカが占める割合が大きい。液分・天然ガス比率は、51:49であった。

Cash CAPEX⁸合計額に占める Upstream セグメントへの投資割合は、2018～2020年にかけて約50%から約42%まで低下した。なお、Upstream と Integrated Gas⁹の2つのセグメント合計の投資割合は、約66%（2018年）から約65%（2020年）となっており、Upstream セグメント単体ほどは変化していない。

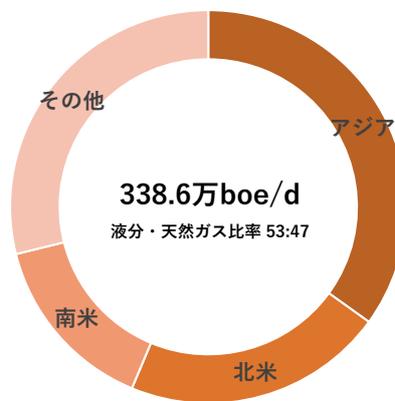


図1 地域別液分・天然ガス生産量 (Shell, 2020年)

(出所) Shell, “ANNUAL REPORT AND ACCOUNTS 2020” より作成。

② 今後の戦略¹⁰

Shell は、上流事業からのキャッシュフローが株主還元や低炭素投資の資金源になると捉えており、今後も上流事業を継続する意向を示している。とくに天然ガスは、世界のエネルギー転換において重要な役割を果たすという見解を示している。これは、天然ガスが発電部門（再生可能エネルギー発電の間欠性の補完）や電化が困難なセクターで利用されるエネルギー源であり、かつ全体的な炭素排出量の削減にも貢献しうるためである。

⁴ 液分には原油と NGL、合成原油が含まれる。地域別日産量は、地域別年産量を年間日数で除して計算。天然ガス数量は同社が利用する係数を用いて液分数量に換算。

⁵ プロジェクトの資本費のうち Shell 権益比率分の金額を、Shell 権益比率分の生産量で除したものの。

⁶ 操業費のうち Shell 権益比率分の金額を、Shell 権益比率分の生産量で除したものの。

⁷ “ANNUAL REPORT AND ACCOUNTS 2020” にある Proved developed and undeveloped oil and gas reserves。

⁸ 同社公表資料では、“Cash capital expenditure comprises the following lines from the Consolidated Statement of Cash Flows: Capital expenditure, Investments in joint ventures and associates and Investments in equity securities” と定義されている。

⁹ Integrated Gas セグメントの事業内容には、LNG 活動、天然ガスの Gas to liquid 燃料及びその他製品への転換、新エネルギー事業に加えて、一部の液分・天然ガス生産・探鉱・開発・輸送インフラの操業も含まれる。

¹⁰ 本稿の記載は、主に2021年5月までに公表された上流事業戦略に基づく。戦略公表後の2021年5月、蘭ハーグの裁判所が「Shellの炭素削減目標は具体性が乏しく不十分であるため、追加的な削減目標をたてるべき」旨の判決を下した。これに対して Van Beurden CEO は「判決は、戦略の変更ではなく加速を意味する」という見解を示したが、9月にはコア・ポジションのひとつに位置付けていた米 Permian のシェール資産を売却している。このような経緯から、現在は判決前に公表した戦略を再検討しつつある可能性は否定できない。しかし、判決後にまとまった戦略は公表されていない。

公表資料では同社の生産量目標値が明らかにはされていないものの、2030年には液分・天然ガス生産量のうち天然ガスの比率を55%以上に高めるとしている。一方、液分生産量は、2019年をピークとして、自然減退とダイベストメントを考慮したうえで2030年まで年▲1~2%程度のペースで減少するとしている。なお、2021年5月以前の資料では2030年までに操業現場における定期的フレアリングをなくすとしていたが、足許ではこの目標を2025年に繰り上げている¹¹。

また、2025年に向かって引き続き生産コストの低減にも努める。2025年には、2019年比でUDCを最大▲10%、UOCを最大▲20%、OPEX（操業費）総額を▲20-30%それぞれ削減することを目指す。UDCを削減するために設備設計の簡素化、標準化、複製（replication）するとともに、UOCを削減するためにデジタル化を進めるとした。

今後注力する事業対象として大水深とシェール、在来型原油・天然ガスの3つを挙げたうえで、それぞれに今後の事業のコア・ポジションとなる地域（計9地域）を設定した（図2）。具体的な地域としては、大水深ではブラジルと米メキシコ湾岸が、シェールでは米Permian（ただし、戦略公表後に売却）が、在来型では英国とナイジェリア、オマーン、カザフスタン、ブルネイ、マレーシアがコア・ポジションに指定されている。同社は、今後のCash CAPEXの80%以上をこれらコア・ポジションに集中投下する（とりわけ大水深事業に重点を置く）としている。また、新規探鉱については、2020年代前半まではフロンティアにも魅力的な探鉱機会があるとしたが、2025年以降はリスク回避（de-risking）のためフロンティアでの探鉱を実施しない方針を示した¹²。

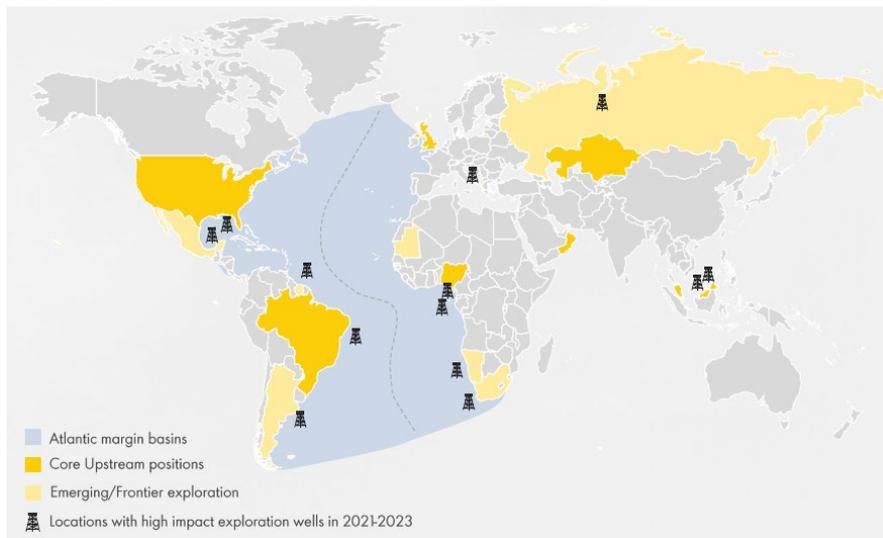


図2 上流探鉱プログラム図

（出所）Shell, “SHELL INSIGHTS: UPSTREAM STRATEGY”

新規事業地域の選定と同時に、厳格な投資基準の適用も目指している。2025年以降の商品価格前提を Brent \$60/bbl、Henry Hub (HH) \$3/MBtu と置いたうえで、投資の基本条件としてハードルレート（IRR）が18%以上かつ投資回収年が2035年以前であることとしている。公表資料から調べられた限りでは、メジャー企業のなかで特定の投資回収年次を開示しているのはShellのみであった。また、独自の炭素コスト前提を設定し、こ

¹¹ <https://www.shell.com/inside-energy/zero-routine-flaring-by-2025.html>

¹² 同社の過去資料”Brazil Shareholder visit 2016” p.15 では、Under-explored basins（十分に探査されていない堆積盆）を”Frontier”と位置付けている。

れを事業経済性評価で潜在的なコストとして考慮するようにしている。

ダイベストメントについては、Lean ポジション（コア・ポジション以外の資産）から対象が選ばれる可能性を示唆している。

今後の投資額（Cash CAPEX）配分については、比重を Upstream 分野から Growth 分野（マーケティングや再エネ、エネルギーソリューション事業）へと徐々に移すとしている。今後の全社事業を Upstream、Transition（統合ガスや化学・製品事業）、Growth の3分野に分類したうえで、2020年では約42%であった Upstream 分野への投資配分を、2025年までに30～40%程度、2025年以降は25～30%にするとしている¹³。なお、同社は将来的に第三者 LNG の取扱量を増やす方針を示している。これは、フィードガス生産の上流投資や事業リスクを抑制しながら売上高をあげることに貢献すると考えられる。

2-2. bp

bp は、生産の低コスト化を進めながら上流事業を継続する意向を示している。ただし、新規探鉱の対象地域を限定し、2030年に向かって液分・生産量を順次減少させるとしている。なお、同社は Rosneft 株式の19.75%を保有しているが、同社の生産量・排出量目標に Rosneft 分は含まれていない。

① 生産量・埋蔵量等の現状

2020年の液分・天然ガス生産量¹⁴は、Rosneft を除くと約240万 boe/d、Rosneft を含めると347.3万 boe/d であった（図3）。Rosneft を含めた生産量の地域別内訳をみると、ロシアや北米などが主力生産地域となっている。さらに国別・資源別内訳をみると、液分では Rosneft 分や米メキシコ湾岸の大水深などから、天然ガスではトリニダード・トバゴや米国本土48州陸上、Rosneft 分などからの生産量が多かった。

2020年末時点の液分・天然ガス確認埋蔵量¹⁵（約17,982 Mboe）の地域別内訳をみると、ロシアが約50%を占め、アジア（東部インドネシア除く）と米国がそれに続く。液分・天然ガス比率は59:41であった。

Organic CAPEX（CAPEX 総額から買収等に係る支出を除いた額）に占める Upstream セグメントへの投資割合は、2018～2020年にかけて約78～79%とほぼ横ばいで推移した。

¹³ なお、Transition 分野への投資配分は、2020年が約43%、2025年までが35～40%、2025年以降が30～40%程度とされている。一方、Growth 分野への投資配分は、2020年が約16%、2025年までが25～30%、2025年以降が35～40%程度と徐々に比率が増える計画を示している。

¹⁴ 液分には原油、コンデンセート、ビチューメン及びNGLが含まれる。天然ガス数量は同社が用いる係数を用いて液分量に換算。

¹⁵ “bp Annual Report and Form 20-F 2020”にある net estimated proved reserves。

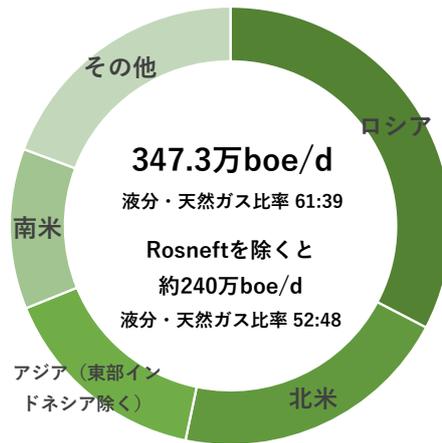


図3 液分・天然ガス生産量 (bp、2020年)

(出所) bp, “bp Annual Report and Form 20-F 2020” より作成。

② 今後の戦略

bp は、2050年までの数十年間は世界の液分・ガス需要がある程度残ると想定し、上流事業を継続する意向を示している。同社は、上流事業を「低炭素エネルギー」及び「顧客の利便性・機動性向上」という2つの成長分野への移行に必要な資金源と捉えている。また、天然ガスは世界のエネルギー転換において重要な役割を果たすと考えている。

ただし、同社は液分・天然ガス生産量 (Rosneft 除く) を2030年に向かって削減する計画である。2020年には約240万 boe/dであった生産量を、2025年には約200万 boe/d以下まで、2030年には約150万 boe/d以下まで順次減少させる。Looney CEOは、2030年に向かって生産量を削減する理由を三点挙げている。第一に、全社的な事業変革を目指すなか、「量より質」を重視する方針のもと、キャッシュフローとリターンをバランスよく成長させるため。第二に、低炭素事業に資本を再配置することで同社事業の脱炭素化・多様化を図り、リスクを軽減するため。第三に、2050年ネットゼロに至る過程と整合性をとるためである。同社は、2050年までに上流液分・ガス生産における炭素排出絶対量をネットゼロにすることを目指している。そのマイルストーンとして、2025年には2019年比▲20%、2030年には同比▲35～40%の削減目標を掲げている。なお、2025年の生産量の液分・天然ガス比率は50:50程度を維持するよう努めるとしている。

単位生産量当たりのコスト (Unit production costs) の削減にも取り組み、2019年の\$6.84/boeを2025年には\$6/boe以下に抑えようとしている。コスト低減手法の例として、操業管理のデジタル化や保守点検の効率化、計画外操業停止時間の短縮などを挙げている。

新規投資については、未参入の国での新規探鉱は行わず、既存コア地域のハブ近傍での探鉱・開発に注力する方針を示した (図4、図5)。この方針の背景として、先行投資を新規事業でも活用できれば生産コストの低減が図れることや、上述の総生産量の削減につながることを挙げている。とくに液分事業においては、タイバック開発やインフィル掘削¹⁶等に焦点を当てる。探鉱投資はすでに減少傾向にあり、今後もこの傾向は続くだろうと予想している。

¹⁶ 生産中の油層からの生産能力を高めるために、新たに採取井を既存の採取井の間に掘削すること (<https://oilgas-info.jogmec.go.jp/termlist/1000201/1000292.html>)。

Oil investment options leveraging existing infrastructure



図4 液分事業の投資オプション
(出所) bp, “Resilient and focused hydrocarbons”

High-grading the next phase of gas investment



図5 天然ガス事業の投資オプション
(出所) bp, “Resilient and focused hydrocarbons”

回復力と競争力を備えた炭化水素事業が必要であると、厳格な投資基準の適用も目指している。2050年までの商品価格前提を Brent 平均\$55/bbl、HH 平均\$2.9/MBtu と置いたうえで、事業セクター固有のハードルレート（10～15%程度）を設定し、投資回収年限を液分上流は10年未満、天然ガス上流は15年未満としている。また、独自の炭素コスト前提を設定し、これを事業経済性評価においてコストの一部に含めるようにしている。経済性評価で考慮されるその他の項目としては、キャッシュフローのボラティリティなどがある。

また、今後の投資配分については、比重を Resilient hydrocarbons 分野（上流、精製、トレーディング事業を含む）から他の成長分野へと徐々に移すとしている。全社事業を Resilient hydrocarbons、Low carbon electricity and energy、Convenience and mobility、Other の4分野に分類したうえで、2019年では約15%であった Low carbon electricity and energy と Convenience and mobility への合計投資配分を、2030年には40%以上にするとしている。なお、同社のLNG販売量には第三者LNGが一部含まれる見込みであり、これはフィードガス開発の投資とリスクの抑制に貢献すると考えられる。

ダイベストメントの面では、2019～2025年に約60万boe/d分の資産を売却する意向を示している。とくに液分資産については、マージン率が低いものを売却対象として選ぶ。なお、2020年9月時点で、約20万boe/dは売却済みであるとしている。

2-3. TotalEnergies

TotalEnergies は、生産の低コスト化とガスシフトを進めつつ、総生産量を増産しながら上流事業を継続する意向を示している。

① 生産量・埋蔵量等の現状

2020年の液分・天然ガス生産量¹⁷の地域別内訳をみると、欧州・中央アジアやアフリカ(北部除く)、中東及び北アフリカ地域(MENA)が主力生産地域となっている(図6)。さらに国別・資源別内訳をみると、液分ではUAEやアンゴラなどから、天然ガスではロシア、英国などからの生産量が多かった。

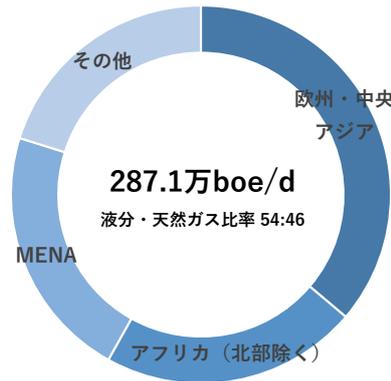


図6 液分・天然ガス生産量 (TotalEnergies、2020年)

(出所) TotalEnergies, “Factbook 2020” より作成。

2020年末の液分・天然ガス確認埋蔵量¹⁸ (約12,328 Mboe)の地域別内訳をみると、MENAとロシアが占める割合が相対的に大きい。液分・天然ガス比率は47:53であった。

同社の投資総額に占める Exploration& Production セグメントへの投資割合は、2018年の約62%から2020年には約44%まで低下した。なお、Exploration& ProductionとIntegrated Gas, Renewables & Powerの2つのセグメント合計の投資割合は、約85%(2018年)から約84%(2020年)となっており、Exploration& Productionセグメント単体ほどは変化していない。

② 今後の戦略

TotalEnergies は、上流炭化水素事業を自社のエネルギー移行と株主還元のためのキャッシュフロー創出源とみなし、今後も継続する意向を示している。同社は天然ガスを「炭素排出量が相対的に少なく、再生可能エネルギーの間欠性を補いながら世界のエネルギー移行期を支える重要なエネルギー源」と捉えている。ゆえに、エネルギー供給増大と低炭素化を目指すアジア諸国を中心に、今後数年間でLNG需要が堅調に伸びると想定する。そして、同社の強力な資産ポートフォリオから、これらの需要に応えるLNG供給ができるとしている。

TotalEnergiesの液分・天然ガス生産量は、同社のLNG増産に牽引されるかたちで、2021~2026年のあいだに年平均3%のペースで増加するとしている。2021年の液分・天然ガス想定生産量は約285万boe/dであるため、年平均3%のペースで増産するならば、2025年の生産量は約321万boe/dと試算できる(図7)。同社は生

¹⁷ Exploration & Production セグメント及び Integrated Gas, Renewables & Power (iGRP)セグメントにおける生産量。液分には、原油とピッチューメン、コンデンセート、NGLを含む。

¹⁸ “Factbook 2020”にある Proved developed and undeveloped reserves。

産量のガスシフトを進め、2035年までに生産量のうちの天然ガス比率を約60%にすることを目指している。一方で、液分生産量は、市場のトレンドを追い形で今後10年間にピークに達したのち、緩やかに減少している。また、上流事業関連の排出量目標として、2030年までに操業中の液分・天然ガス施設からのネット排出量（Scope 1+2）を2015年比で▲40%削減することを公表している。

単位生産量当たりのコストの削減にも取り組む。期近の目標では、2022年の上流部門のOPEXを\$5/boe程度に抑えるとしている。今後のコスト低減手法の例として、デジタル化等を挙げている。

新規投資においては、「低コスト」の基準をCAPEX+OPEX<\$20/boe、または税引後のbreak-even price<\$30/boeと定義したうえで、低コスト・低炭素の案件を優先的に取り組むとしている。商品価格前提をBrent \$50/bbl、HH \$2.5/MBtuと置き、液分事業の場合は15%超のリターンを求めるとしている。また、独自の炭素コスト前提を設定し、これを事業経済性評価で考慮している。さらに、すべての新規事業のGHG emission intensityは、事業ポートフォリオの平均intensityを下回っている必要があるとしている。

なお、2022～2025年の全社的な投資は、約50%を活動基盤の維持（主に液分上下流関連事業）に、残りの約50%を成長分野に配分するとしている。成長分野への配分のうち、約半分はLNGを中心とした天然ガスに、残りの半分は再エネと電力を中心とした新エネルギーに振り向ける計画を示している。なお、同社のLNG販売量には一定の第三者LNGが含まれる見込みであり、これはフィードガス開発の投資とリスクの抑制に貢献すると考えられる。

ダイベストメント面では、期近の目標として2020～2021年に合計約6.5万boe/d分となる12個の資産を売却する意向を示した（図8）。この売却プログラムは、技術コストや排出原単位が高い資産に関する戦略に沿っているとされる。

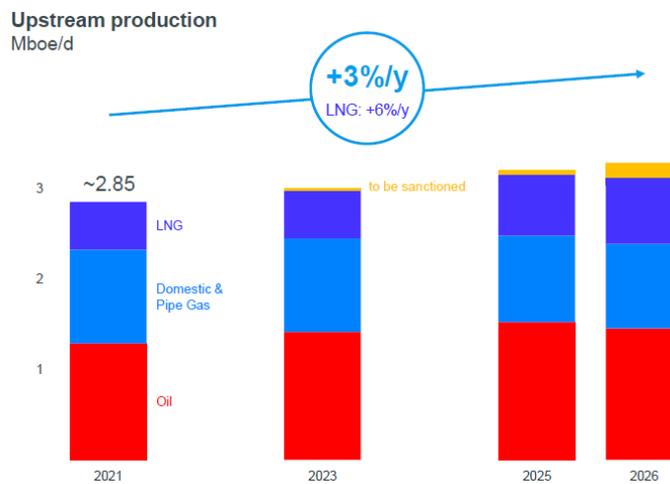


図7 液分・天然ガス生産量想定
 (出所) TotalEnergies, “Strategy and Outlook”



図 8 2020-2021 年のダイベストメント活動

(出所) TotalEnergies, “Strategy and Outlook”

2-4. ExxonMobil

ExxonMobil は、生産の低コスト化を進めつつ、上流事業を継続する意向を示している。ただし、生産量の増加より資産の質の向上を重視しており、2025 年の液分・天然ガス生産量は 2021 年とほぼ同等になると見込んでいる。

① 生産量・埋蔵量等の現状

2020 年の液分・天然ガス生産量¹⁹の地域別内訳をみると、アジア²⁰と南北アメリカが主力生産地域となっている(図 9)。とくに米国は液分・ガスともに一国で他の地域と比肩する生産量を誇っており、同国の貢献は非常に大きいと言える。

2020 年末の液分・天然ガス確認埋蔵量(約 15,211 Mboe)の地域別内訳をみると、アジアと米国で全体の約 8 割を占めている。液分・天然ガス比率は 58:42 であった。

同社の CAPEX に占める Upstream セグメント²¹への投資割合は、2018～2020 年にかけて約 78%から約 68%まで低下している。同期間において、Downstream セグメントが 13%から 20%に、Chemical セグメントが 9%から 13%に伸長した。ただし、2020 年は市況悪化により CAPEX 総額が縮小しており、Upstream の減額分が両部門にそのまま振り向けられたわけではない。

¹⁹ 液分には原油、NGL、ピチューメン及び合成原油を含む。

²⁰ “2020 annual report” p.16 の地域別 principal ongoing activities がある Asia の国として、アゼルバイジャン、インドネシア、イラク、カザフスタン、マレーシア、カタール、ロシア、タイ、UAE が挙げられている。

²¹ 原油及び天然ガスの探鉱・生産に係るセグメント。

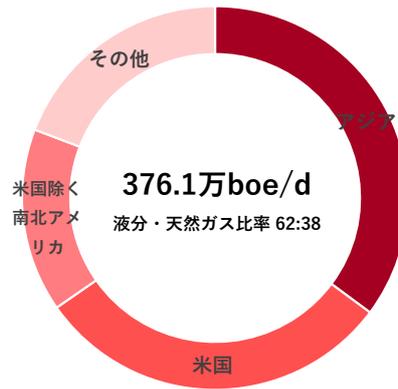


図9 液分・天然ガス生産量 (ExxonMobil、2020年)

(出所) ExxonMobil, “2020 Annual Report” より作成。

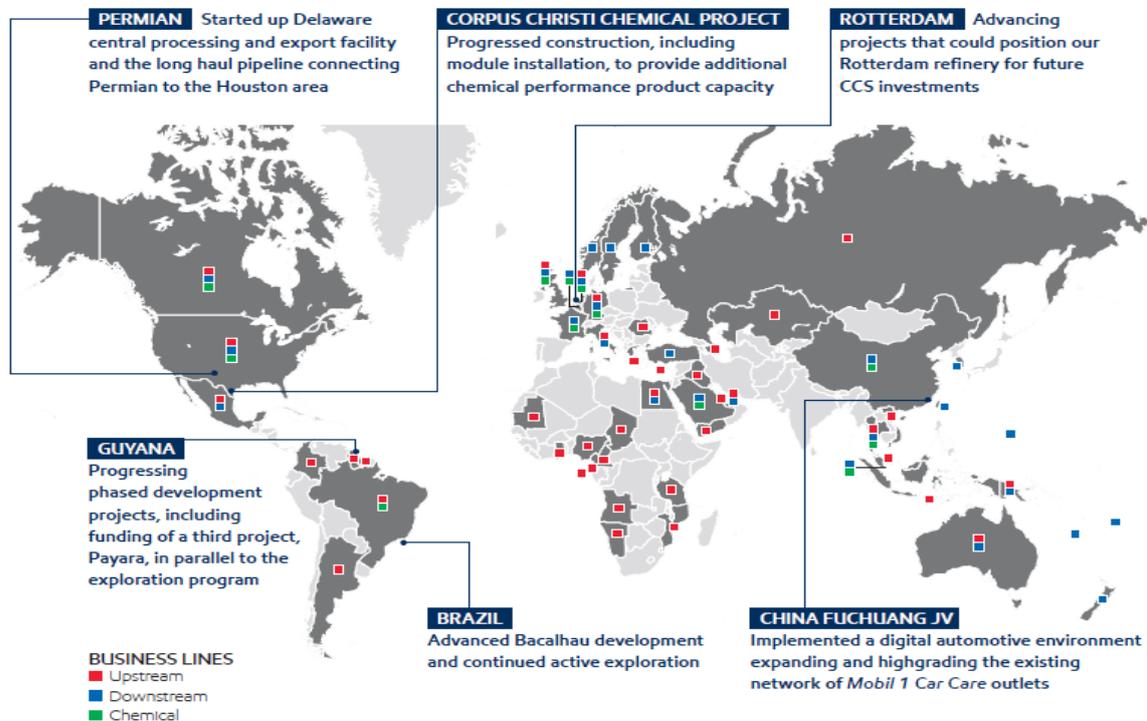


図10 主要事業の所在地

(出所) ExxonMobil, “2020 Annual Report”。

② 今後の戦略

ExxonMobil は、上流事業を今後も継続する意向を示している。同社は、IEA や IPCC の想定を考慮しても2040年時点で石油・天然ガスは依然として重要なエネルギー源であり、需要を充たすには上流事業への多額の新規投資が必要であると分析している。天然ガスについては、発電・産業用に利用されている石炭を低排出燃料に移行させるうえで重要な役割を果たすと指摘する。そして、同社の大規模かつ多様な事業資産ポートフォリオによって、今後の需要に対応するとしている。

ただし、2025年の液分・天然ガス生産量目標は、2021年の想定生産量(約370万boe/d)とほぼ同等とした。生産量を据え置く背景としては、量の増加よりも、コストの低さ等のポートフォリオ競争力の強化に主眼を置く

ためとしている。一方で、2020年12月には上流事業のGHG排出削減目標を公表している。具体的な削減方法の例としては、リークの検出・修復機能の強化や施設設計の改善等が挙げられている。

生産コストの削減にも取り組む。 コスト低減手法の例として、デジタル化がある。実例として、同社ウェブサイト²²には Permian 油田におけるビッグデータの活用が取り上げられている。油田に広範に設置したセンサーで生産状況データを集めて、パフォーマンスの最適化やワークフローの自動化に活かすことにより、コスト削減や増産等が可能になるとしている。

新規投資は、低コストの液分と LNG に注力するとしている。 地域としては、ハイリターンかつ GHG intensity の低さが期待できる、ガイアナ・スリナムの液分事業やブラジルの大水深事業等に注力するとしている。新規事業では、供給コスト (cost-of-supply) を Brent \$40/bbl 未満に抑えることを目標とし、上流投資の約 90% は Brent ≤\$35/bbl でも 10% 超のリターンを生み出せるようにするとしている (図 11)。これらの結果、2025 年の液分・天然ガス生産量の約 40% は、2020 年以降に生産開始した事業から供給されると想定する。そして、生産量水準は 2021 年と同等であっても、営業キャッシュフローは最大 20% 程度増加するとしている (図 12)。

ダイベストメント面では、価値が相対的に小さい北米のドライガス資産の保有量を最大 50% 程度減らすとしている。 なお、ドライガスとは、生産時にコンデンセートや液分の随伴量がほとんどない天然ガスを指す²³。

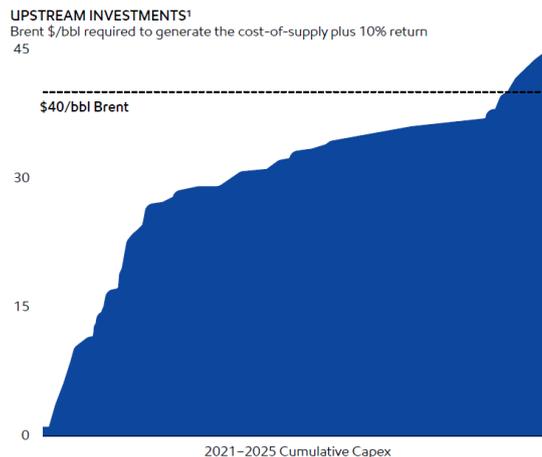


図 11 リターン>10%を生む Brent 水準ごとの累計投資額
(出所) ExxonMobil, “2021 INVESTOR DAY”

²² <https://corporate.exxonmobil.com/Energy-and-innovation/Digital-technologies>

²³ https://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/d/dry_gas.aspx

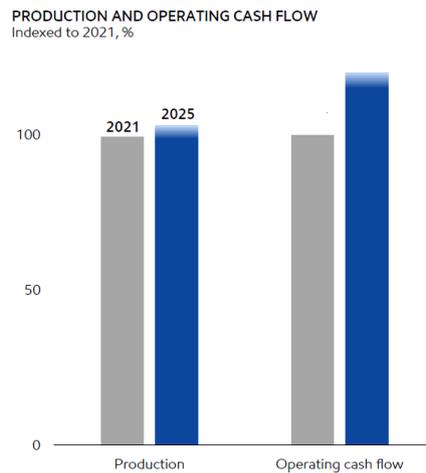


図 12 2025 年における生産量・営業キャッシュフローの対 2021 年比率
 (出所) Exxon Mobil, “2021 INVESTOR DAY”

2-5. Chevron

Chevron は、低コスト化を進めつつ、増産しながら上流事業を継続する意向を示している。

① 生産量・埋蔵量等の現状

2020 年の液分・天然ガス生産量²⁴の地域別内訳をみると、米国やアジア、オセアニアが主力生産地域となっている (図 13)。さらに国別・資源別内訳をみると、液分では米国やカザフスタンなどから、天然ガスでは豪州や米国などからの生産量が多かった (図 14)。

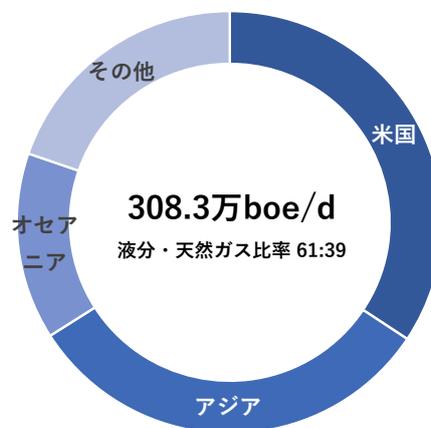


図 13 液分・天然ガス生産量 (Chevron、2020 年)
 (出所) Chevron, “2020 supplement to the annual report” より作成。

²⁴ 液分には、原油、コンデンセート、NGL 及び合成原油を含む。

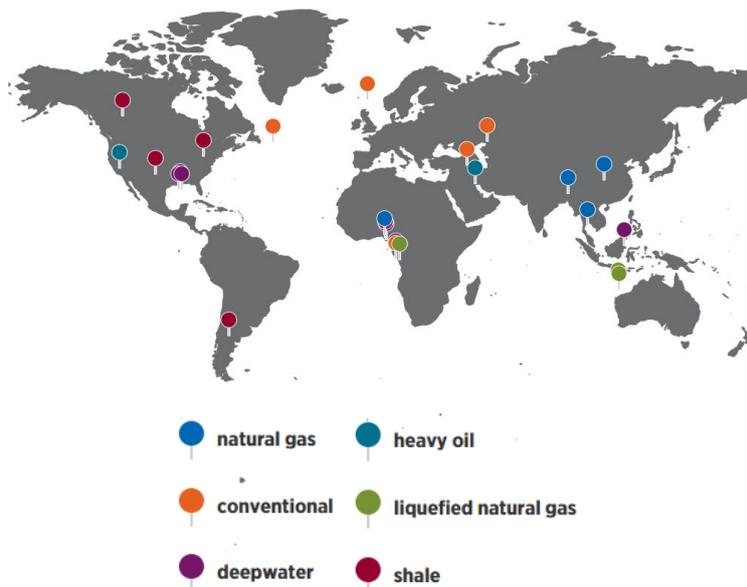


図 14 主要事業の所在地

(出所) Chevron のウェブサイト。

2020 年末時点の確認埋蔵量 (約 11,134 Mboe) の地域別内訳をみると、米国とアジアの割合が大きい。液分・天然ガス比率は 55:45 であった。

同社の CAPEX に占める Upstream セグメント²⁵への投資割合は、2018~2020 年にかけて約 88% から約 81% まで低下している。同セグメントには、LNG 関連事業等、液分・天然ガスの探鉱・開発以外の事業内容も含まれる。一方で、同期間に Downstream セグメントへの投資割合が約 6% 上昇している。ただし、2020 年は CAPEX 総額が縮小しており、Upstream の減額分がそのまま Downstream に振り向けられたわけではない。

なお、Chevron は 2020 年中に Noble Energy を買収して確認埋蔵量や未開発資源量を追加し、事業ポートフォリオの強化を図っている。この買収を通じて、同社は米 Denver-Julesburg Basin (DJ 盆地) や Permian の非在来型ポジション、地中海東部 (イスラエル等) 資産などのポジションを高めた。

② 今後の戦略

Chevron は自社の上流事業ポートフォリオを将来の成長の基盤を提供しうる存在と捉え、今後も上流事業を継続する。Michael Wirth CEO は 2021 年 3 月、「現在から 10~20 年後の世界の石油・天然ガス需要は、足許の需要を上回るだろう」と述べ、同社は低炭素の石油・天然ガスを供給する会社を目指すとしている。また、Wirth CEO は同月の業界イベントで「天然ガスは来たる低炭素経済において重要な役割を果たす」という見解を示した²⁶。

液分・天然ガス生産量は、足許から 2025 年にかけて増産トレンドを辿ると想定している。公表資料を調べた限りでは、2025 年の明確な生産量目標値は見当たらなかった (ただし、\$50/bbl 下という条件付きで図 15 の生産量見込グラフが公表されている)。2025 年までの全社的な増産は、主に米 Permian の増産や他の非在来型資源の増産、FGP/WPMP (カザフスタンの液分開発事業) のランプアップによって支えられるとしている。Chevron は今後 4 年間の上流投資の 3 分の 2 を、6 つの資産 (米 DJ 盆地、米 Permian、米メキシコ湾岸、東部地中海、

²⁵ 主な事業内容は、原油及び天然ガスの探鉱・開発・生産・輸送、LNG の液化・輸送・気化、原油の国際パイプライン経由の輸送、天然ガスの処理・輸送・貯蔵・販売、GTL プラントの操業が含まれる。

²⁶ <https://innovateenergy.com/resources/ceraweek-recap>

カザフスタン、豪 LNG) に集中させる。一方、2021年10月に GHG 削減目標を公表し、上流事業については2028年までの Upstream Carbon Intensity²⁷ (UCI) の削減目標値を示した。目標値の達成方法としては、低 UCI 事業の優先開発や掘削リグ等の機器の動力の転換、定期的なフレアリングの削減等が挙げられている。

生産コストの削減にも取り組む。具体的な方法の例として、操業管理のデジタル化や掘削・生産技術の改良を挙げている。

投資基準では、ショート・サイクル事業²⁸向け投資の比率を高めることを明示しているのが特徴的である(図16)。ショート・サイクル事業を重視する背景として、市況変化に対応し、より低い実行リスクでより競争力のある予見可能なリターンを実現するためとしている。実際に、2021年の上流投資の約60%はショート・サイクル事業に振り向けられている。ショート・サイクル事業向け投資の割合を増やすとともに、長期サイクルかつ多額投資の事業(MCP; Major Capital Projects)を厳選することで、2025年にはショート・サイクル事業の比率が投資額の約75%に達するとしている。なお、社内では原油・天然ガス価格と炭素価格の長期想定も行っているが、競争上の理由からこれらの水準は非開示としている。

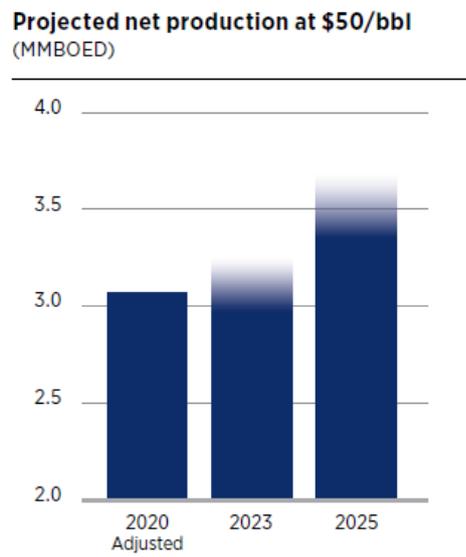


図15 液分・ガス生産量想定(\$50/bbl下)

(出所) Chevron, “2020 supplement to the annual report”

²⁷ UCIには、原油生産、天然ガス生産、フレア及びメタンの排出集約度が含まれている。それぞれの計算式は同社『climate change resilience』p.61に記載されている。(https://www.chevron.com/-/media/chevron/sustainability/documents/2021-climate-change-resilience-report.pdf)

²⁸ ショート・サイクル事業の具体的な投資回収年限については、公表資料中に定義が見当たらなかった。

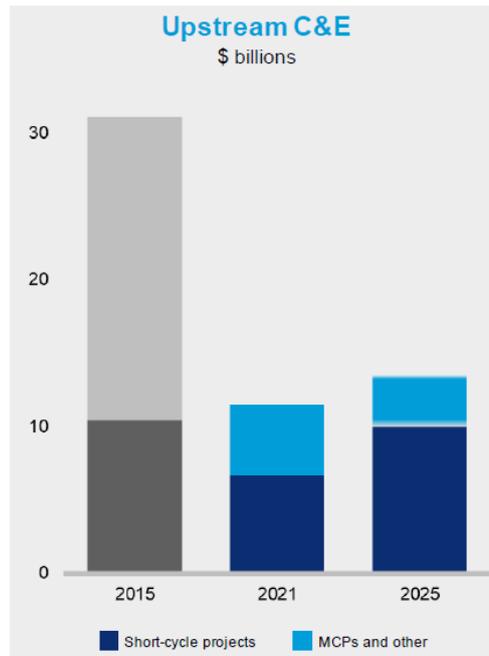


図 16 上流事業セグメントへの投資額

(出所) Chevron, “2021 Virtual Chevron Investor Day”

*グラフにない2016～2020年の投資は、低油価やCOVID-19危機への対応等を背景として、上流部門のみならず総額で縮小トレンドにあった。

3. 各社の戦略の比較

本章では、前章で概観した5社の上流事業戦略を比較し、共通点と相違点を検討する。ただし、各社の公表情報では指標の種類や定義等が必ずしも揃っていないため、単純な横並び比較は難しい。そのなかでも、低コスト化の徹底的な追求と天然ガスの重要性の認識は全企業が共通して掲げた内容であった。一方で、将来的な生産量のトレンドは企業間で相違があった。

3-1. 低コスト化の徹底的な追求は全企業に共通

液分・ガス上流事業環境の不確実性が高まる中、事業の低コスト化を追求するという方向性は各企業間に共通している。一般に、事業を低コスト化できれば、商品価格が下落した場合や炭素コストが高騰した場合でも、相対的に多くのキャッシュインフローを生める。多くのキャッシュインフローが生めれば、座礁資産化を防ぎやすくなるとともに、再投資や配当の原資を確保しやすくなる。上流事業において、低コスト化の追求自体は目新しいことではない。ただし、現在はネットゼロ社会の志向により事業環境の不確実性が高まっているうえに、上流事業から得られるキャッシュを「低炭素投資拡大に向けた資金源」と位置付ける企業も多い。ゆえに、事業の低コスト化はいつそう重要な課題として浮かび上がっているとと言えるだろう。

また、複数の企業が新規投資方針のひとつとして明示した「投資回収期間の限定・短縮」を達成するためにも、低コスト化が重要な役割を果たす。一般に、投資回収期間を早めるためには、収入を多く・早く獲得しながらコストを減らす必要がある。そのため、低コスト化が順調に進めば、投資回収期間を短くできる可能性が高まる。ただし、将来の不確実性が高いコスト項目の例として、炭素コストがある。公表資料から抽出できた炭素コスト前提には、後年になるにつれて水準が上昇傾向をたどる、または水準は一定だが後年にはより高い水準での感度分析を併せて行うという特徴がみられた(表1)。この炭素コスト前提の先高なプロファイルが、そもそも投資回収期間の限定・短縮を志向する要因のひとつになっているとも考えられる。

表1 炭素コスト前提

		2021	2025	2030	2040	2050	備考
	\$/tCO2	N.A.	N.A.	5~110	N.A.	>100	国によって範囲内の適用値が異なる
	\$/tCO2	50	50	100	200	250	Central caseの値
	\$/tCO2	40	40	40	40	40	>\$40/tCO2の場合は当該時価を適用 2030年以降は\$100/tCO2でも感度分析

(出所) 各社公表資料より作成。

* ExxonMobil は前提情報が見当たらず。Chevron は非開示。

具体的なコスト削減方法は企業ごとに違いもあるが、保有資産の事業活動や新規投資、ダイベストメントを通じて、様々な低コスト化が図られている。保有資産の事業活動におけるコスト削減方法として多くの企業が挙げているのは、デジタル化の推進である。なお、デジタル化以外では、設備設計の簡素化や高効率化、計画外操業停止時間の短縮などの方法があった。

新規投資方針として Shell と bp が明示した新規探鉱対象の地域的集約も、低コスト化につながる側面がある。新規探鉱を既存事業地域に集約すれば、新規事業でも過去の投資資産（既存の生産・輸送設備や現地バックオフィス機能等）が共有できる可能性がある。また、Shell の” de-risking ” という言葉にあるように、知見が乏しい地域よりも既存事業近傍の方では探鉱が不調に終わるリスクが小さいならば、同一生産量の達成に必要な投資額を節減しやすいと考えられる。

さらに、ダイベストメントも事業ポートフォリオの平均コスト低減に資する側面がある。各社の公表資料では将来的なダイベストメント関連の情報量は限定的であるが、各資産の利益率を対象資産の選定基準のひとつとして考慮する傾向がみられる（bp の液分資産や ExxonMobil の北米ドライガス資産に関する言及等）。資産の利益率の低さには、単位生産量あたりコスト水準の高さも影響していると考えられる。事業ポートフォリオのなかで相対的に利益率の低い資産を売却できれば、平均利益率の向上につながるだろう。

3-2. 「エネルギー転換期において天然ガスは重要」という考え方は全企業に共通

すべてのメジャー企業が「世界のエネルギー転換期において天然ガスが重要な役割を果たす」という考えを示している。この考え方の背景として、天然ガスは化石燃料のなかでは炭素排出量が少ないため、石炭の代替燃料や再生可能エネルギー発電の間欠性を補完する発電燃料として有力な候補であることなどが挙げられている。

各社の公表資料を調べた限りでは、欧州系の Shell と bp、TotalEnergies の生産量における天然ガス比率の将来目標が抽出できた。なかでも、Shell と TotalEnergies は生産量の重心を天然ガスに移すことを明示している（図 17）。ただし、各社の目標値はそれぞれ達成年度が異なるため、ガスシフトの急進さを一概に比べることは難しい。

3-3. 液分・天然ガス生産量の変化率（2020～2025年）は企業間に差

一方、各社の戦略における相違点としては、液分・天然ガス生産量の変化率（2020～2025年）が挙げられる（図 18）。Shell は公表資料に目標値が見当たらなかったが、他の4社の液分・天然ガス生産量の変化率をみると、ExxonMobil がほぼフラット、TotalEnergies と Chevron がともに2020年から2025年にかけて10%超の増産を目指すのに対して、bp は▲15%超もの減産を想定している。ただし、bp の減産の主因が、同社が世界の化石燃料市場の規模を他社より極端に小さく想定しているためであるとは考え難い。bp、TotalEnergies、IEA（ExxonMobil と Chevron が公表資料で引用）の化石燃料1次消費想定を比べても、bp の想定が他機関より極端に小さいわけではない。

この生産量変化率の差を生む考え方の「違い」を正確に特定することは困難であるが、ひとつの要因として、bp が液分・天然ガス需要や事業経済性が下振れするような事態の生起確率を他社より大きく捉えている可能性を想像できる。先の表 1 の通り、bp の炭素コスト前提のプロファイルは他企業の前提より相対的に先高になっている。この炭素コストプロファイルは、bp が炭素排出につながる事業の「危険性」をより大きく捉えていることを示唆しているかもしれない。また、bp の 2020 年末時点の確認埋蔵量はメジャー5社のなかで最大である一方、先述の通り Looney CEO は「低炭素事業に資本を再配置することで事業の脱炭素化・多様化を図り、リスクを軽減する」と述べている。

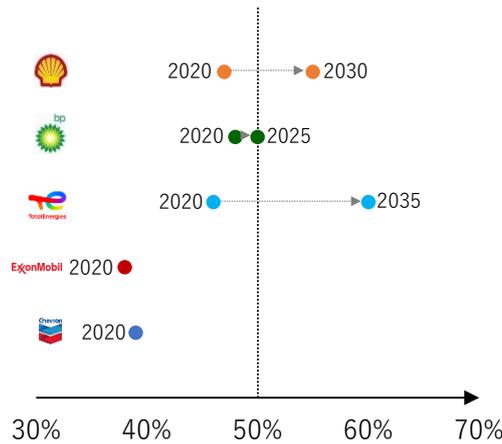


図 17 液分・天然ガス生産量における天然ガス比率の実績と目標

(出所) 各社公表資料より作成。

*Shell の 2030 年値は目標幅 (>55%) の最低ライン。

*bp は Rosneft 分除く。

*ExxonMobil と Chevron は目標比率が見当たらず。

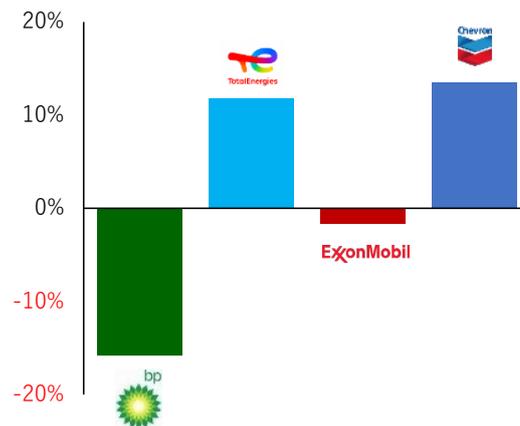


図 18 液分・天然ガス生産量変化率 (2020 年~2025 年)

(出所) 各社公表資料より作成。

*Chevron については、前出の図 15 から 2025 年の生産量を約 350 万 boe/d と目算したうえで、変化率を算出。

4. 結語

以上でみてきたように、ネットゼロ社会への移行に伴う事業環境の不確実性への対処として、メジャー企業各社の今後の戦略では、低コスト化の徹底的な追求と天然ガスの重要性の認識は全企業が掲げた内容であった。一方で、将来的な生産量のトレンドは企業間で差があった。

このなかで、徹底した低コスト化の追求はメジャー企業以外の上流事業者にも共通しうる対策だろう。生産の低コスト化は、需要減少や商品価格急落など事業環境の「悪化」に対する耐久力を高めるうえで、もっとも確からしい方策のひとつと考えられる。メジャー企業が掲げる保有資産の操業改善方法や厳格な投資基準も、他の上流事業者にとって参考にできる部分もあるかもしれない。

他方で、生産量変化率の方向性（増産・減産・維持等）については一般的な「正解」のようなものではなく、個々の企業の事情や将来観等により方針が異なりうると考えられる。メジャー企業間でも方針に差があるように、自社の事業・資産構成や主要な市場の需要状況を踏まえながら判断する必要があるだろう。なお、上述の通りすべてのメジャー企業が今後の天然ガスの重要性を主張しているが、「液分の方が天然ガスより炭素排出係数が高いから」という理由のみで液分資産を優先的に整理・売却するわけではなく、各事業の経済性の優劣を冷静に検討している点は注目に値するだろう²⁹。

世界の石油・天然ガス需要が短期的に激減するとは考え難いものの、今後もネットゼロ社会に向けた国内外の議論や低炭素技術の開発は続いていく。また、Shell に対する判決のような、予期せぬ外部要因が生じる恐れもある。メジャー企業をはじめとする上流事業者が、事業環境の変化にあわせてどのような事業戦略を打ち出し、それらを実現していくのか、引き続き注視したい。

²⁹ たとえば、ガスシフトを目指す TotalEnergies も、ブラジルの Mero やウガンダの Lake Albert といった低コスト・低 GHG 排出の液分プロジェクトに参画している。

参考にした各社公表資料

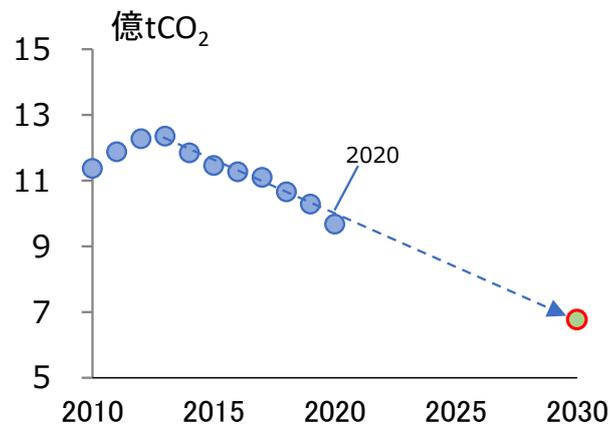
機関名	資料名
Shell	<ul style="list-style-type: none"> ・ STRATEGY DAY 2021 PRESENTATION, TRANSCRIPT ・ SUSTAINABILITY REPORT 2020 ・ SHELL ENERGY TRANSITION STRATEGY ・ ANNUAL REPORT AND ACCOUNTS 2020 ・ SHELL INSIGHTS: UPSTREAM STRATEGY ・ Shell LNG Outlook 2021
bp	<ul style="list-style-type: none"> ・ Second quarter 2020 financial results and strategy presentation ・ BP sets ambition for net zero by 2050, fundamentally changing organisation to deliver ・ From International Oil Company to Integrated Energy Company: bp sets out strategy for decade of delivery towards net zero ambition ・ Resilient and focused hydrocarbons ・ bp capital markets days ・ bp Annual Report and Form 20-F 2020 ・ BP plc 112th Annual General Meeting: Webcast Transcript ・ bp sustainability report 2020
TotalEnergies	<ul style="list-style-type: none"> ・ Universal Registration Document 2020 including the Annual Financial Report ・ Factbook 2020 ・ Total Energies Energy Outlook 2021 ・ Strategy and Outlook, Transcript
ExxonMobil	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2021 INVESTOR DAY, webcast ・ Energy & Carbon Summary ・ 2020 Annual Report
Chevron	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2021 Virtual Chevron Investor Day ・ 2021 Virtual Chevron Investor Day Edited Transcript: Part I ・ 2021 Virtual Chevron Investor Day Edited Transcript: Part II ・ 2020 annual report ・ 2020 supplement to the annual report ・ Energy Transition Spotlight ・ Climate Change Resilience

新型コロナウイルス感染症拡大による 2020 年度の CO₂ 排出量への影響

江藤 諒*

1. 2020 年度(速報)の CO₂ 排出量は 6.0%減少も新型コロナウイルス感染症拡大の影響が大きい

2021 年 11 月 26 日に公表された「総合エネルギー統計」(速報)によると、2020 年度のエネルギー起源二酸化炭素(CO₂)排出量は 967Mt-CO₂ で対前年度比 61Mt-CO₂(6.0%)減少となり、統計比較可能な 1990 年度以降で最も小さくなった(図 1)。2013 年度比では、21.7%減少となり、10 月 22 日に改訂された長期エネルギー需給見通しで示されている 2030 年に 2013 年度比 45%と比較しても削減が進んでいる。



出所：経済産業省「総合エネルギー統計」

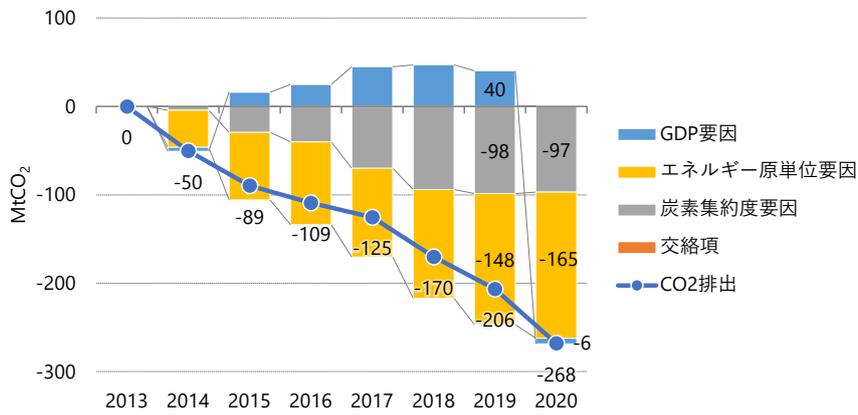
注：2010 年度から 2020 年度は実績、2030 年度は長期エネルギー需給見通しの目標値

図 1 CO₂ 排出量の推移と目標値

しかし、2013 年度からの CO₂ 排出量の変化分を GDP 要因、エネルギー消費原単位要因¹、炭素集約度要因²の 3 つに分けると、GDP 要因は 2019 年度では 2013 年度比 40Mt-CO₂ の増加要因であったが、2020 年度は 6 Mt-CO₂ の減少要因になっており、GDP の落ち込みの影響が大きい(図 2)。2020 年度の CO₂ 減少は新型コロナウイルス感染症(COVID-19)拡大を通じて、日本の経済活動が停滞したことによる影響が大きい。

* 計量分析ユニット エネルギー・経済分析グループ 主任研究員

¹ エネルギー消費量/GDP で小さくなれば省エネルギー、大きくなれば増エネルギーを表す。² CO₂ 排出量/エネルギー消費量で小さくなればエネルギーの低炭素化、大きくなればエネルギーの高炭素化を表す。



出所：経済産業省「総合エネルギー統計」

図2 CO₂の要因分解

本稿では、2020年度にCOVID-19の影響がなかったケースを作成し、COVID-19がCO₂排出量に与えた影響を評価する。このケースでは経済活動やエネルギー消費量はコロナ禍

前の2019年12月23日に(一財)日本エネルギー経済研究所が公表した経済・エネルギー需給見通しをベースに推計する。ただし、民生部門のエネルギー消費量に影響する気温、原子力発電所の再稼働や2020年度の再生可能エネルギー、石炭火力などの運開した時期など電源計画については、COVID-19の影響を受けていないとして実績値を用いて推計する。

2. COVID-19により旅客輸送量や粗鋼生産量に大きく影響

2020年度のCOVID-19の影響(COVID-19がないケースに対する実績値)を見ると、GDPは5.0%減少と大きく落ち込んだ(図3)。

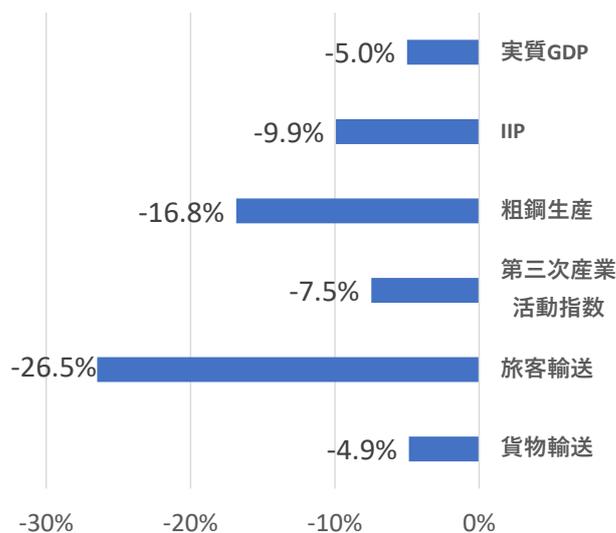


図3 2020年度の経済活動指標に対するCOVID-19の影響 (COVID-19がないケースに対する実績値)

エネルギー消費量に関連する経済指標で最も影響が大きいのは旅客輸送量であり、COVID-19感染拡大に伴う

外出減少により同 26.5%の減少であった。エネルギー多消費型産業では粗鋼生産量が同 16.8%減少と最も大きく影響を受けた。COVID-19 の感染対策により、主要供給先の自動車で工場が停止したり建設工事の工期が伸びたことが大きく影響したためである。第三次産業活動指数は飲食店や娯楽サービスの営業時間が減少したことで同 7.5%減少となった。

3. 化石燃料消費は COVID-19 により石炭が最も大きな落ち込み

COVID-19 による経済活動の落ち込みにより、2020 年度の化石燃料消費量は減少した(図 4)。

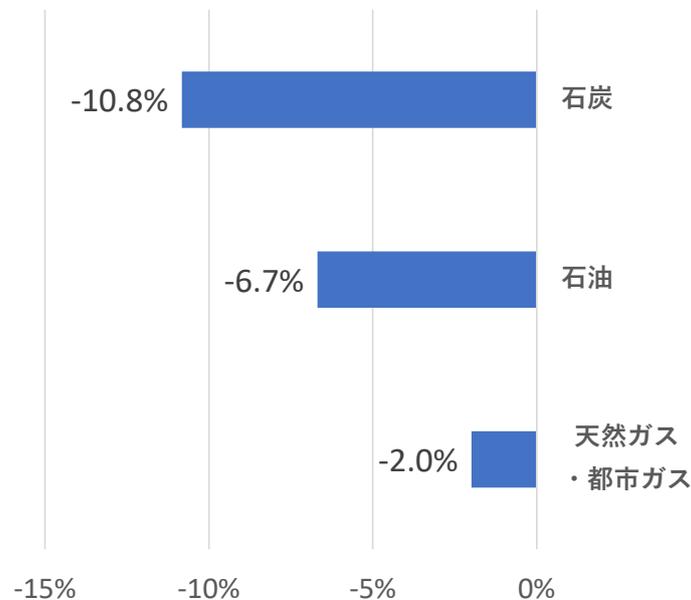


図 4 2020 年度の化石燃料消費に対する COVID-19 の影響
(COVID-19 がないケースに対する実績値)

石炭は粗鋼生産量の落ち込みに加えて、石炭火力の出力が抑制されたことから 10.8%減少となった。石油は旅客輸送量の落ち込みに伴い 6.7%の減少となった。天然ガス・都市ガスは産業や業務での電力需要や都市ガス需要の減少に伴い 2.0%減少となった。

4. COVID-19 により GDP 要因だけでなく、エネルギー原単位要因、炭素集約度要因も CO₂ に減少寄与

CO₂ 排出量は COVID-19 がないケースで 1,039MtCO₂ となり、2019 年度比で 1.0%増加する見込みであった。すなわち、COVID-19 の影響により 72MtCO₂(6.9%)抑制され、減少することになった。この 72MtCO₂ を要因分解すると、最も減少寄与が大きいのは GDP 要因の 51MtCO₂ となる(図 5)。加えて、炭素集約度要因、エネルギー原単位要因も減少寄与している。これは COVID-19 によってエネルギー消費が減少したが、この減少の大部分が化石燃料消費であったことにより、炭素集約度要因が減少に寄与した。さらに、GDP とは相関が小さい旅客の輸送量が大きく落ち込んだことにより、エネルギー原単位要因が減少に寄与した。

このことは、コロナ禍から回復過程においては、GDP 要因の増加に加えて、エネルギー原単位要因や炭素集約度要因も増加要因になることを示唆している。

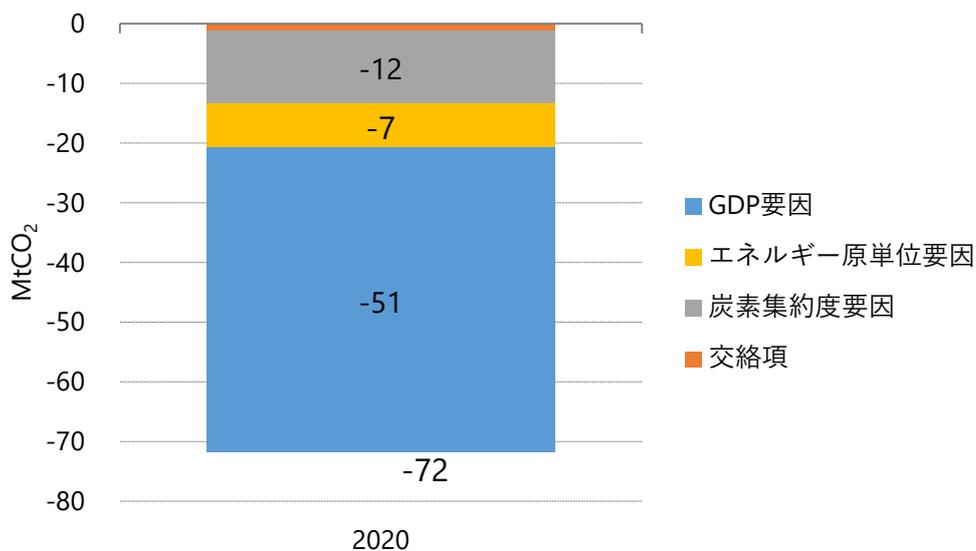


図5 COVID-19の影響によるCO₂排出量の要因分解
(COVID-19がないケースに対する実績値)

5. まとめ

2020年度のCO₂は前年度比6.0%減となったが、COVID-19の影響により石炭を中心とした化石燃料消費が減少したことが大きい。COVID-19がないケースでは2019年度比1.0%増の1,039MtCO₂となり、2030年度までの削減目標「エネルギー起源CO₂排出量2013年度比45%減」達成は遅れていた。COVID-19は消費行動に変化を与えたものの、経済活動が正常化するとともにCOVID-19がないケースに近づくと考えられることから、化石燃料消費量がリバウンドして、CO₂排出量が増加すると考えられる。各分野での省エネ投資に加えて、原子力の再稼働や再生可能エネルギーの導入を進めることが引き続き求められる。

ロシアのウクライナ侵攻が日本のエネルギー政策に与える影響

江藤 諒*

2021年2021年10月22日に第6次エネルギー基本計画が閣議決定された。2018年7月3日に閣議決定された第5次エネルギー基本計画の策定時以降の世界的な気候変動問題への関心の高まりを背景に、日本においても2020年10月に日本政府が発表した「2050年カーボンニュートラル宣言」に加えて、2021年4月には、2030年度の新たな温室効果ガス排出削減目標として、2013年度から46%削減することを目指し、さらに50%の高みに向けて挑戦を続けるとの新たな方針が示された。さらに、新型コロナウイルス感染症の急拡大による人々の生活の変化、地政学的・地経学的な情勢変化による経済安全保障環境の急速な変化も今次基本計画に反映された。ただし、地政学的・地経学的な情勢は米中貿易摩擦や中東情勢が中心であり、LNGスポット価格上昇リスクの中心は中国の需要等の変動、原油価格上昇リスクの中心は中東情勢であった。

現行の第6次エネルギー基本計画ではエネルギー政策を進める上で安全性（Safety）を前提とした上で、エネルギーの安定供給（Energy Security）を第一とし、経済効率性の向上（Economic Efficiency）による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合（Environment）を図ることが大原則となっている。このS+3Eの視点に、新たにロシアのウクライナ侵攻に起因する地政学リスクによって生まれた課題を加える必要が生じた。

第6次エネルギー基本計画においてロシアについては中東で軍事的なプレゼンスを高めていることが地政学リスクとされた。しかし、2022年2月24日にロシアがウクライナに軍事侵攻したことで、閣議決定後4か月足らずで新たな地政学リスクが顕在化した。3月に入ってロシアへの経済制裁としてロシアの大手7銀行をSWIFT（国際銀行間通信協会）から排除することを欧州理事会が決定した。ロシアからのエネルギー輸出への不安感の高まりから、ブレント原油価格は瞬間風速では\$130/bblを超えてリーマンショック直後の2008年9月以来、およそ13年半ぶりの高水準となった。こうした価格高騰によって、現在の価格水準は第6次エネルギー基本計画策定段階においては想定外の水準となっている（発電コスト検証ワーキンググループ報告書¹）。

S+3Eの中で最も影響を受ける視点は、エネルギー安定供給（Energy Security）である。化石燃料の利用は二酸化炭素排出量を増加させるだけでなく、価格の上昇は国富流出や電気料金上昇をもたらす。しかし、化石燃料は2050年のカーボンニュートラルに向けた移行期において、供給サイドでは、太陽光や風力などの不安定電源の出力低下時に対応可能な供給力として十分な火力発電の設備容量の確保が必要であり、需要サイドでは熱利用のため、2030年目標の一次エネルギー国内供給の7割を占める。日本は原油の9割近くを中東に依存し、ガス需要の大半をLNG輸入で占めるため、安定供給確保の観点から資源外交に取り組みながら、日本の企業が直接原油や天然ガスの開発に携わることで石油・天然ガスの自主開発比率を高めてきた。

このような背景で、日本が権益を有するサハリン1、2は地理的に極めて近いことから、供給調達先の多様化、自主開発比率の向上に資する重要なプロジェクトであった。しかし、ロシアのウクライナ侵攻に伴い、ロシアへの制裁が強化される中で欧米企業のロシアビジネス撤退が相次ぎ、エネルギー分野ではシェルがサハリン2から、エクソンモービルがサハリン1から撤退を表明した。日本がロシア産資源の輸入や開発を直ちに止めることは、エネルギー安全保障の観点においてデメリットが増すことから、慎重に検討する必要があるだろう。

さらに、欧州では天然ガス輸入量全体の約45%程度をロシアに依存しているが、2030年より前にロシアへの

* 計量分析ユニット エネルギー・経済分析グループ 主任研究員

¹ 化石燃料価格はIEA「Word Energy Outlook 2020」（WEO2020）における、公表済政策シナリオ（STEPS）の価格トレンドを利用して将来価格を推計

依存度を0にする計画となった。欧州は省エネの推進、原子力や再エネの利用拡大に加え、ロシアからのガス輸入減少分を補うためにパイプラインガスに加えて LNG 輸入を増やすことにもなる。LNG は貯蔵が難しいことに加え世界的な供給余力は極めて小さく、ロシアのガス供給に支障が発生する場合には、LNG 市場の需給がひっ迫することになる。日本にとっての LNG 安定供給確保は今後極めて重要な課題となる。さらに、欧州はロシアのガスへの依存度を下げるために、石炭火力の再稼働や閉鎖の延期を模索する動きがある。欧州は一般炭輸入の約5割がロシアからであり、オーストラリアなどアジア・オセアニアでも調達動きを広げ始めている。日本は化石燃料をはじめとするエネルギーの供給源の多様化や輸入依存率の削減も視野に入れつつ、今後はロシア以外での上流投資の必要性が一層増すだろう。

安定供給の懸念が高まっても、環境への適合 (Environment) の視点でカーボンニュートラルに向けた対応が世界的な潮流であることは変わらないだろう。ただし、欧州が安定供給により重きを置くことで、短期的には石炭火力の再稼働や閉鎖の延期で石炭火力設備を温存する結果、ガスから石炭へ転換する可能性もある。また、ロシアのウクライナ侵攻でエネルギー安全保障の重要性がクローズアップされる中、それが今後の温暖化の議論にどのような影響を及ぼすかも注視される。日本は脱炭素を目指して非化石化を進めるだけでなく安定供給にも貢献しうる水素やアンモニア、合成メタン、洋上風力等の導入について、価格低減に加えて早期導入の重要性も考慮に入れることに重きが置かれるようになるだろう。さらに、原子力については再稼働を早期に進めることができれば、脱炭素だけでなく安定供給や電気料金抑制に資する。

経済効率性の向上 (Economic Efficiency) に関連して、日本も半導体や通信機器など民生汎用品の輸出規制や自動車の現地生産減少、最恵国適用除外など自国の製造業にはマイナスに働く経済制裁を実施した。欧州が LNG 輸入を増加させることで需給がひっ迫し日本の LNG 輸入価格が上昇しうるなど、製造業にとっては中期的にも化石燃料価格上昇に伴う生産コスト増加による悪影響も大きい。さらに、生産コストの増加を通じて物価が上昇し、サービス業や家庭へも経済的に悪影響を与える。ただし、不安定な国際情勢や景気後退などで不確実性が高まり設備投資が先延ばしされる懸念が高まる一方、化石燃料輸入価格が上昇すれば省エネ投資や脱炭素投資の経済効率性が高まる状況下、各部門での省エネ投資や脱炭素投資がさらに進む可能性がある。運輸部門では脱炭素化のために電気自動車 (EV) の導入が期待されており、化石燃料輸入価格が上昇すれば相対的に導入メリットはさらに高まる。ただし、電気モーターやバッテリーに必要なレアメタルはロシアや中国に生産が集中しており、これらの希少資源の価格高騰や供給不安定化が省エネ投資や脱炭素投資の経済効率性を悪化させうる懸念への対処も必要となるだろう。

原子力は化石燃料依存度を軽減させ 3E に資する選択肢の1つになる中、ウクライナのザポロジエ原子力発電所などへのロシアによる武力攻撃が発生し、原子力発電への軍事攻撃が現実の脅威となった。この新たなリスクに対する関心の高まりの中で原子力を巡る議論が行われていくことになる。日本では特定重大事故等対処施設を設けることで、自然災害やテロ、航空機衝突等があった場合でも放射性物質の放出を抑制する対策をしている。まずは規制基準への適合を通して、原子力安全の強化・確保を図りつつ、軍事力による攻撃等に対しては、国防の観点からの対策が必要になる。

このように、現行のエネルギー基本期計画作成時に想定していなかった地政学リスクにより生まれた課題に対して、次のエネルギー基本計画改訂時に組み込むことを検討することに加えて、改訂を待たずして個別のエネルギー政策を検討していくことが期待される。

太陽光発電の FIT 入札トレンド

尾羽 秀晃*

1. 直近の決済価格は国際平均の約2倍

2017年4月の改正FIT法によって、FITにより定められる一定規模以上の太陽光発電の売電価格は入札方式によって決定されることとなり、これまで計11回の入札が行われている。入札の対象となる発電設備の規模や、上限価格、上限価格の公表の有無などは複数回見直しが行われているが、直近の第11回の入札では、250kW以上の設備を対象に上限価格10.25円/kWh（事前公表）として実施された。

2017年9-11月にかけておこなわれた第1回の入札から直近の第11回の供給価格のトレンドを見ると、第1回の加重平均値が19.64円/kWhであったのに対し、第11回では9.99円/kWhとなり、約3年間の間で半減した（図1）。また、2019年度に実施された第4回では12.98円/kWh（500kW以上が対象）となり、NEDOの太陽光発電開発戦略における2020年度までの発電コスト目標（14円/kWh）を下回ったこととなる。

しかし、供給価格は減少傾向にはあるものの、2022年における全世界の太陽光発電の平均入札価格¹（3.72¢/kWh）と比較すると2倍以上の高水準である。日本より日射条件の悪い傾向にある欧州においても6.79¢/kWh（2020年平均）であり、日本では世界第三位の導入量であるにも関わらず、太陽光発電の入札価格は高水準である。日本では2030年度におけるFITの買取総額が4.5兆円を超える見通しの中で²、効率的に太陽光発電のコストダウンを目指す必要がある。

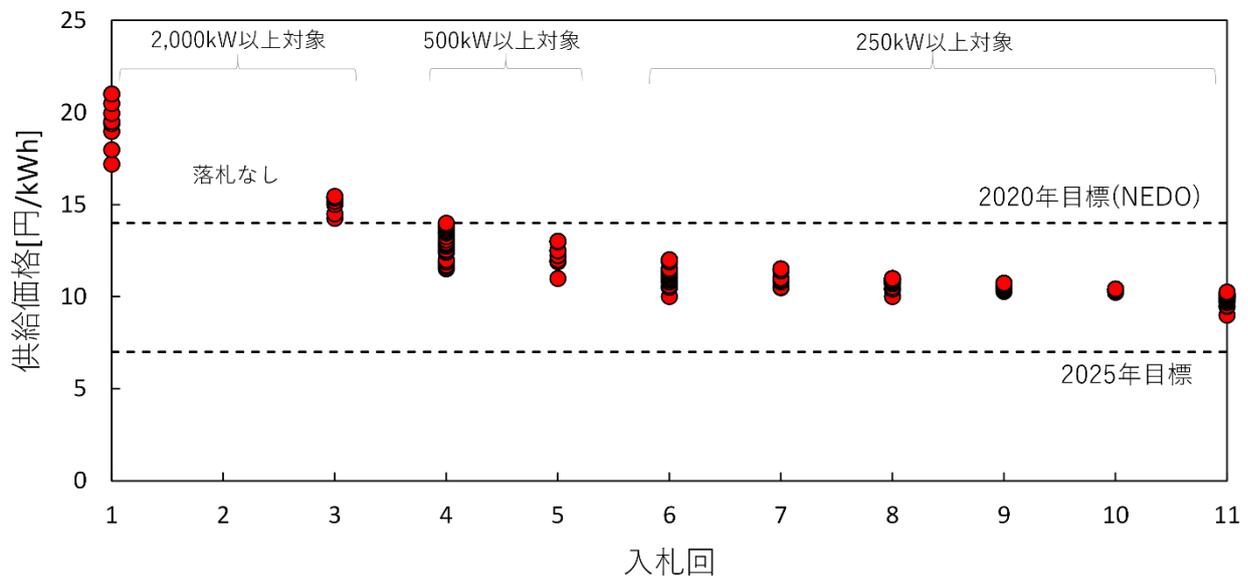


図1 太陽光発電の FIT 入札の供給価格の推移[円/kWh]
 （電力広域的運営推進機関「再生可能エネルギー電気特措法による入札制度」の各種結果より推計）

* 計量分析ユニット エネルギー・経済分析グループ 主任研究員

¹ International Energy Agency, Average auction prices for solar PV by region and commissioning date, 2016-2022

² 朝野賢司, 尾羽秀晃, 「2030年における再生可能エネルギー導入量と買取総額の推計」, 社会経済研究所研究資料 Y19514, 2020

2. 計11回の入札のうち7回で募集容量に未達

入札制度は、本来競争の機会を確保し、価格競争によって効率的にコストダウンを図る制度である。しかし、第1回から第11回までの入札の募集容量と実際に入札された容量の比較を見ると、計11回の入札のうち7回は募集容量に未達となっており、特に第7回においては、募集容量に対する入札はわずか10%しかない(図2)。また、第10回の入札では、入札容量が募集容量を上回り、件数ベースでは計81件の入札があったものの、同一業者が複数に分散して入札する事例も見られており、実際に入札を行った事業者数は45社に留まっている。

太陽光発電は、発電設備の設置場所が指定されている洋上風力と異なり、競合他社に開発を計画している土地の事業を奪われるリスクが低い。そのため高めの価格で入札し、万が一入札を落としたとしても、その次の入札に再度応札することが可能となりうる。このような事情がある中で、募集容量の未達が続く場合には、上限価格になるべく近い価格で応札するインセンティブが生じやすい。実際に、入札価格の上限と決済価格の加重平均値の比較をみると、第1回から第11回まではほぼ上限価格に張り付いた結果となっている(図3)。すなわち、これまで入札価格は減少するトレンドを示していたが、実際には競争原理によるコストダウンではなく、上限価格に合わせて入札価格が減少したものとみられる。今後、競争原理によってコストダウンを図る場合には、対象とする発電設備の規模の拡大や募集容量の見直しといった、制度の見直しを図ることが重要となる。

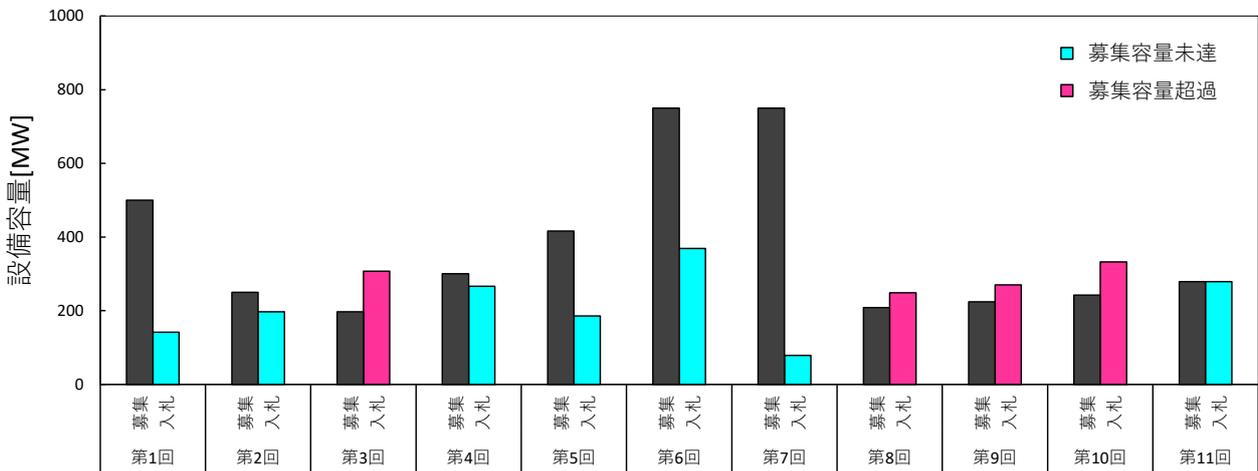


図2 募集容量に対する入札容量[MW]

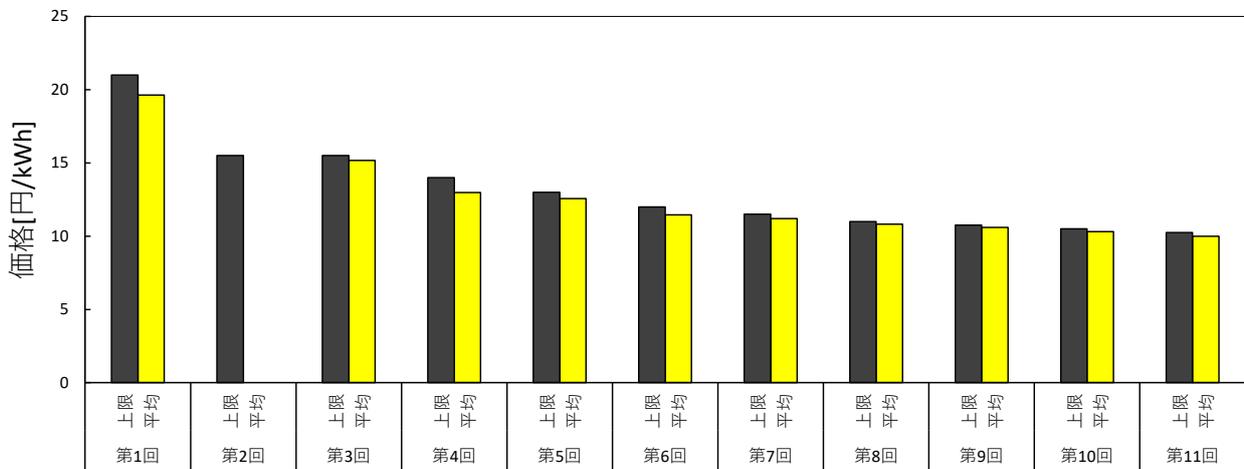


図3 入札上限と決済価格 (加重平均値) の比較[¥/kWh]

3. 今後のコストダウンにおいては立地誘導・信頼性確保との両立が重要

前述したように、第11回の決済価格（加重平均 9.99 円/kWh）は世界の入札価格の平均値の約2倍の水準であり、資源エネルギー庁が掲げる2025年までの発電コスト（7 円/kWh）には至っていない。今後の太陽光発電のコストダウンが望まれる一方で、以下の点についても考慮される必要がある。

第一の点は、太陽光発電の設置場所の変化である。これまで太陽光発電は、設置に関わるコストを削減するために、配電網に近い居住地の中や、土地代の安価な森林などにも太陽光発電設備が設置される事例が多く見られている。林野庁の林地開発許可制度における森林改変面積に依れば、太陽光発電の設置に関わる森林改変面積は2019年までで約90 km²となっている³。しかし、近年では地方公共団体の条例改正や、環境省が計画しているポジティブゾーニングによって、今後は居住地の中や森林などへの設置は次第に規制される傾向にある。そのため、今後は建物の屋根などといった、規制を受けにくい場所への設置が重要となる。他方で、太陽光発電を建物に設置する場合には、設備の規模は小さくなる上、地上と比較して施工は難しくなりやすい。そのため、今後はこのような場所においても、コストダウンが実現できるかが鍵となる。

第二の点は、信頼性の確保である。これまで太陽光発電のコストを安価に抑えられた事例がある一方で、台風や豪雨などによる太陽電池パネルの飛散などといった、太陽光発電に関わる事故も多く発生している。経済産業省の商務流通保安グループの調査⁴に依れば、調査を行った79件の設備のうち、約4割が強度計算未実施・設計基準風速が未達・設計基準風速不明であったことが報告されている。安価である設備の全てに必ずしも問題が生じているものではないものの、コストダウンと同時に信頼性を確保することが重要である。

このように、今後の状況変化や求められる太陽光発電の設計要件を考慮すると、必ずしも従来と同様のペースで太陽光発電のコストダウンが進む保証はなく、コストが上昇する要因ともなりうる。今後の太陽光発電のコストダウンに向けては、地方公共団体の条例やゾーニングによる立地誘導や、信頼性確保との両立を行った上で実現されることが望まれる。

³ 林野庁「太陽光発電施設の設置を目的とした林地開発に対する林野庁の取組について」令和3年9月

⁴ 経済産業省 商務流通保安グループ 電力安全課「太陽電池発電設備の安全確保のための取組強化について」

エネルギー経済 第48巻 第2号

2022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.ieej.or.jp

