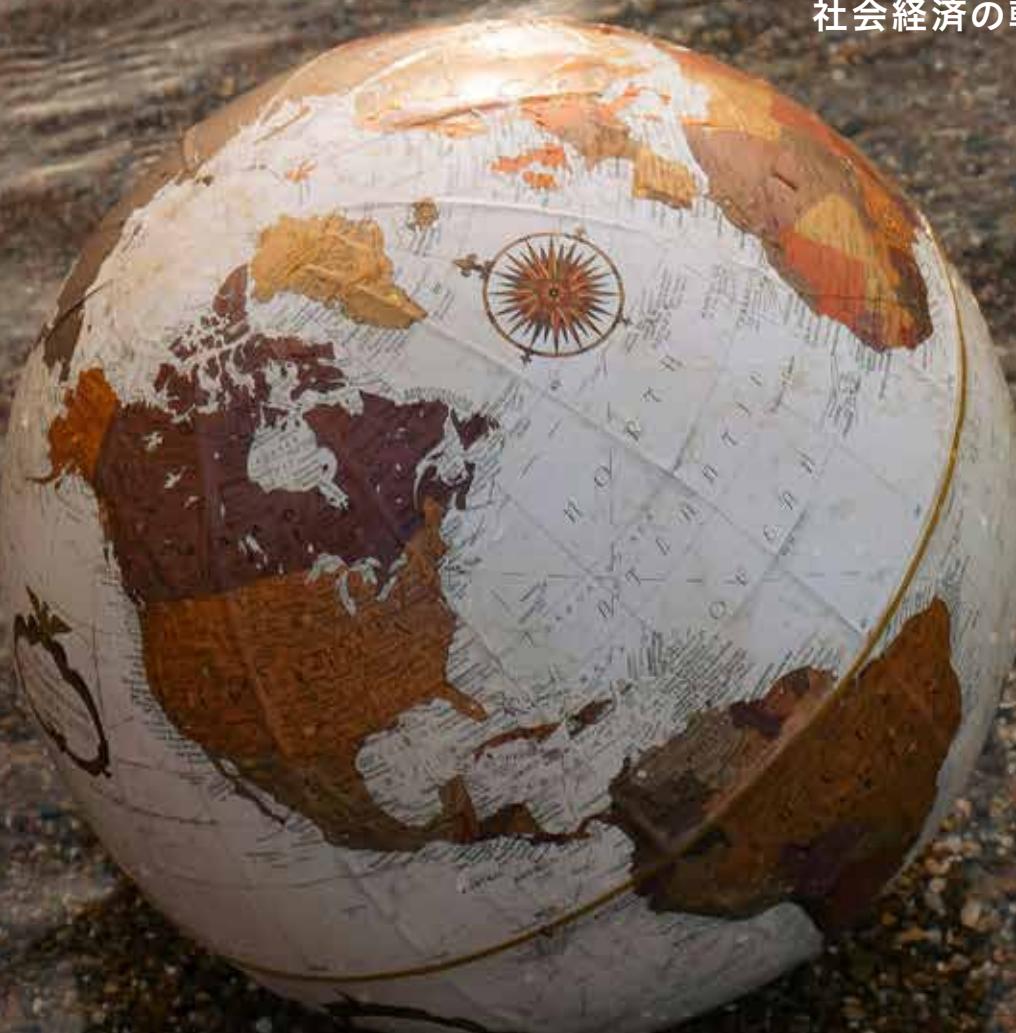


Net Zero Japan and Beyond

2050年に向けた日本のエネルギーと
社会経済の転換



東京大学 グローバル・コモンズ・センター ダイレクター

石井菜穂子

東京大学 先端科学技術研究センター 教授

杉山正和

東京大学 未来ビジョン研究センター 教授

梶川裕矢

Table of Contents

I.	前書き	4
II.	Executive Summary	7
III.	2050年の日本のエネルギーシステムのNet Zeroシナリオ	12
1	イントロダクション	13
a.	問題意識	13
b.	研究アプローチ	13
c.	シナリオ策定の意義	14
2	分析手法	14
a.	概要	14
b.	エネルギー需給モデル	15
c.	電力需給モデル	15
3	主な前提条件	16
a.	ネットゼロ・シナリオの概要	16
b.	感度分析	19
4	分析結果	19
a.	一次エネルギー供給	19
b.	最終エネルギー消費	20
c.	電源構成	21
d.	GHG排出量	25
e.	運輸セクター	26
f.	化学	29
g.	石油精製セクター	32
h.	セクター横断	33
5	考察、及び主要なメッセージ	35
a.	シナリオ別の考察	35
b.	主なセクターや脱炭素化技術・エネルギー毎の考察	37
c.	考察から導かれる主要なメッセージ	42
d.	今後の考察において検討すべき課題	43
IV.	将来の日本の社会経済システムの目指すべき姿	44
1	ネットゼロ・シナリオの社会経済性評価	45
a.	産業連関分析の基本的な考え方	45
b.	産業連関分析の活用可能性評価	47
2	将来シナリオ分析のための新たな視点の抽出	52
a.	カーボンニュートラル	54
b.	ネイチャーポジティブ	56
c.	サイバーインフラ	56
d.	モビリティ	57
e.	イノベーションと経済成長	58
f.	グローバルサウスと国際連携	58
3	明るい2050年の日本のグラウンドデザインに向けて	59
V.	提言	62
VI.	謝辞	66
VII.	Appendix (諸前提・計算結果)	67

図版

図1	MRI-TIMESの概要	15
図2	シナリオ別 一次エネルギー供給の推移	20
図3	シナリオ別 エネルギー源別最終エネルギー消費の推移	21
図4	シナリオ別 セクター別最終エネルギー消費の推移	21
図5	シナリオ別 セクター別最終エネルギー消費（電力）の推移	21
図6	OPGMシミュレーション結果	22
図7	電力需給マネジメントの例	24
図8	シナリオ別 部門別GHG排出量の推移	25
図9	シナリオ別 部門別GHG排出量（2050年）	26
図10	シナリオ別 CCS量の推移	26
図11	シナリオ別 乗用車保有台数の推移	27
図12	乗用車保有台数 電動車の車両価格、PHEVのUFによる感度分析	27
図13	シナリオ別 中大型トラック保有台数の推移	28
図14	シナリオ別 小型トラック保有台数の推移	28
図15	シナリオ別 運輸セクター 最終エネルギー消費の推移	29
図16	シナリオ別 オレフィンの製造技術別生産量の推移	30
図17	シナリオ別 芳香族の製造技術別生産量の推移	30
図18	シナリオ別 メタノールの需給バランス	31
図19	シナリオ別 炭素源の由来別の化学原料炭素量の推移	31
図20	シナリオ別 国内製油所における原油等精製量の推移	32
図21	シナリオ別 ガソリン系燃料の供給量推移	32
図22	シナリオ別 軽油系燃料の供給量推移	33
図23	シナリオ別 水素の需給バランス	33
図24	シナリオ別 カーボンニュートラルな合成燃料・原料の利用先	34
図25	シナリオ別 バイオマスの需給バランス	34
図26	シナリオ間のコスト比較	35
図27	電源構成の推移（シナリオ③）	38
図28	石炭火力の早期フェーズアウトに伴う機会損失額の試算（シナリオ③）	39
図29	水素の値差補填（シナリオ③）	39
図30	産業連関表（取引基本表）の基本構造	45
図31	産業連関的波及効果の模式図	47
図32	想定した電力供給セクターの2050年脱炭素化シナリオ	48
図33	電力セクターの脱炭素化シナリオにおける各産業の付加価値変化の比較	51
図34	「Future Scenario」を含む論文が対象とする研究テーマ	52
図35	ETI-CGCの今後の活動プロセス	60
表1	シナリオ想定	16
表2	シナリオ1の建設費・運用段階の単価と対応する産業部門	50
表3	近年注目度を増している研究テーマ例	54
表4	将来シナリオ構築の視点と定量化する上で重要なポイント	54



I. 前書き

I. 前書き

我々は今、地球環境危機のただ中にある。2025年9月に公開されたPlanetary Health Check¹によると、地球システムを健全に保つための9つのプラネタリーバウンダリーのうち、7つが既に限界点を超え、「気候変動」もその一つである。2015年のパリ合意以降、世界各国は1.5°C目標を目指してきたが、世界の温室効果ガス排出量は過去最高を更新し続けている。さらに、国際社会における気候変動対策の枠組みは、近年の地政学的な変化によって大きな影響を受けており、国際協調の足並みが乱れつつある。我々は今まさに、1.5°C目標を維持できるかどうかの瀬戸際に立たされており、目標に向けての歩みを止めることなくむしろ加速できるかどうかが、地球システムの持続可能性、ひいては人類の生存を左右する決定的な分岐点となる。

このような状況の中で日本はいかにネットゼロを達成し、国際目標に貢献できるか。日本のネットゼロのパスウェイ（道筋）を描くため、2021年11月にビジネス界をリードする日本企業と東京大学グローバル・コモンズ・センター（CGC）が協力し、産学連携プラットフォームETI-CGC（Energy Transition Initiative – Center for Global Commons）を設立した。当時日本の中では、再生可能エネルギーの立地に恵まれず、製造業の比重が高く、原子力発電の導入が困難な日本においては、国際競争力を落とさずにネットゼロを達成することが難しいとの見方が強かった。しかし本当にそうなのか。こうした「固有」の条件の下でも、日本がネットゼロを達成する道筋があるのではないか。そうした道筋をサイエンスに基づいて提示することが、同じように「固有」の事情を抱えるアジアの他諸国にとっても有用ではないか。ETI-CGCはこのような思いのもと、次の5つの原則に基づき活動を進めてきた。

1. グローバルコモンズである地球環境の持続可能性を守る。このため、日本の温室効果ガスの排出を2050年までにネットゼロにするパスウェイを描く。
2. 世界や日本における知見及び科学的洞察を基に、カーボンニュートラルを達成し、幸せと豊かさを実現する、地域事情に沿ったパスウェイを模索する。
3. このパスウェイが、多様な地域事情を抱える国々にとっても役立つモデルとなり、世界全体のカーボンニュートラルに貢献することを目指す。
4. パスウェイを実現していく過程は、日本の産業構造、経済社会システムや行動様式を未来に向けて変えていく機会であるととらえ、どのようにその機会を活かすかをも議論していく。
5. 関連する政策提言などを行い、日本における議論を広く興すため、リーダーシップを發揮する。

¹ Planetary Health Check 2025, Potsdam Institute for Climate Impact Research (2025), <https://www.planetaryhealthcheck.org/#reports-section>

本レポートは、東京大学グローバル・コモンズ・センターがETI-CGCの協賛を受けて日本のビジネスリーダーと緊密に連携しながら実施した研究活動の3年間の成果を総括し、日本のネットゼロ達成に向けたシナリオを提示し、活発な議論を喚起することを目的としている。本レポートの作成にあたり、多くの企業の皆様の貢献をいただいた。ETI-CGCの活動を支え、建設的な議論に参画してくださった協賛企業に対し、心より感謝申し上げる。企業の皆様の知見と経験が本レポートの内容の深化に大いに寄与したことをここに記しておきたい。

本レポートで示された示唆を基に、CGCは2025年度以降も、日本の経済社会システムの在り方を含め、実践的にネットゼロを達成する経済的なパスウェイについて、多様なステークホルダーの間で議論を行い、今後の技術開発や社会実装の重点的な取り組み対象やトランジションを実現するための政策・投資に関する提言を継続していく予定である。日本がどのようにこの変革を国際的に先導していくべきか、本レポートが議論の起点となることを願っている。



II. Executive Summary

II. Executive Summary

本レポートの背景と2つの目的

日本のネットゼロに向けた様々な戦略、ビジョン、行動計画が政府や業界団体、企業等によって策定されているものの、これらは2050年の日本のエネルギー・システム（発電、産業、運輸等）全体の需給を定量的に示すまでには至っていない。また、エネルギー消費者となる各セクター間の関連まで含めた統合的なエネルギー・システムの姿も提示されていない。本レポートの第1の目的は、2050年にネットゼロを達成する日本のエネルギー・システムの全体像を統合的、定量的、かつ科学的に示すことで、各セクターが必要とするトランジションのスケールとペースや選択肢、新技術等を明らかにするとともに、重点的に取り組むべきターゲットに関して関係者の活発な議論を喚起することである。

また、近年のエネルギー安定供給に関するリスクの高まりに加え、日本の労働人口の減少や少子高齢化などの社会的課題を踏まえると、日本は単なるエネルギー・システムの転換にとどまらず、社会経済システム全体の抜本的な変革を含んだシナリオの構築が必要となる。本レポートの第2の目的は、今後のシナリオ研究の方向性として、日本がネットゼロを達成しながら国際競争力を維持・向上するためのシナリオ分析の視点と、社会経済評価の枠組みを提示することである。

第1の目的(日本のネットゼロ・シナリオ)に対する研究アプローチとシナリオの概要

本研究では、エネルギー需給モデル「MRI-TIMES」と電力需給モデル「OPGM」を活用し、技術的成熟度などの異なる前提条件に基づき3つのネットゼロ達成シナリオを策定した。具体的には：

- ①ベースシナリオ：シナリオ②と③の比較対象として、脱炭素技術の進展が限定的でネットゼロの達成に大きな困難が伴うシナリオ。
- ②REシナリオ：太陽光や風力などの再生可能エネルギー源のコスト低減・導入可能なサイトの拡大が進むとともに、エネルギー需要の電化がドラスティックに進展するシナリオ。世界的に共通な脱炭素戦略を我が国においても強力に推進してネットゼロを達成する、ネットゼロへの王道ともいえるシナリオ。
- ③RE+H₂+バイオ+DACシナリオ：②で想定した電源の脱炭素化と電化の進展に加えて、グリーン水素、バイオマス、大気からのDirect Air Capture (DAC) により回収したCO₂とグリーン水素から製造されるカーボンニュートラルな合成燃料・化学原料も活用し、より多様なエネルギー源を最適に組み合わせてネットゼロを達成するシナリオ。多様な技術の活用によりネットゼロをより安価に実現できる可能性がある一方、世界中のステークホルダーが協調してカーボンニュートラルな燃料・原料の大量かつ安価な供給を実現してはじめて実現できるシナリオであることに注意が必要。

ネットゼロという制約とこれらのシナリオの下で、総システムコストを最小化するエネルギー・システムの姿をシミュレーションした。これらのシナリオは将来予測ではなく、異なる前提の下で科学的に起こり得る将来の姿を比較し、必要な技術開発、投資、制度設計を議論するためのものである。エネルギー・システムモデルの計算結果として、シナリオ③が最も低いコストでネットゼロを達成できるという描像が得られたとしても、そのシナリオの前提となる技術の進展や低コスト化を実現するためには飛躍的な技術開発・実装のための投資と国際協調のもとでの制度整備が必要となることを十分考慮してネットゼロ実現のための戦略を策定する必要がある。一方、シナリオ②と③に共通する施策（例えば、電源の脱炭素化や電化の推進）を明確化し、それを着実に推進するための施策を議論するためのベースとしてシナリオ分析を活用することも重要である。

ネットゼロ・シナリオに関する主要な分析結果と示唆

2050年における日本のネットゼロ達成には、エネルギー需要の電化推進と電源の脱炭素化が最重要である。特に、国内で完結し、初期投資の後は低コストでの運用が可能な再生可能エネルギーの大量導入が最優先の施策である。具体的には、農地や都市部の建物へ太陽電池の導入拡大を図ると同時に、太陽光発電を補完するために風力発電を特に遠洋に大量導入するべく、革新的な低コスト化技術の開発と導入を後押しする制度整備が求められる。なお、日本における地熱発電のポテンシャルは大きいと予想されるが、地熱発電の革新的な大規模・低コスト化技術は現時点では想定していない。また、石炭火力の早期フェーズアウトに際してはまだ耐用年数が到来していない設備の早期除却が必要となることから、財政的な支援も重要となる。

加えて、シナリオ②と③の比較から、海外からのCO₂フリー水素・アンモニアやカーボンニュートラルな合成燃料・原料を輸入する方策が、日本の地理的条件に起因する再生可能エネルギー資源の不足を補うために有効であることが定量的に明らかになった。海外から輸入するCO₂フリーな水素・アンモニアやカーボンニュートラルな合成燃料・原料に関しては、水素・アンモニアによる高効率火力発電の技術開発とサプライチェーン構築を進め、運輸や製鉄など他セクターでの水素利用拡大につなげる必要がある。また、カーボンニュートラルな合成燃料・原料やバイオ燃料・原料は運輸セクターへと適用され電動化を補完するオプションとなりうるほか、製品廃棄時のCO₂排出まで考慮した化学セクターにおけるCO₂排出削減にも必須となる。さらに、重工業を中心に残存する化石燃料使用に伴うCO₂排出については、限定的ながらCCS（Carbon Capture and Storage）が一定の役割を果たすことが見込まれ、引き続き低コストで実用可能となるための技術進展を促す必要がある。これらにより、ネットゼロがより安価で達成されることになる。

ただし、シナリオ③の前提条件である、CO₂フリー水素・アンモニアやカーボンニュートラルな合成燃料・原料が低コストかつ大量に活用可能となるためには、製造・輸送・貯蔵技術に関する飛躍的な技術進展が必要である。また、継続的な資源輸入は現在の化石燃料の輸入構造と類似する可能性があり、国富の流出につながるリスクもある。シナリオ③が示す多様なカーボンニュートラルエネルギー源を最適な形で組み合わせたネットゼロ実現を目指すのであれば、社会実装への技術経済的ハードルが高いカーボンニュートラルな

合成燃料・原料関連技術への思い切った研究開発投資、その国際的なサプライチェーンの構築のための膨大な事業化投資、そしてCO₂排出勘定に関する国際的ルール形成に向けて世界と協調して舵を切ることが不可欠である。その際、日本企業が国際社会との連携を図りつつ、新たなパラダイムの実現に向けて主体的かつ先導的に取り組むことが、ネットゼロと明るく豊かな社会を両立する将来の日本を実現するために本質的に重要なアクションとなる。

2050年に向けた日本の社会経済システムの方向性 (第2の目的へのアプローチ)

2050年の明るい日本の姿は、エネルギー産業のみにおいて描かれるものではない。そのため、1) ネットゼロ・シナリオを達成することが、日本の社会経済全体にとってどのようなインパクトを有するのか、また、2) 2050年の明るい日本の姿を描く上でネットゼロ・シナリオ以外にどのような社会経済シナリオを考慮する必要があるのかという2つの視点から検討を行った。

検討の結果、1) については以下の結果が得られた。付加価値創出のみに目を向けると、水素を活用したシナリオ²では0.68-0.78兆円のGDP押し上げ効果が、太陽光等の再生可能エネルギーを中心とするシナリオ³では同0.1-0.3兆円の押し上げ効果があることが分かった。ただし、水素シナリオでは再生可能エネルギー価格の国内外価格差を考慮し輸入水素を前提とした分析であること、また再生可能エネルギー・シナリオでは発電モジュールは主に海外生産を前提とした分析であることから、このGDP押し上げ効果は主にサービス業における新たな雇用と経済の創出に基づくものである。そのため、新たな研究開発による知財の獲得と競争力のある国内生産体制の強化等が可能となれば、製造業等の分野におけるさらなるGDP押し上げ効果が見込める。

一方、付加価値創出に加え、今日と比べた電力コストの増加による需要減少効果を加味した正味の付加価値変化を分析すると、水素シナリオでは、電力コストの上昇が付加価値の増加を上回るため、全体として負の経済的結果となった。また再生可能エネルギー・シナリオにおいても、電力コスト上昇分により付加価値創出分が打ち消され、経済的なメリットがほぼ見込めないという結果となった。そのため、水素サプライチェーン全体でのコスト低減に向けた研究開発、再生可能エネルギーのデバイス・システム製造、設置、運用、メンテナンスコストの総合的低減を図る研究開発の強化と事業モデルの構築が必要となる。

また、2) については、将来シナリオに関する学術研究を網羅的に解析した結果、今後の将来シナリオのアップデートを行う上で重要な領域として、カーボンニュートラル、ネイチャーポジティブ、サイバーインフラ、モビリティ、イノベーションと経済成長、グローバルサウスと国際連携の6つの視点があることを明らかにした。今後は、カーボンニュートラル以外の5つの視点においても、日本が採るべき複数のシナリオを設計するとともに、その社会経済的なインパクトを定量評価することで、2050年の日本が真に目指すべき社会経済システムを包括的かつ学術的なエビデンスをもとに提示できるものと思われる。

²2023年6月に東京大学グローバル・コモンズ・センターが公開した「Net Zero Japan 2050 Summary for Business Leaders」(2050 年の脱炭素化シナリオの中間報告まとめ)
https://cgc.ifl.u-tokyo.ac.jp/wp-content/uploads/2023/07/Summary-for-Business-Leaders_final.pdfにおけるシナリオ1-a, 1-cを指す。第1の目的のシナリオ①～③とは異なる。

³上と同じく、シナリオ7-a, 7-cを指す。

2つの目的に応える本研究から導かれる提言

1. 電化の推進と国内再生可能エネルギーの大量導入は最優先で推進されるべきである（農地・建物屋根・壁面への太陽電池大量導入、洋上風力の推進、石炭火力発電の早期フェーズアウトのための政策的支援等）。
2. 海外からのCO₂フリー燃料・原料の輸入に向けた、海外パートナー国との連携強化が必要である。（将来のパートナー国との技術協力、大幅なコストダウン、国境をまたぐCO₂排出勘定のための国際ルール形成、オフテーク契約に向けた枠組み構築等について、日本企業が海外事業開発や国際的ルール形成をリード）。
3. 運輸については、現在方向性が見通せる乗用車・小型トラックの電化を推進するための充電インフラの整備と消費者の購入支援を進め、V2Gなど電力グリッドの安定化との相乗効果も狙うべきである。
4. 現在の産業構造を前提とすると、再生可能エネルギーの大量導入は、製造業における生産減少と地域において産まれるサービス産業の需要増が打ち消し合うことにより、経済全体としては大きな正負の影響を生まない。そのため、経済と環境を両立させるためには、技術的優位性を構築し再生可能エネルギーや蓄電池の機器生産の国産比率や海外投資・市場獲得を高める政策や施策を講ずるべきである。
5. 2050年における明るい日本経済を実現するためには、上記の経済成長を伴うネットゼロの実現を加速するとともに、ネイチャー・ポジティブや、サイバーアインフラ、モビリティといった他の重要な領域についても、イノベーションと経済成長、グローバルサウスと国際連携の観点から、新たな経済社会システムへの移行シナリオを戦略的かつ実効性のある形で描いていく必要があり、そのための体制構築が求められる。

III. 2050年の日本のエネルギーシステムの Net Zeroシナリオ



III. 2050年の日本のエネルギーシステムの Net Zeroシナリオ

1 | イントロダクション

a. 問題意識

日本のネットゼロに向けた様々な戦略、ビジョン、行動計画が政府や業界団体、企業等によって策定されているものの、2050年のエネルギーシステム（発電、産業、運輸等）全体としての需要と供給を分析してネットゼロ達成の可能性を定量的に示すには至っていない。また、エネルギーシステム内の各セクターの計画が相互にどのように関連するのか不明確であり、統合的なエネルギーシステムの姿も示されていない。加えて、日本は特に太陽光や風力等の再生可能エネルギー（以下、再エネ）へのアクセスが他国に比べて限られている可能性が高い⁴なかで、電化の推進や再エネによる電源の脱炭素化といった各国共通のネットゼロ達成へのアプローチを最大限推進しつつ、海外から再エネを何らかの形で輸入する等のソリューションと組み合わせた日本独自の解決策が必要となる。以上から、本レポートでは2050年にネットゼロを達成する日本のエネルギーシステムの全体像を統合的、かつ定量的に示し、各セクターが必要とするトランジションのスケールとペースや選択肢、新技術等を明らかにすることを目的とする。加えて、ネットゼロを目指す中でのセクター間の関連についても示唆を与え、特にトランジション実現上の隘路と重点的に取り組むべきターゲットに関して関係者の活発な議論を喚起することを目的とする。

b. 研究アプローチ

本レポートではエネルギーの需要サイドと供給サイドを組み合わせた定量モデルを用いて、様々な前提下において2050年に向けて総システムコストが最小なシナリオを描くアプローチを探る（具体的には3つの前提セットから3つのシナリオを描く）。モデルでは国内での再エネの拡大に加えて、エネルギーの需要サイド・供給サイドそれぞれにおいて新技術（水素・アンモニア発電、カーボンニュートラルな合成燃料や化学原料の輸入、CCS等）の導入を想定しており、所定の前提の下でこれらの資源に関する各セクターのカップリング（取り合いを含む）を定量的に考慮して、コストを全体最適化しながらネットゼロを目指す姿を描く。特に運輸に関しては、陸上輸送セクターを乗用車と複数の貨物車セグメントに分けて、電動化、水素やカーボンニュートラル燃料導入の進展およびコスト低減が最適ソリューションに与える影響を調べる。

本レポートでは2050年のネットゼロに向けて、モデル上で毎年の日本全体の温室効果ガス排出量に制約を課している。このため、エネルギーシステム全体として最も安い追加コストを支払って毎年の温室効果ガス目標を達成するような最も経済合理的なトランジションシナリオを描いている。したがって、本モデルでは明示的には炭素価格を設定していないが、暗示的な炭素価格が各年で算定されている。裏返せば、この炭素価格を明示的に設

⁴Carbon Tracker Initiative, The sky's the limit (2021), <https://carbontracker.org/reports/the-skys-the-limit-solar-wind/>

定すれば、合理的な各企業はモデルが示すシナリオに従った行動を起こすことが期待される。

本レポートではモデルを用いた科学的なアプローチを取り、エビデンスやロジックに基づく確からしさと、るべき姿をバックキャストにより目指すことを基本方針としている。一方で、モデルを用いた科学的なアプローチの限界についても後に触れる。

c.シナリオ策定の意義

2050年にネットゼロを実現するシナリオは無数にあり得るが、本レポートではそのうち示唆に富む3つのシナリオについての検討結果を示す。これらのシナリオは将来予測ではなく、異なる前提の下で起こり得る合理的な将来の姿を比較するためのものである。エネルギー・システムモデルの計算結果として、もしシナリオ③が最も低いコストでネットゼロを達成できるという描像が得られたとしても、そのシナリオの前提となる技術の進展や低コスト化を実現するためには飛躍的な技術開発・実装のための投資と国際協調のもとでの制度整備が必要となることを十分考慮してネットゼロ実現のための戦略を策定する必要がある。一方、シナリオ②と③に共通する施策（例えば、電源の脱炭素化や電化の推進）を明確化し、それを着実に推進するための施策を議論するためのベースとしてシナリオ分析を活用することも重要である。今後も様々なシナリオ前提の変化に応じてシナリオ分析をアップデートし、不確実な未来に向けた戦略、取り組むべき課題、必要な投資・開発に関する議論を継続する必要がある。

2 | 分析手法

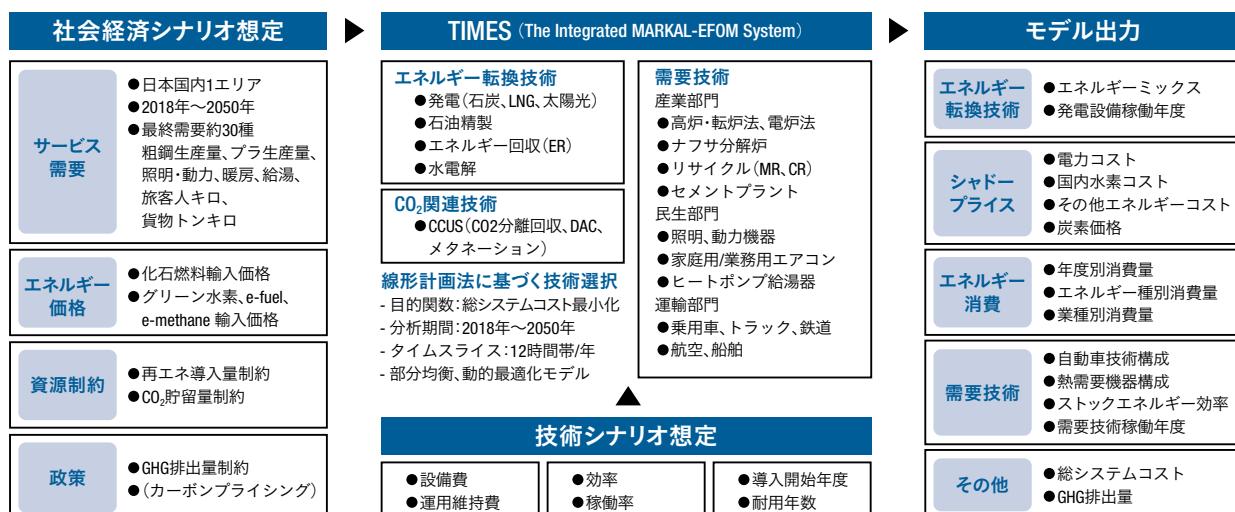
a.概要

本分析では、エネルギー需給モデルと電力需給モデルを用いてネットゼロ・シナリオに関するシナリオ分析を実施した。具体的には、日本のエネルギー・システムをモデル化したエネルギー需給モデルを用いて将来のエネルギー需要を推計し、そこから算出される年間電力需要を日本の電力系統における詳細な電力需給バランスを考慮する電力需給モデルに入力して電源構成を推計した。このような2段階のハイブリッドモデルを採用した理由は、エネルギー需給モデルに詳細な電力需給モデルをカップリングさせると全体最適化計算が困難になる一方で、電源構成の細かな変化が発電以外のセクターの挙動に与える影響は一定の誤差範囲に収まるためである。バイオマス供給量上限やCO₂貯留量上限等、電力・非電力問わず消費される資源については、エネルギー需給モデル側の結果を電力需給モデルに制約条件として与えることで、エネルギー・システム全体における整合性を保っている。

エネルギー需給モデルとしては三菱総合研究所が構築したMRI-TIMESを用い、電力需給モデルとしては東京大学藤井・小宮山研究室が構築したOPGMモデルを使用した。これにより、異なるシナリオにおけるエネルギー・ミックス・電源構成を導出し、各シナリオの姿を定量的に描き比較することができる。

b.エネルギー需給モデル

図1に、エネルギー需給モデルであるMRI-TIMESの概要を示す。エネルギー需給モデルは、エネルギーの供給側（一次エネルギー供給、各種転換プロセス、輸送）および需要側（産業、民生、運輸）の全ての要素を含むエネルギー需給構造を分析するモデルであり、資源・技術のコストや供給制約、サービス需要等を入力することで、エネルギーシステムコストに関する最適解としての設備容量・構成、エネルギーコスト・フローや排出量を求めることができる。TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) モデルは、国際エネルギー機関 (IEA) で開発されたエネルギー需給モデルのモデルフレームワーク⁵であり、同機関をはじめ多くの研究機関で採用されている。三菱総合研究所では、日本の実情に即したサービス需要、エネルギー価格および資源制約のパラメータを同フレームワークに反映させた日本モデル (MRI-TIMES) を独自に開発⁶しており、本研究にあたって、非電力部門である運輸部門・化学部門や次世代燃料である水素・バイオ燃料・合成燃料の経路パスについて拡張を行った。



■図1 MRI-TIMESの概要

c.電力需給モデル

MRI-TIMESで示された各シナリオのエネルギー需要のうち、総電力需要に対応する電源構成をより詳細な時間的・空間的粒度で検証するため、東京大学藤井・小宮山研究室のOPGM (Optimal Power Generation Mix) モデルを活用し、電力需給バランスを満たす最小の電力システムコストを達成する最適な電源構成のシミュレーションを行った。OPGMは、線形計画法による電力系統を対象とした電力需給の分析モデルで、電力システムコスト（発電費用+燃料費+電力貯蔵費）を最小化する最適な電源モデルを導出する。9地域、1時間毎の電力需給バランスの地理的・時間的解像度の中で、各年における日本のエネルギー・システム全体からのCO₂排出制約を満たす形でMRI-TIMESが導いた発電セクターのCO₂排出量を制約として、電源構成を分析した。

⁵ IEA ETSAP (<https://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times>)

⁶ <https://www.mri.co.jp/knowledge/mreview/202208.html>

3 | 主な前提条件

a. ネットゼロ・シナリオの概要

本分析では、2050年ネットゼロを達成するシナリオとして3つのシナリオを想定した。各シナリオの概要は以下のとおりである。なお、2050年より前の温室効果ガスの排出削減目標は最新のNDCに従っている⁷。

- ①ベースシナリオ：脱炭素技術のコスト低減が十分に進まないなかで、コストをかけてでもネットゼロを達成。
- ②REシナリオ：太陽光・風力発電のコストが大幅に低下し、立地制約などの課題が克服されることにより、国内に再エネ発電が大量導入されることで①よりも低コストでネットゼロを達成。
- ③RE+H₂+バイオ+DACシナリオ：②に加えて、海外における再エネコストの低下に伴いカーボンニュートラルな合成燃料や化学原料製造のコストが低下し、国際的なサプライチェーンを活用してこれらを海外から調達することで複合的な脱炭素技術によりネットゼロを達成。

表1に、各シナリオの想定を示す。各シナリオで変化させた想定は、太陽光・風力発電のコストと導入量上限、再エネ・蓄電池・電動車（BEV・PHEV・HEV・FCEV）のコスト、水素およびカーボンニュートラルな合成燃料や化学原料の輸入コスト、バイオ燃料の輸入量上限である。

■表1 シナリオ想定

		①ベース	② RE	③RE+H ₂ +バイオ+DAC
GHG排出量制約		2030 年▲ 46%、2035 年▲ 60%、 2040 年▲ 73%（2013 年度比）、 2050 年ネットゼロ、途中年度は線形補間		
供給側	太陽光・風力	賦存量	低位	高位
		コスト	高位	低位
	蓄電池コスト		高位	低位
	輸入H ₂ コスト		高位	高位
	輸入 DAC 炭化水素コスト		高位	低位
	輸入バイオ炭化水素の輸入可能量		低位	低位
需要側	電動車コスト		高位	低位
	CO ₂ 貯留量上限		2050 年：1.2 億トン／年	

各シナリオにおける主な想定を以下に要約する。

太陽光・風力・蓄電池

- ・太陽光・風力発電の導入量上限は、高位：太陽光発電699GW、陸上風力285GW、洋上風力1,120GW、低位：太陽光発電259GW、陸上風力41GW、洋上風力47GWを設定した⁸。

⁷Nationally Determined Contributions Registry | UNFCCC <https://unfccc.int/NDCREG>

⁸再生可能エネルギー賦存量の高位シナリオは「令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書（令和2年3月）」、低位シナリオは電力中央研究所「ネットゼロ実現に向けた風力発電・太陽光発電を対象とした大量導入シナリオの検討」（総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第34回2020年12月14日）を参照。なお、PVの導入上限量については、OPGMが送電端ベースの電力システムコスト最適化を目的としていることから、自家消費PVはMRI-TIMESのシミュレーション結果をOPGMの枠外で参照。

- 発電コストについて、太陽光・風力発電および蓄電池のコストはBloomberg NEFによる2050年のコスト見通し（高位および低位）⁹を、それ以外の発電コストについては経済産業省の資料¹⁰から2030年の値を準用した。

CO₂フリー火力

- CO₂フリー水素（アンモニア）を用いた火力発電は専焼を想定しており、CCSは不要である。発電設備のコストはLNG火力の値を用いた。

原子力

- 原子力発電は60年運転・新增設なしを想定し、容量上限の設定を2040年は33.65GW、2050年は23.74GW¹¹と想定した。

カーボンニュートラルな水素・合成燃料および化学原料

- 輸入される水素は、CO₂排出ゼロで製造されるCO₂フリー水素を想定しており、アンモニアについても同様である。本分析においては、グリーン水素を念頭に置いて製造時から利用時までのCO₂排出をゼロと想定しているが、CO₂フリーであれば製造法は問わないこととしている。水素のコストは、低位シナリオでは、2040年に30円/Nm³（2.4円/MJ）、2050年には政府目標である20円/Nm³（1.6円/MJ）とし、高位シナリオでは2030年まで100円/Nm³（7.8円/MJ）、その後2050年までにBloomberg NEF推計値である\$5.09/kg¹²（5.3円/MJ）まで直線的に低減すると想定した。再エネが豊富な海外におけるグリーン水素製造は原理的には日本の需要をはるかに上回る規模で展開可能と考えられることから、輸入上限は設定していない。
- カーボンニュートラルな合成燃料および化学原料は、海外においてDACにより回収したCO₂とCO₂フリーなグリーン水素から合成される化合物を輸入することを想定している。具体的には、FT（Fischer-Tropsch）合成粗油であるe-crude、FT合成粗油をアップグレードして生産されるe-gasoline・e-diesel・e-naphtha等のe-fuel製品、e-methanol（グリーンメタノール）、e-methaneを想定している。輸入コストは、各シナリオの輸入水素が想定する海外水素生産コストを考慮して事業者ヒアリングをもとに設定しており、低位シナリオでは、e-crude（FT合成粗油）・e-methaneは2040年に2.8円/MJ、2050年に2.4円/MJと想定し、e-methanolは2040年に2.4円/MJ、2050年に2.0円/MJと想定した。e-fuel製品については、アップグレードコストを石油精製プロセスのコストと同水準と想定してe-crudeの輸入コストに上乗せして設定した。高位シナリオでは、2030年の水準は低位ケースの水素価格と合成燃料価格の比に高位ケースの水素価格を乗じて推計し、2050年までは水素価格と同比率で低減すると想定した。再エネが豊富な海外におけるDACおよびグリーン水素製造は原理的には日本の需要をはるかに上回る規模で展開可能と考えられることから、輸入上限は設定していない。

⁹Bloomberg NEF(2022), 1H 2022 LCOE Update

¹⁰経済産業省「各電源の諸元一覧（総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ（第8回会合）資料3）」を参考に設定。

¹¹第24回総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会原子力小委員会資料3「今後の原子力政策について」（事務局提出資料）。

¹² <https://isa-ghic.org/the-hydrogen-stream-brief-forecasts-sharper-green-h2-price-drop-by-2050>

- バイオエタノール、バイオディーゼルの輸入上限は、事業者ヒアリングをもとに設定しており、2050年において低位シナリオでは133PJ、高位シナリオでは低位シナリオの2倍と想定した。

産業

- 化学製品・粗鋼・セメント等の将来の生産量は、用途別に需要を積み上げて設定した。
- 資源循環による再生材の供給量についてはシナリオとして外生的に設定している。化学製品については廃プラスチックのリサイクルを三菱総合研究所の想定¹³をもとに設定しており、2050年では廃プラスチックのうち4割がマテリアルリサイクル、2割がケミカルリサイクルによって再生樹脂を生産可能と想定した。粗鋼については、2050年では鉄鋼製造に占める電炉鋼の割合が5割に到達すると想定した。

民生

- サービス需要は、暖房、冷房、給湯、厨房、動力、照明、その他を想定し、人口や延床面積の見通しや断熱性能の向上と連動する形で将来のサービス需要量を設定した。
- 需要技術は、サービス需要毎に設定（業務用暖房需要の例：パッケージエアコン、チーリングユニット、吸収式冷温水機、燃料電池、ボイラ）し、技術導入量は最適化計算の結果算出される。
- ITセクターのエネルギー需要については、三菱総合研究所（2024）¹⁴における「AI特化チップ（電力効率高）・適材適所・光電融合まで実現」シナリオをもとに推計（2020年20TWh、2040年56TWh、2040年以降は2030年-2040年の増加量から線形外挿し、2050年61TWh）。

運輸

- 次世代乗用車、トラックについては①ベースシナリオではRITE¹⁵の標準の技術想定シナリオ、②REシナリオ、③RE+H₂+バイオ+DACシナリオでは電動車コスト低減加速シナリオを参照して蓄電池コスト低減によるBEV・PHEV・HEV・FCEVのコスト低減を想定し、PHEVの外部充電電力による走行率（Utility Factor: UF）については80%と想定した。

CO₂貯留

- CCSが可能なCO₂貯留上限値は、全シナリオ共通として、経済産業省の想定の下限値¹⁶を参考に2030年600万t-CO₂、2050年1.2億t-CO₂と想定した。

¹³三菱総合研究所「テクノロジーと協調で拓くわが国の循環経済—プラスチックと蓄電池の資源循環未来像—」
https://www.mri.co.jp/knowledge/insight/policy/dia6ou000005cqw1-att/er20230705_ce.pdf

¹⁴三菱総合研究所「生成AIの普及が与える日本の電力需要への影響「適材適所」のAI活用と半導体技術開発の組み合わせで電力制約を克服」
<https://www.mri.co.jp/knowledge/insight/policy/5inlu000000np1p-att/nr20240828pec-1.pdf>

¹⁵RITE「2050年カーボンニュートラルに向けた我が国のエネルギー需給分析」
<https://www.rite.or.jp/system/global-warming-ouyou/download-data/RITE2040cnenergyanalysis.pdf>

¹⁶経済産業省「CCS長期ロードマップ検討会最終とりまとめ」
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/ccs_choki_roadmap/pdf/20230310_1.pdf

その他OPGMによる電源構成シミュレーション上の想定

- 2040年と2050年の2年分を対象とした。
- 総発電量については、MRI-TIMESの各シナリオのシミュレーション結果からエネルギー需要側全体で必要な総発電量を決定した。
- CO₂排出量の制約は、全セクターにおける年間CO₂排出量制約の中で、MRI-TIMESのシミュレーション結果（電力需給バランスの計算がOPGMに比べて粗いものの発電セクターを含めた全体最適化を行っている）を参照し、2040年、2050年の発電セクターのCO₂排出量をOPGMによるシミュレーションにおいて設定した。結果として、①ベースシナリオで2040年162.9Mt-CO₂、2050年50.5Mt-CO₂、②REシナリオで2040年142.3Mt-CO₂、2050年0Mt-CO₂、③RE+H₂+バイオ+DACシナリオで2040年120.5Mt-CO₂、2050年15.9Mt-CO₂を排出量の制約として設定した。
- 同様に、CCS処理量についても、MRI-TIMESシミュレーションの結果をOPGMにおけるCCS処理量上限として設定した。2040年のシナリオ①～③はいずれもCCSの想定は0Mt-CO₂、2050年はシナリオ①46Mt-CO₂、シナリオ②0Mt-CO₂、シナリオ③で8Mt-CO₂を処理量上限の制約として設定した。
- バイオ発電の発電量については、BECCS（バイオ発電からのCO₂排出をCCS処理）の量が各セクターからのCO₂排出可能量に影響するため、MRI-TIMESにより最適化したバイオ発電量をOPGMにおける制約条件として課した。このため、BECCSに必要なCCS処理量は、前項に述べたCCS処理量（すなわちOPGMにおけるCCS処理量）の外枠となっている。

b.感度分析

本分析では、上述の3つのシナリオを基本シナリオとして、②REシナリオの電動車（BEV・PHEV・HEV・FCEV）のコストや、PHEVのUFを変更（80%→50%）したときの感度について検討した。これは、将来の蓄電池の技術革新に起因するEV車両コストの低減やPHEVの利用形態によってコスト最適な技術構成が変わる可能性について検証することを目的としている。

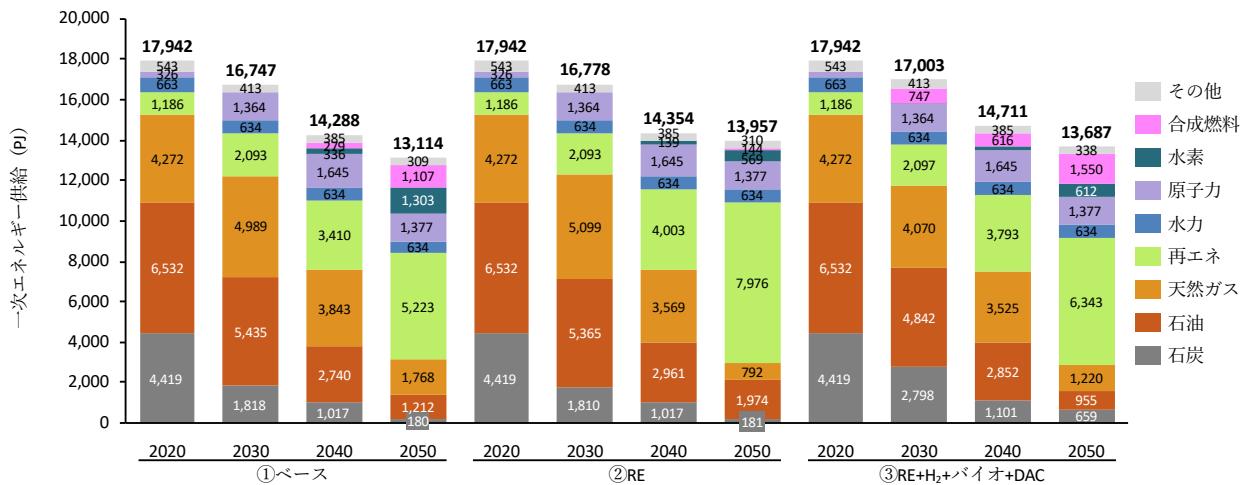
4 | 分析結果

a.一次エネルギー供給

各シナリオにおける主要な結果について、以下に概観する。

いずれのシナリオでも、人口減等の影響と省エネ化の進展等が相まって一次エネルギー供給が減少し、化石燃料の利用割合も大幅に低下することは共通であるが、特に2040年以降のエネルギー構成はそれぞれ異なる傾向を示している。シナリオ①では再エネの利用可能量に制限があるため、ネットゼロ目標を達成するために高額であっても水素・合成燃料の導入が進んでいる。②、③では再エネが全体の50%以上を占めるが、シナリオ③では安価な水素、合成燃料の利用が可能なため、一定程度再エネに代わり導入が進んでいる。2050年においてシナリオ②の天然ガス利用量が他シナリオと比べて低い要因はLNG火力の発電量に差があるためであり、シナリオ①と比べると再エネ利用量が多いこと、シナリオ

③と比べると安価な水素・合成燃料が利用できないため発電部門でより多くのCO₂排出削減貢献が必要となること（CCSは回収率上限90%を設定しているため全量回収は不可能）から、シナリオ②ではLNG火力発電量が①、③より低い水準となっている。なお、一次エネルギー供給と次項の最終エネルギー消費には原料としての使用分も含まれる。



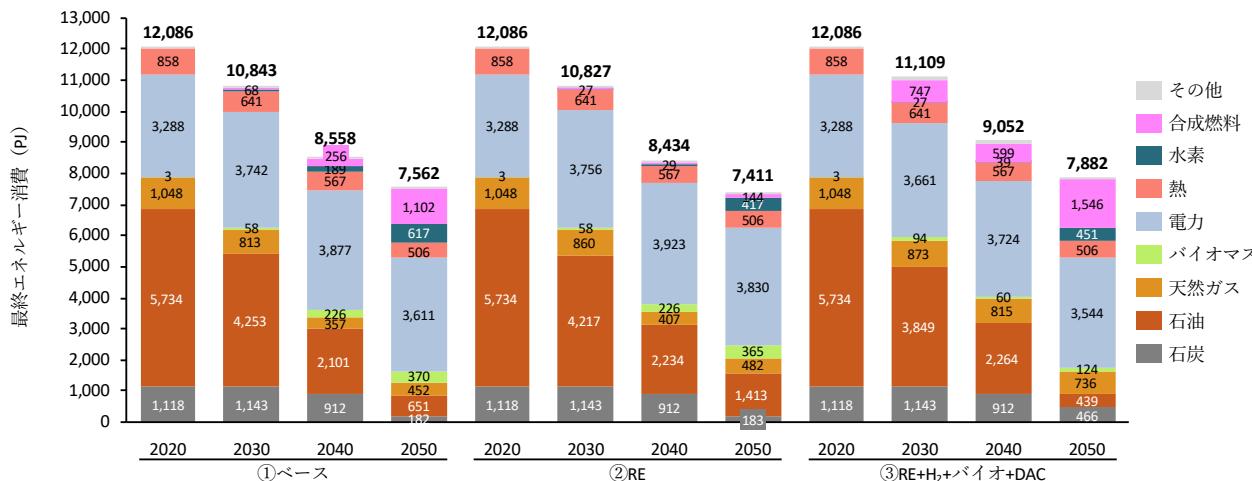
■図2 シナリオ別 一次エネルギー供給の推移

b.最終エネルギー消費

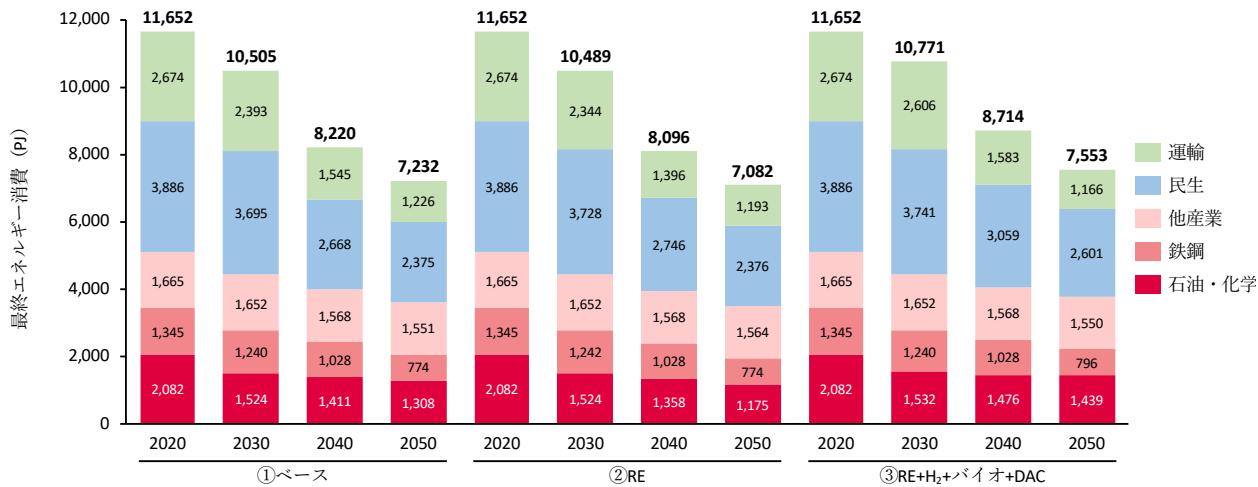
各シナリオにおける最終エネルギー消費を比較すると、大きな傾向としての電化進展、及びカーボンニュートラルな合成燃料・化学原料の利用拡大が共通の傾向として現れる。シナリオ①とシナリオ②、③を比較すると、②、③の方が2050年において化石燃料が多く残っている。再エネの利用拡大により、Hard-to-abateセクターを中心に化石燃料の利用が可能となり、全体としての削減費用が緩和されることによる。また、シナリオ③に比べてシナリオ①、②ではバイオマスの利用量が増えている。詳細は後述するが、合成燃料の輸入コストが高い場合、バイオマスが一定の役割を果たすためである。

部門別に見ると、石油・化学、鉄鋼、他産業については本分析の前提条件の下では主に燃料転換やCCSによりCO₂排出削減が進むため、最終エネルギー消費量としてはシナリオ間の差が少ない。他方、民生や運輸部門においては各シナリオにおける電化や水素利用の進展に応じてシナリオ間での若干の差が現れている。

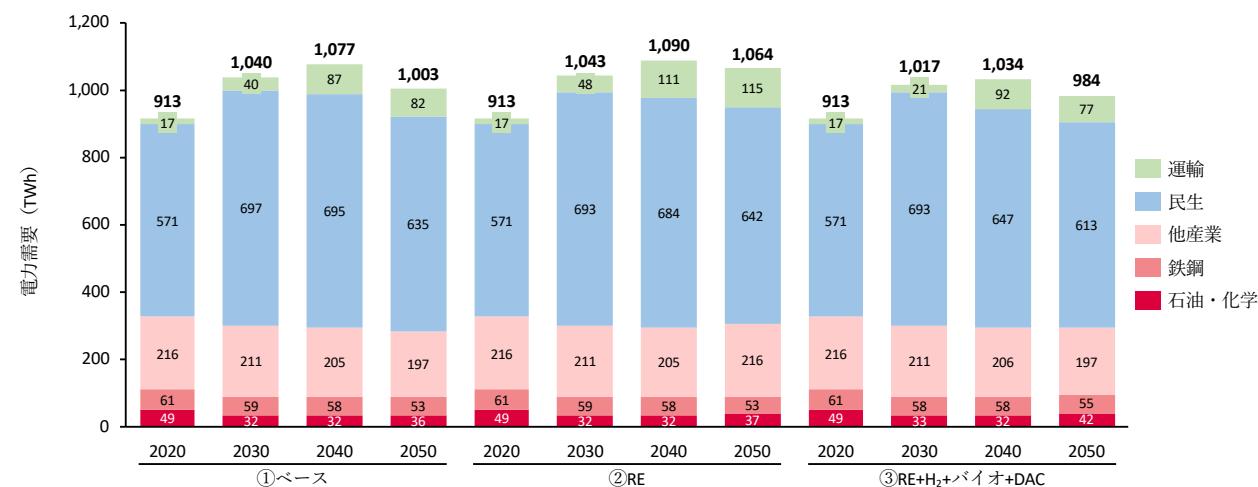
電力消費については民生部門において2030年までは電化進展やサーバー増等により需要が増加するが、その後人口減少等により減少に転ずる。運輸部門ではEV増による影響を受けるが、シナリオ①や③では水素・合成燃料の利用も進むため、全体としても2040年がピークとなっている。なお、本分析での前提条件では国内での水電解による水素製造が導入されないため、水素の利活用が進んでも国内の電力需要は増加しない結果となっている。



■図3 シナリオ別 エネルギー源別最終エネルギー消費の推移



■図4 シナリオ別 セクター別最終エネルギー消費の推移



■図5 シナリオ別 セクター別最終エネルギー消費（電力）の推移

C.電源構成

①ベース、②RE、③RE+H₂+バイオ+DACの3シナリオの2040年、2050年のOPGMシミュレーション結果は以下の通りである。

シナリオ	実績		実績		シナリオ①ベース		シナリオ②RE		シナリオ③RE+H2+バイオ+DCC	
	2019	2022	2040	2050	2040	2050	2040	2050	2040	2050
総発電量※1 (TWh)										
	1,025 69 380 69 326 64	1,011 93 341 83 311 56	1,145 234 373 62 236 57	1,116 249 155 45 165 82	1,167 316 60 64 217 111 234 56	1,280 634 151 45 112 144 66	1,077 287 56 50 203 84 234 56	1,080 405 122 63 154 161 60		
総発電容量※1 (GW)										
	331 61 83 49 38 49	342 76 79 33 54 49	439 243 11 18 82 34	476 255 24 47 7 24	514 316 26 17 68 34	871 679 24 47 24 23	465 284 24 47 24 34	582 405 29 34 24		
総蓄電池容量 (GWh)	-	-	33	71	375	1,290	296	501		
CO ₂ 排出量 (Mt-CO ₂)	439	427	163	51	142	0	121	2		
CCS (Mt-CO ₂)※2			(N/A)	86	(N/A)	35	(N/A)	37		
電力システムコスト (JPY T (USD B))	11.1 (101)	-	9.3 (85)	14.7 (134)	8.3 (76)	12.8 (116)	7.7 (70)	7.7 (70)		

※1 OPGMのシミュレーション結果にMRI-TIMESの出力結果（自家消費PV）を統合している。シナリオ毎の自家消費PVの発電量と容量はそれぞれ次の通り。
 シナリオ①：2040年55TWh (43GW)、2050年76TWh (60GW)、シナリオ②：75TWh (59GW)、140TWh (109GW)
 ※2 各シナリオの2050年時点のCCS (Mt-CO₂)には、MRI-TIMESのシミュレーションにより算出された、BECCSによって回収されたCO₂ (Mt-CO₂)がシナリオ①で40Mt-CO₂、シナリオ②で35Mt-CO₂、シナリオ③で37Mt-CO₂含まれている。ただし、OPGMのシミュレーションにおいては、MRI-TIMESで算出されたバイオマス発電の発電量・容量を固定した上で、当該BECCSによるCO₂ (Mt-CO₂)回収量を除いたCCS (Mt-CO₂)上限を設定してシミュレーションを実施。OPGMのシミュレーション上、CCSによるCO₂回収率は100%と想定

■図6 OPGMシミュレーション結果

まず、我が国全体の年間CO₂排出が2019年比で2040年に68 %減（約3.8億トン）、2050年にネットゼロとなるように、各セクターでのCO₂排出をMRI-TIMESでの最適化計算により求めた。その結果として得られた発電セクターからの年間CO₂排出量を境界条件として、我が国の9つの電力系統における毎時の需給同時同量を満たすように年間の電力システムコスト（CAPEXの当該年における償却分と年間OPEXの合計）が最小になるように電源ミックスを求めた結果が図6である。

2050年の総発電量に関しては、シナリオ①～③すべてにおいて、太陽光・風力発電が最も大きな割合を占めている。出力抑制を除く総発電量（シナリオ①1,100TWh、シナリオ②1,239TWh、シナリオ③1,051TWh）のうち、シナリオ①では約41%が、シナリオ②では67%が、シナリオ③で56%が太陽光・風力発電となっている。CO₂フリー水素・アンモニアを燃料とする水素火力発電を太陽光・風力発電に加えると、総発電量に占める割合はシナリオ②で79%、シナリオ③でも76%に達する（シナリオ①では56%）。残りの発電量を、原子力、水力、バイオマス発電により供給することになる。なお、バイオマス発電には全量ではないもののCCSを附設していわゆるBECCSを行い、これにより電力セクターからのCO₂総排出量をマイナスにしている。

以下、2050年の電源構成のシナリオによる違いを考察する。シナリオ①においては、再エネコストが高位なため、2050年で太陽光発電が255GW、洋上風力が47GW、陸上風力が24GWの導入にとどまる。一方で、燃料コストが高いがCO₂排出削減に必須の技術として水素火力も2050年時点で58GW導入される。また、他セクターと合わせてCCS処理量の上限（1.2億トン）に到達するまでCCS付きLNG発電が24GW導入される。BECCSによる処理量と合わせて86百万トンのCO₂がCCSされる結果となっている。再エネ発電および水素が高コストでありCCSへの依存度も高いことを受けて、電力システムコストはシナリオ①～③の中で最

も高くなる。

シナリオ②では、太陽光・風力発電および蓄電池のCAPEXが低下することに伴い、再エネ発電が多く導入され、太陽光発電は2050年で679GW、洋上風力が47GW、陸上風力が24GWに達する。一方、水素発電については、シナリオ①と同様に高コストのため、2040年ではまだ0GWと導入が進まないものの、2050年時点では発電セクターからのCO₂排出量制約が厳しくなるため、水素発電が60GW導入される。これらの結果、2050年時点で化石燃料による火力発電はゼロになる。再エネ関連のシステムコスト低下により、シナリオ②の電力システムコストは①よりも低下している。

シナリオ③では、シナリオ②に比べ、必要な電力量が減っている。これは、各セクターにおける脱炭素化策として、電化だけでなく、コストが低下したカーボンニュートラルな燃料が採用されるためである。そのうえで、発電セクターの脱炭素化も太陽光・風力発電のみに頼るだけでなく、燃料コストが低下する水素・アンモニア発電の活用が進む。2050年で太陽光発電は405GW、洋上風力は34GW、陸上風力が29GW導入される。一方、水素発電については、2050年に57GW導入される。シナリオ②と同様に、化石燃料ベースの火力発電はほぼ残らない。後述するように、水素・アンモニア発電は、低コスト化した再エネ発電をシナリオ②に比べて高い設備稼働率（より少ない出力抑制量）で活用することを可能にするため、シナリオ③の電力システムコストは②よりも大幅に低下している。

シナリオ③では、低コスト化した水素・アンモニア燃料を活用して発電量を俊敏に時間変動させられる火力発電がシナリオ②に比べて増えることで、太陽光・風力発電の発電量変動を補償しやすくなり、太陽光・風力発電の出力抑制量が大幅に減少している。2050年の特定日における特定地域の電力の需給バランスをみると、図7に示すように、シナリオ②においては、シナリオ③に比べて太陽光発電が顕著に多く導入され、晴天時の太陽光発電の出力抑制量も多くなっている。また、蓄電池の導入量はシナリオ②が③に比べて2.6倍多くなっており、カーボンニュートラル燃料が高価なため火力発電を活用しにくいシナリオ②においては蓄電池が毎時の電力需給バランス調整に重要な役割を果たしている。これに対し、シナリオ③では、水素・アンモニア火力発電が調整力として電力供給を担い、とくに冬季など太陽光の発電量が少ない時期の補完発電（季節間の調整力）として重要な役割を果たす。（関東地方12月1～3日のシナリオ③において水素・アンモニア発電が多用されていることを参照）なお、シナリオ②では、シナリオ③に比べてベースロードとして用いられる原子力の発電量が僅かに小さくなっているが、原子力発電の設備容量は両シナリオで等しい。これは、時間変動する太陽光・風力発電が大量に導入されるシナリオ②では、数日の時間スケールでは発電量を変動させにくいため原子力の発電量を抑制しない限り毎時の電力需給調整が難しくなるため、稼働率を減らしてコストを犠牲にしてでも原子力の発電量を長期的に変動させて（抑制して）いるためである。

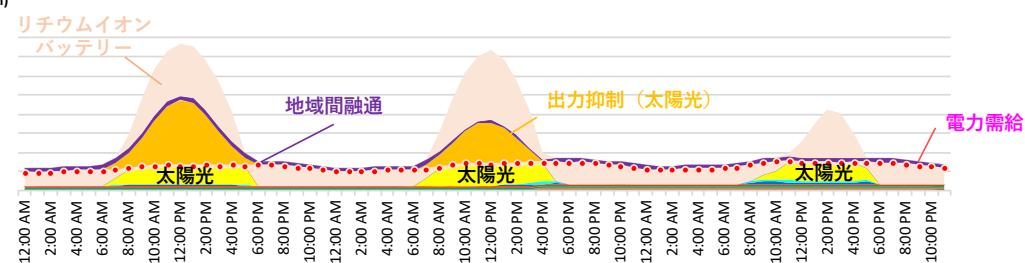
このように、電力需給調整の観点からは、シナリオ②の2050年のように太陽光・風力発電が総発電量の67%を占めても、大容量の蓄電池の活用により毎時の電力需給バランスをとることは可能と考えられる。しかしながら、回転機を用いた発電の割合が顕著に低下した交流電力系統における周波数維持の課題は検討課題となっており、グリッドフォーミングインバータや同期調相機などの技術が必要とされている¹⁷。

¹⁷再エネ比率が増えると慣性力が低下して周波数が急変しやすくなり、対策が不十分だと最悪の場合には連鎖的に発電機が脱落して大規模停電が起こり得る。

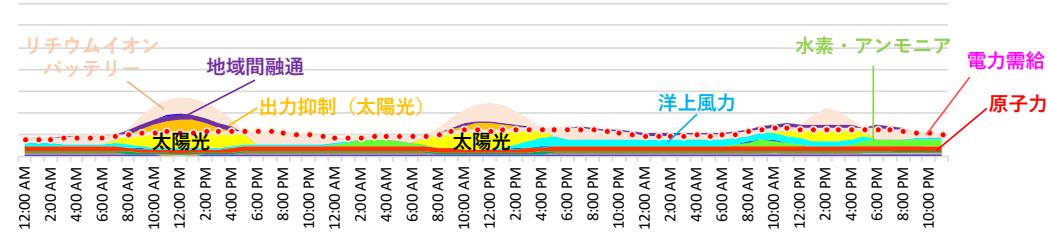
Power dispatch – 九州地方 (4月1-3日)

(Unit: GWh)

シナリオ②

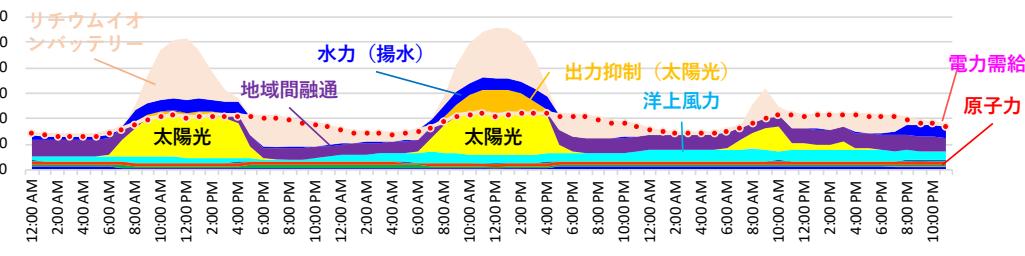


シナリオ③

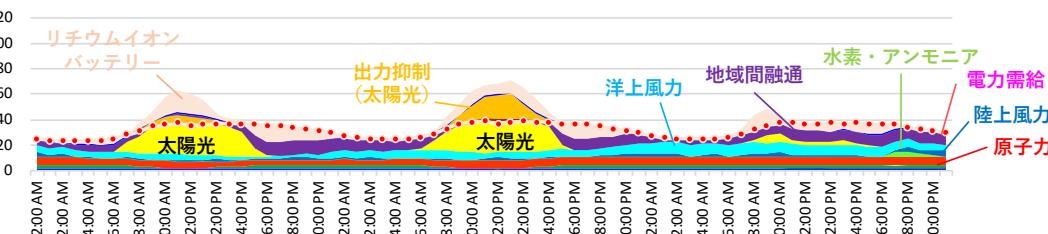
**Power dispatch – 関東地方 (4月1-3日)**

(Unit: GWh)

シナリオ②

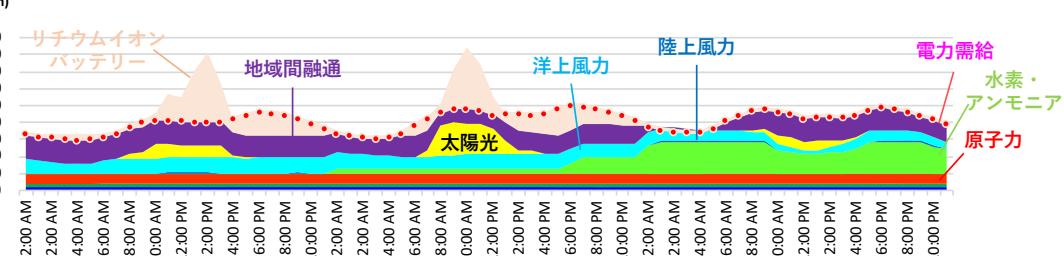


シナリオ③

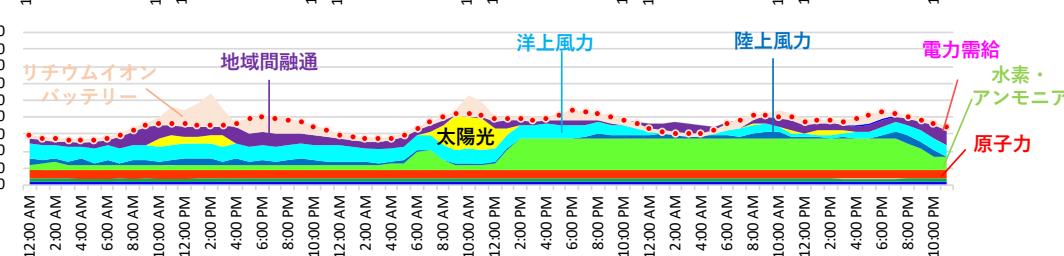
**Power dispatch – 関東地方 (12月1-3日)**

(Unit: GWh)

シナリオ②



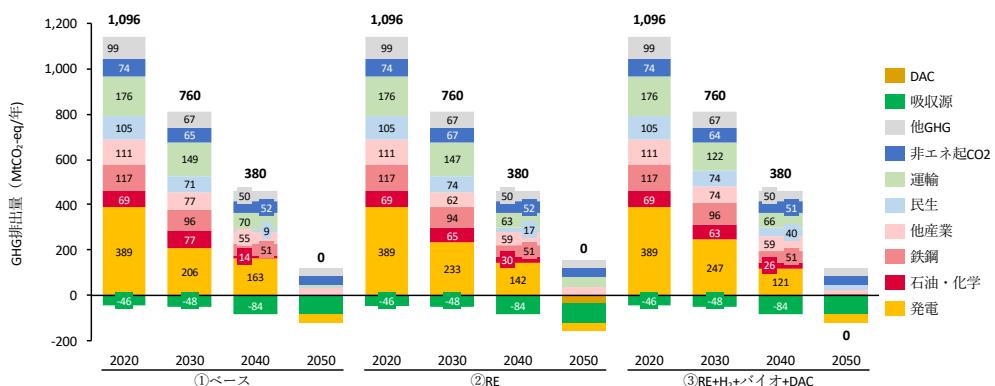
シナリオ③

**■図7 電力需給マネジメントの例**

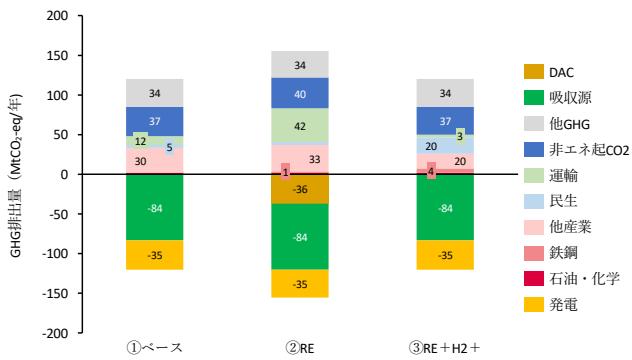
d.GHG排出量

全シナリオにおいて、設定した各年のCO₂排出制約を満たす解が得られており、いずれも2050年ネットゼロを達成している。CCSについては2050年のシナリオ③を除き、設定上限の1.2億トン／年まで活用されている。CCSの適用も含めて、鉄鋼、石油・化学セクターからのCO₂排出はいずれのシナリオにおいてもほぼゼロになっている。脱炭素電源の活用に加えて、バイオマス発電にCCSを適用するBECCS（CCSした分はCO₂の吸収になる）により、2050年に発電セクターのネガティブエミッションが実現されている。2050年において、シナリオ①ではLNG火力発電に附設されるCCSとBECCSを合わせて1.2億トンのCCS枠の約7割を使ってしまうため、発電以外のセクターでCCSがほとんど利用できず、高価であっても他の脱炭素技術を利用せざるを得ない状況となっている。一方で、シナリオ②と③では低成本化した再エネ発電や水素（シナリオ③の場合）の利用により、発電セクターにおけるCCSはBECCSのみとなり、発電以外のセクターでCCSが利用可能となる。再エネ発電コストが低下するものの水素やカーボンニュートラル燃料が高コストのままであるシナリオ②では、運輸などのセクターにおいて水素やカーボンニュートラル燃料を用いる代わりに、国内再エネ電力を用いたDACによるCO₂吸収が選択されている。シナリオ③では、運輸セクターにおいてカーボンニュートラル燃料の利用が進む一方で、鉄鋼や化学セクターなどの重工業には直接CCSを適用する選択がなされている。また、シナリオ③では他産業においてもカーボンニュートラル燃料の利用などによりCO₂排出削減が進むため、カーボンニュートラルを実現する中でも民生からのCO₂排出が多少許されている。

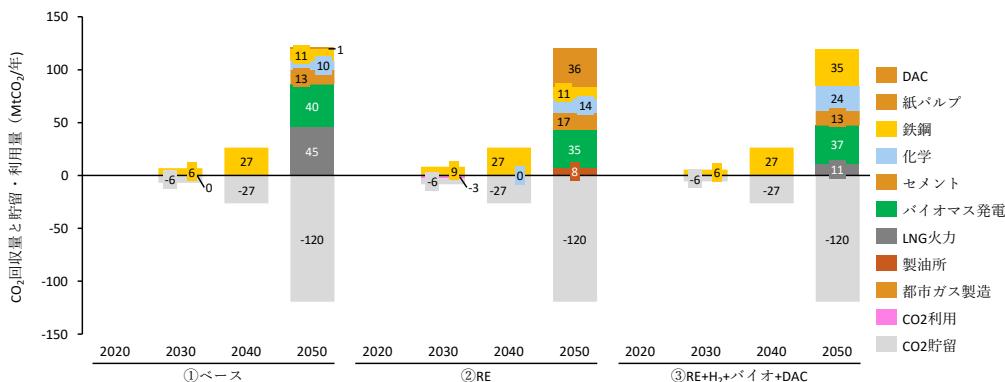
なお、本モデルでは廃プラスチック以外の廃棄物由来CO₂排出、CO₂以外のGHG排出（図中では他GHG）や吸收源については最適化計算の対象外としている。CO₂吸収源については、地球温暖化対策計画¹⁸における2030年、2040年度目標を参照の上、2040年以降は横ばい、その他については線形外挿している。



■図8 シナリオ別 部門別GHG排出量の推移



■図9 シナリオ別 部門別GHG排出量（2050年）



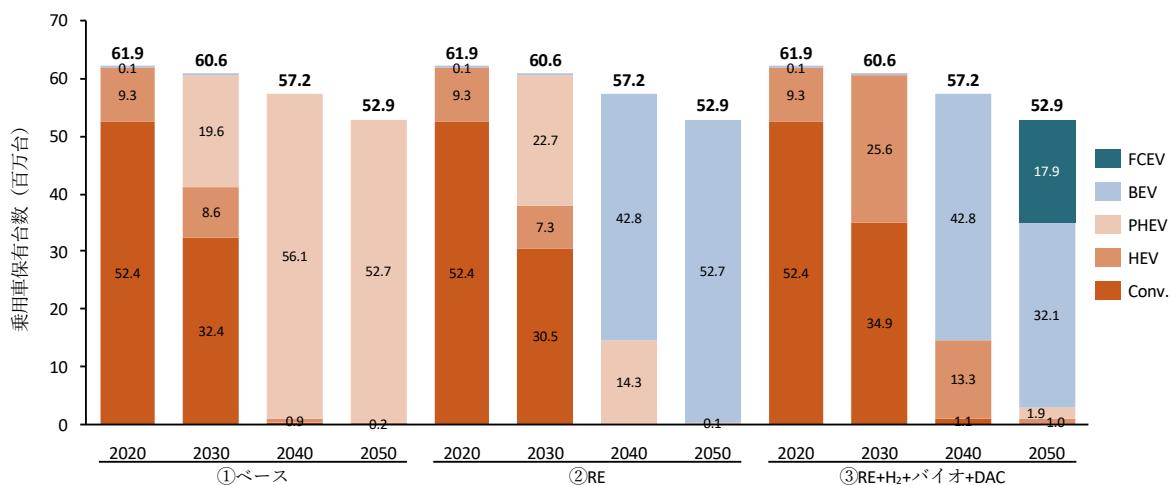
■図10 シナリオ別 CCS量の推移

e.運輸セクター

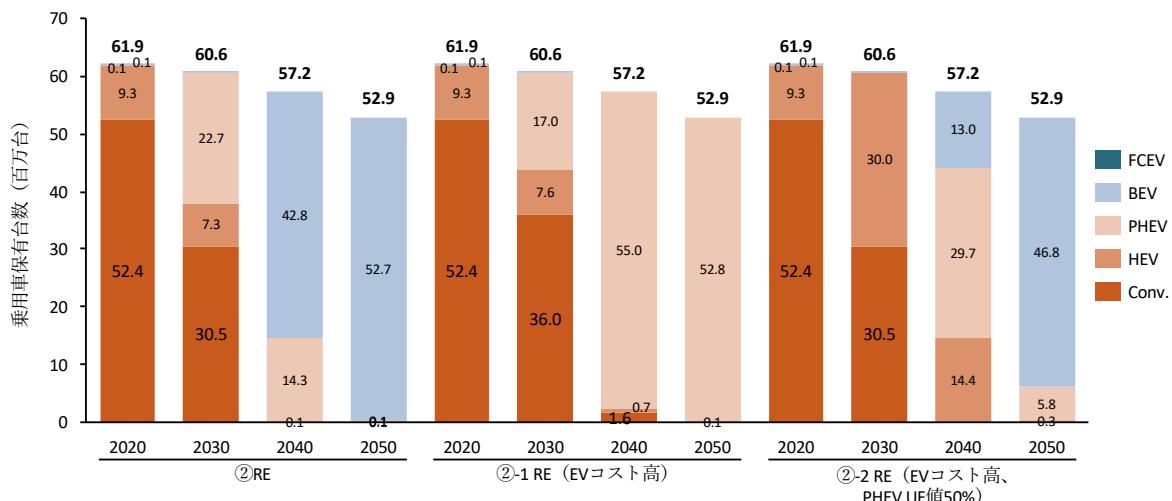
乗用車のパワートレイン別保有台数の推移を図11に示す。シナリオ①では、2050年にかけてほぼPHEVのみが導入されるように推移する。一方、シナリオ②では蓄電池の技術革新に伴う電動車コストの低減に加えて再エネ電力コストの低減により、2050年にかけてほぼBEVのみが導入されるように推移する。シナリオ③では合成燃料の輸入コストの低減に起因し、2030～2040年において、シナリオ②において選択されていたPHEVに代わり内燃機関での走行割合が多いHEVが選択されるが、2050年に向けてBEVへと推移する結果となる。加えてシナリオ③では、2050年では輸入水素コストの低下に起因してFCEVも一部導入される。内燃機関に用いる燃料については、シナリオ①および③では2050年にはカーボンニュートラルな燃料（合成燃料およびバイオ燃料）が主に用いられる（図15、図21を参照）。一方、シナリオ②では2050年においても内燃機関に化石燃料が使われ続ける結果となっている。これは、シナリオ②で導入される国内のDAC-CCSにより運輸部門からのCO₂排出がオフセットされるためであると考えられる。

さらに、感度分析として、シナリオ②を基に蓄電池の技術革新が進展せずEV車両コストが高止まりする②-1シナリオ、更にPHEVのUF（BEVとして走行する割合）を80%から50%に減じた（乗用車への蓄電池の搭載量を減じた）②-2シナリオを想定した（図12）。②-1シナリオでは、再エネコスト低減によるEVのメリットを高い車両価格が打ち消すために、2050年にかけてBEVの代わりにPHEVが導入される結果となった。他方、②-2ではPHEVのUFが低下する（PHEVがBEVとして機能しにくくなる）ことでBEVがPHEVに比べて相対的に脱炭素技術として競争力を持ち、2050年にはBEVが主体ながら一部PHEVが共存する結果となっ

た。このように、蓄電池が高価な場合は、稀な長距離走行分を燃料で賄うことにより蓄電池容量を低減し電池の設備利用率を上げられるPHEVが選択されやすくなるが、一方でPHEVへの電池搭載量を小さくしすぎてBEVとして走行できる割合が低下しすぎると、電化による脱炭素化のメリットを享受するために高価であってもBEVが選択される傾向が明らかになっている。このように、PHEVがそのメリットを発揮するためにはパワートレインの設計が最適化される必要がある。



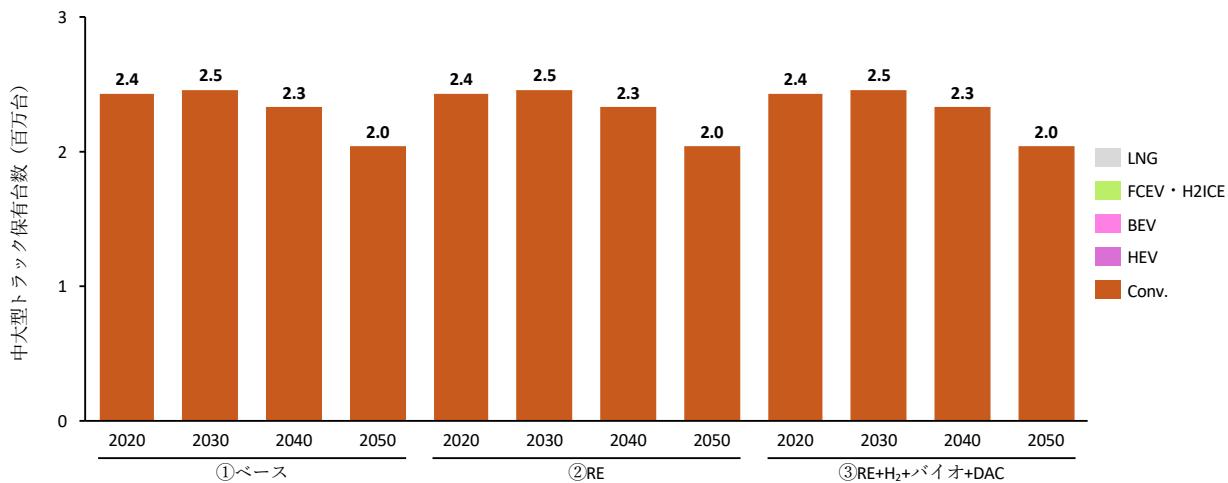
■図11 シナリオ別 乗用車保有台数の推移 (Conv.は内燃機関を利用した乗用車を表す)



■図12 乗用車保有台数 電動車の車両価格、PHEVのUFによる感度分析

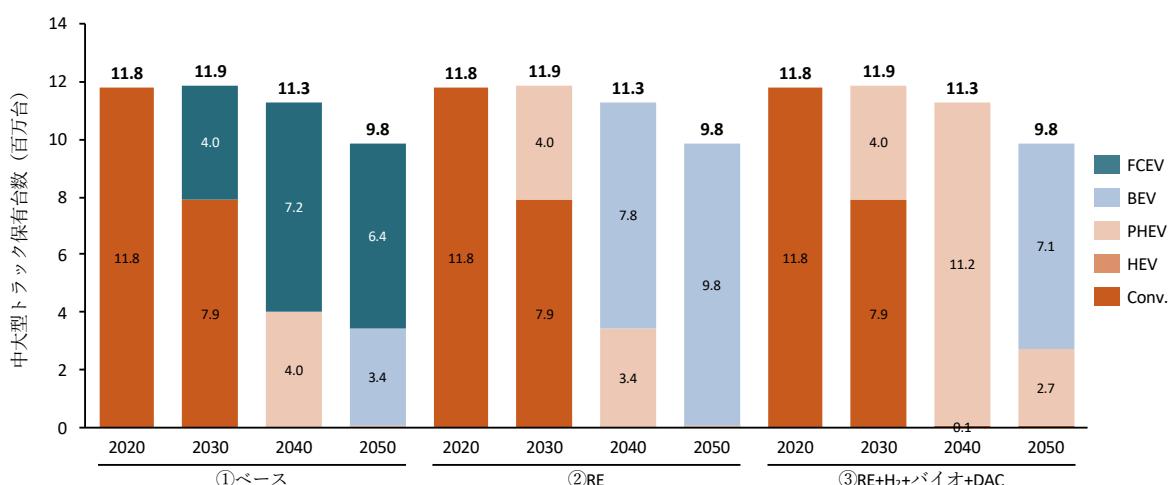
中大型トラック¹⁹のパワートレイン別保有台数の推移を図13に示す。シナリオによらず、従来型車両のみが導入される結果となった。中大型トラックの電動化に際し、大きな蓄電池の搭載が必要となることで積載可能量が減少しエネルギー当たりの輸送効率が減少するため、輸送効率が相対的に優れた内燃機関駆動の車両が選択されている。内燃機関に用いる燃料については、シナリオ①および③では2050年にはカーボンニュートラルな合成燃料であるe-ディーゼルが主に用いられる。一方、シナリオ②では2050年においても内燃機関に化石燃料である軽油が使われ続け、DAC-CCSによりカーボンニュートラルを実現する結果となっている（図22、図9参照）。

¹⁹道路運送車両法において普通車に分類される貨物自動車



■図13 シナリオ別 中大型トラック保有台数の推移

小型トラック²⁰のパワートレイン別保有台数の推移を図14に示す。中大型トラックの結果とは翻って、シナリオによって異なる組み合わせでBEVやPHEV、FCEVが導入される結果となった。これは中大型トラックの電動化と比較して小型トラックでは蓄電池や燃料電池による積載可能量減少の影響が小さく、輸送効率の減少が緩和されていることに起因する。シナリオ①では水素が高価格であるにも関わらずFCEVが導入されているが、これは再エネ電力の価格が高いために、乗用車よりも走行距離が求められる小型トラックにおいてはPHEVやBEVよりもFCEVの方が経済的となるためである。また、シナリオ②ではEV車両コストの低減と再エネコストの低減により、他のシナリオと比して2040年以降のBEV導入量が多い結果となった。シナリオ③では他のシナリオと比べて2040年以降にカーボンニュートラルな燃料を利用するPHEVの導入量が多い結果となったが、これはEV車両コストが安いことに加え、合成燃料のコストが低減されていることに起因する。

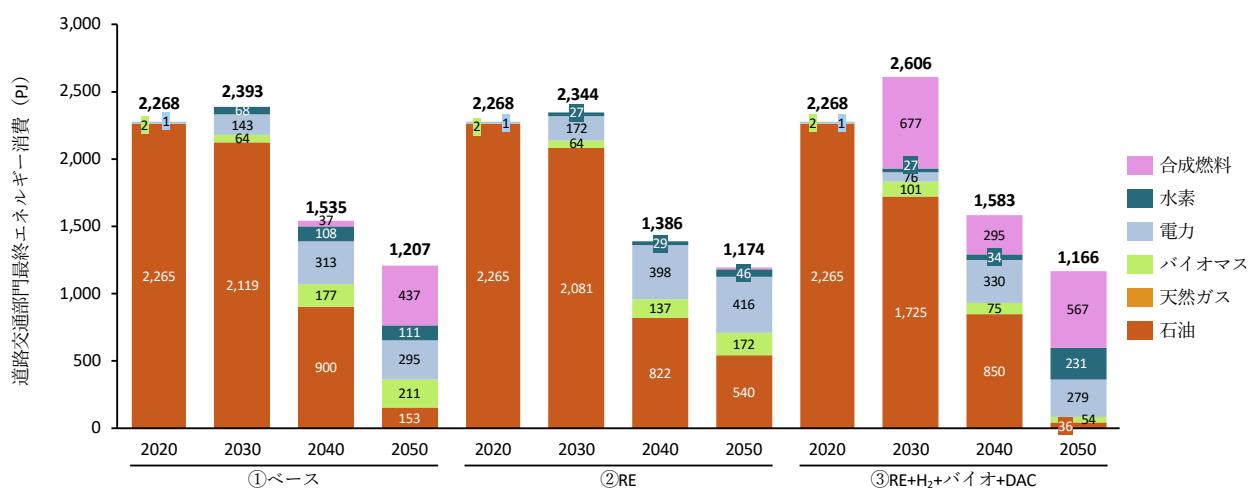


■図14 シナリオ別 小型トラック保有台数の推移

運輸セクターにおける最終エネルギー消費の推移を図15に示す。シナリオ①ではEV車両コストの低減が想定されていないため小型トラック以外にはBEVが導入されず、合成燃料やバイオマス燃料といった既存内燃機関で使用できるカーボンニュートラル燃料が多く

²⁰道路運送車両法において小型車・軽自動車に分類される貨物自動車

消費されている。シナリオ②ではEV車両価格の低下に伴い乗用車と小型トラックでのBEV導入が進むため、他シナリオと比較して電力の消費量が増加する結果となった。他方、中大型トラックでは他シナリオと比べて軽油の利用が残るため、石油の消費量も大きい。これによるCO₂排出は、国内でのDAC-CCSによってオフセットされカーボンニュートラルが実現される。シナリオ③では、合成燃料の輸入コストが安くなることから、他シナリオと比較して合成燃料が多く消費される結果となった。シナリオ③において2040年の合成燃料導入量が一時的に減少するが、これはEV車両価格の低減と再エネコストの低減によりPHEV・BEVの導入が加速するため、液体燃料の消費が減少する一方で電力消費が増加したことによる。さらに、シナリオ③の2050年では水素輸入コストの低減に伴い乗用車にFCEVが導入され、水素消費量が増加する結果となった。



■図15 シナリオ別 運輸セクター 最終エネルギー消費の推移

f.化学

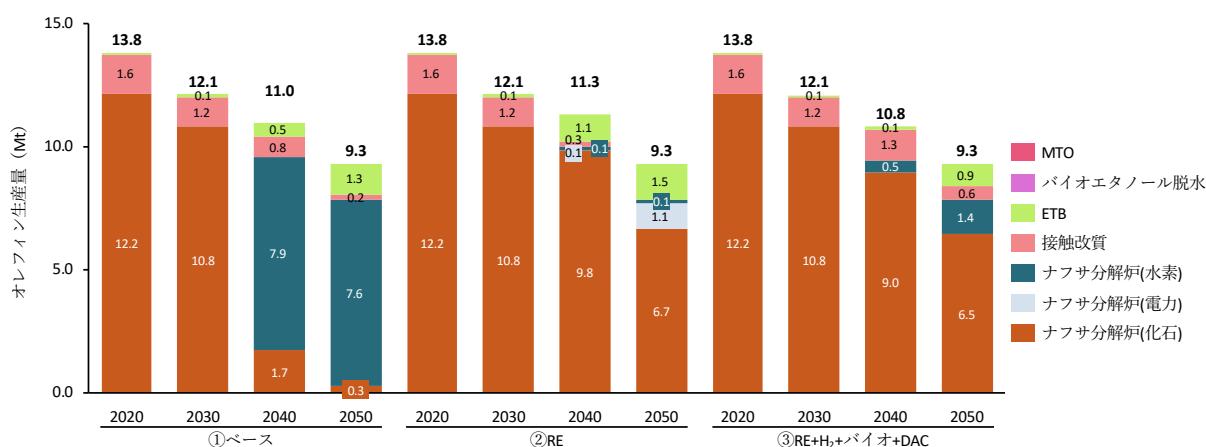
化学セクターは重工業として使用する大量のエネルギーからのCO₂排出を抑えるだけでなく、製品の大半が炭素を含むため、その廃棄時の排出まで鑑みた対策が必要となる。具体的には、炭素源として化石資源をリサイクル材や大気から回収したCO₂へと切り替え（DACと組み合わせたCCUやバイオマスの活用）、残存する化石資源の利用にはCCSを適用する等の施策が必要となる。グローバル・コモンズ・センターでは既に、日本の化学セクターのネットゼロ実現に関する詳細なレポート²¹を発行しているが、今回は新たに化学セクターを日本の他のセクターと連携させながら、ネットゼロを実現するシナリオを描いた。

プラスチック等の原料であるオレフィンの製造技術別生産量の推移を図16に示す。2040年以降において、シナリオ①では他シナリオと比較してナフサ分解炉（水素）の割合が大きい状態で推移する。これは、水素が高価格であるものの再エネや合成燃料の価格も高いため、他部門での削減が進まず化学部門でも削減が求められるためと考えられる。一方で、シナリオ②では再エネコストの低下に起因し2050年において電化されたナフサ分解炉が一部導入され、シナリオ③では水素価格の低下に起因し2040年以降に水素を燃料とするナフサ分解炉が一部導入される。

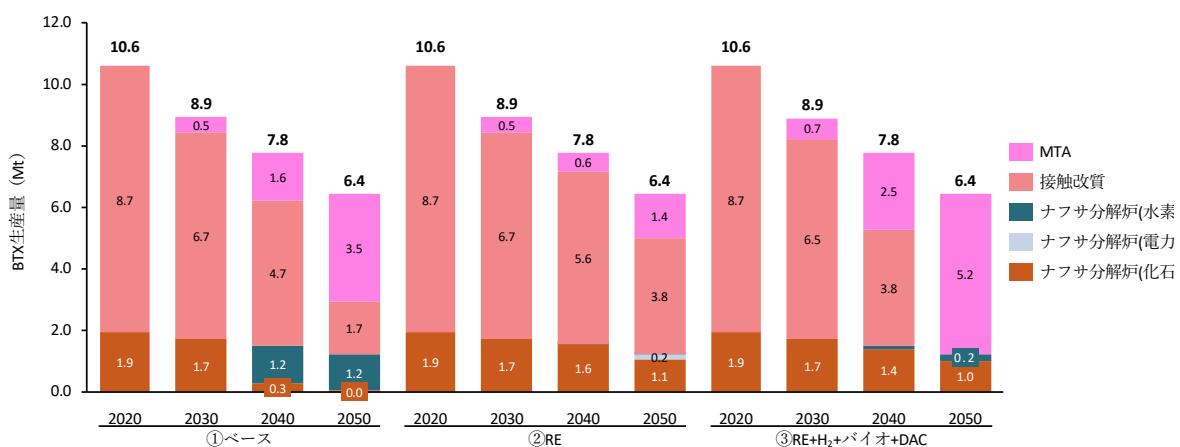
²¹持続可能な地球の未来を築く日本の化学産業,<https://cgc.ifc.u-tokyo.ac.jp/research/chemistry-industry>

芳香族（BTX）の製造技術別生産量の推移を図17に示す。いずれのシナリオにおいても芳香族の主要な生産技術は接触改質プロセスからMethanol-to-Aromatics（MTA）プロセスに経時に置き換わるが、e-methanol（グリーンメタノール）の輸入コスト低下が実現したシナリオ③においてMTAプロセスが特に多く導入される結果となった。EVの導入拡大等による石油製品の需要減によって各種石油精製プロセスの稼働が少なくなった結果（図20参照）、原油を輸入して国内の石油精製プロセスの中で芳香族を生産するよりも、e-methanolを輸入してMTAプロセスにより芳香族を生産する方がコスト優位になり、経時にMTAプロセスに置き換わる結果となっている。

一方で、オレフィンの主要な製造方法は全ての時間断面でナフサ分解炉となっている。本分析では、ナフサ分解炉に投入されるナフサが将来にわたって輸入可能と想定しているため²²、輸入ナフサを用いたナフサ分解のコスト優位性が将来においても残り、ナフサ分解炉がオレフィンの主要な製造方法となっている。



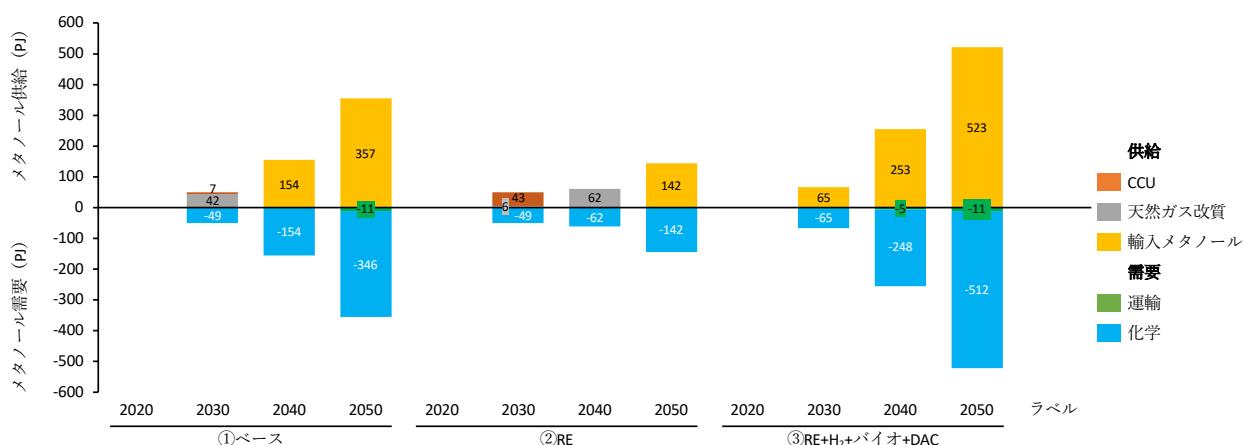
■図16 シナリオ別 オレフィンの製造技術別生産量の推移



■図17 シナリオ別 芳香族の製造技術別生産量の推移

メタノールの製造技術別生産量、輸入量や部門別需要量を図18に示す。需要面では、いずれのシナリオでも化学部門での原料利用が大半であり、2050年にかけてごく一部が船舶でも利用されるという結果となっている。供給面ではシナリオ間で差異はあるが、2040年以降は国内で製造されず、e-methanolとして全て海外からの輸入によって賄われる点は共通している。輸入価格が安価になるシナリオ③において特に輸入量が大きくなり、それに伴いMTAプロセスの導入量も拡大している。

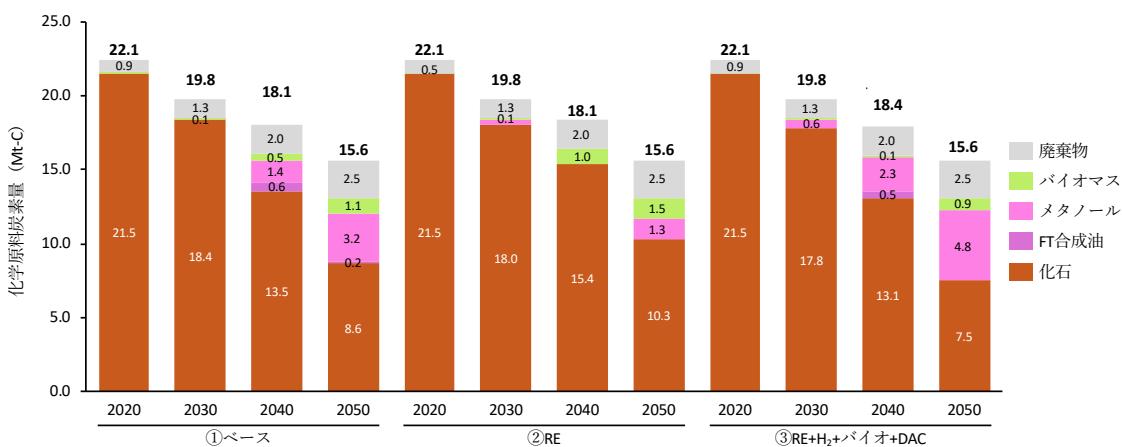
²²2022年度におけるナフサの輸入量は2,200万kLであり、国内総供給量3,635万kLの61%を占める。(石油化工業協会 年次統計資料 <https://www.ipca.or.jp/statistics/annual/nafusa.html>)



■図18 シナリオ別 メタノールの需給バランス

化学原料として使われる炭素の由来の推移を図19に示す。いずれのシナリオにおいても、人口減少等に伴う化学製品の需要減により、必要となる炭素量が2050年に向けて減少する。加えて、化石由来の炭素（ナフサ等）の一部がe-methanol、バイオマス、廃棄物（リサイクル材）等に徐々に置換されていく。しかし、日本がネットゼロとなる2050年のいずれのシナリオにおいても、化石由来の炭素が最大の割合を占めている。

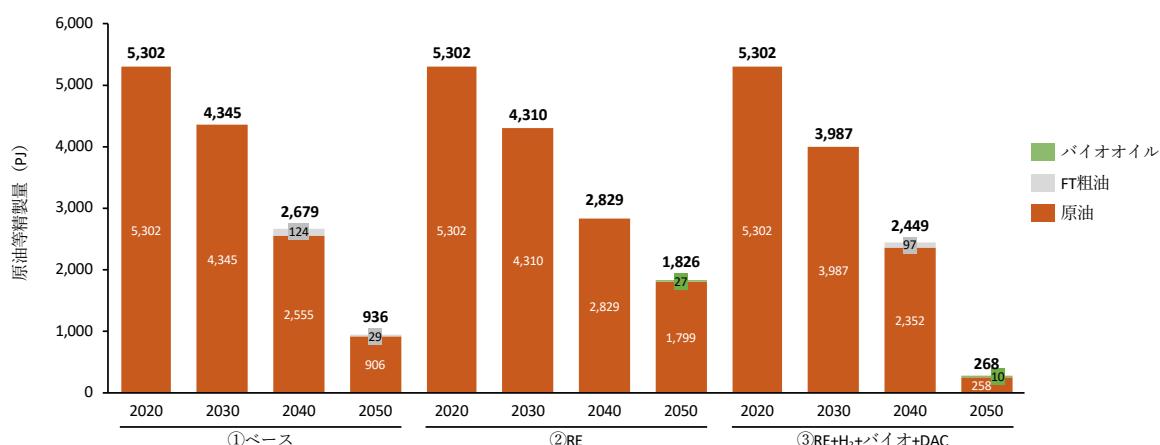
また、2050年の3つのシナリオの中ではシナリオ②において化石由来の炭素の使用量が最大となっている。これはシナリオ②の運輸セクターの軽油系燃料において、化石由来の燃料が多く残っていることと関連している（図22参照）。すなわち、合成燃料が高価なシナリオ②では、DAC-CCSを導入しつつ化石燃料（軽油）を継続利用することがコスト的に有利であり、軽油の連産品である化石由来のナフサを化学原料として用いることが、システム全体として低成本となる。一方で、シナリオ①と③においては、運輸セクターで内燃機関が使われる場合でも燃料にはe-ガソリンやe-ディーゼル等の合成燃料が主に使われ（シナリオ①においては、使わざるを得ず）、シナリオ②のようなセクターカップリングの力が働かない。特にシナリオ③ではe-methanolの価格が低減するため、e-methanolを活用するMTAプロセスの選択がコスト最適となり、MTAプロセスの導入に伴うメタノール由來の炭素量が増加する。



■図19 シナリオ別 炭素源の由来別の化学原料炭素量の推移

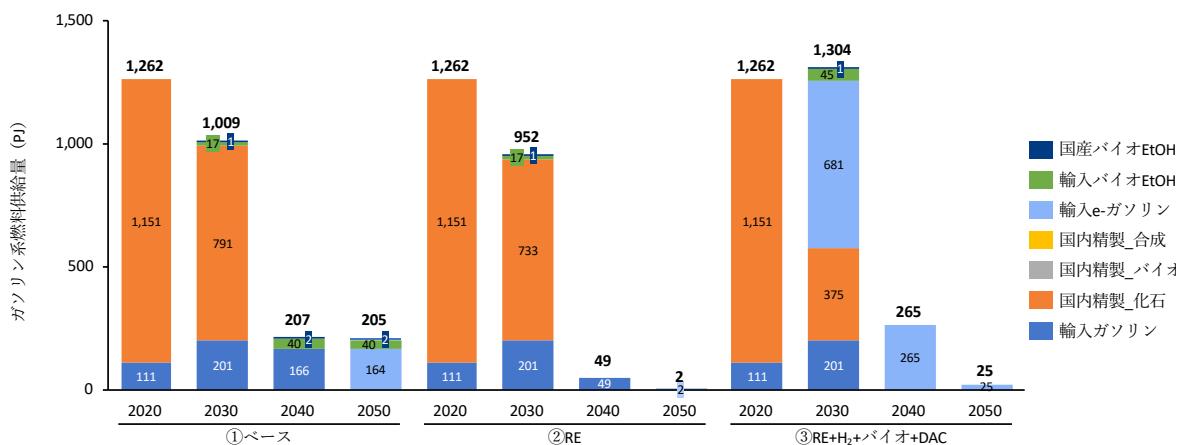
g.石油精製セクター

国内製油所における原油等精製量の推移を図20に示す。いずれのシナリオも将来的に精製量は大きく減少している。今回の前提条件においては、製油所の得率や燃料種別需要バランス等を踏まえると、合成燃料を最終製品の形態で輸入する方が経済的、かつCO₂排出削減上は効率的という結果となった。



■図20 シナリオ別 国内製油所における原油等精製量の推移

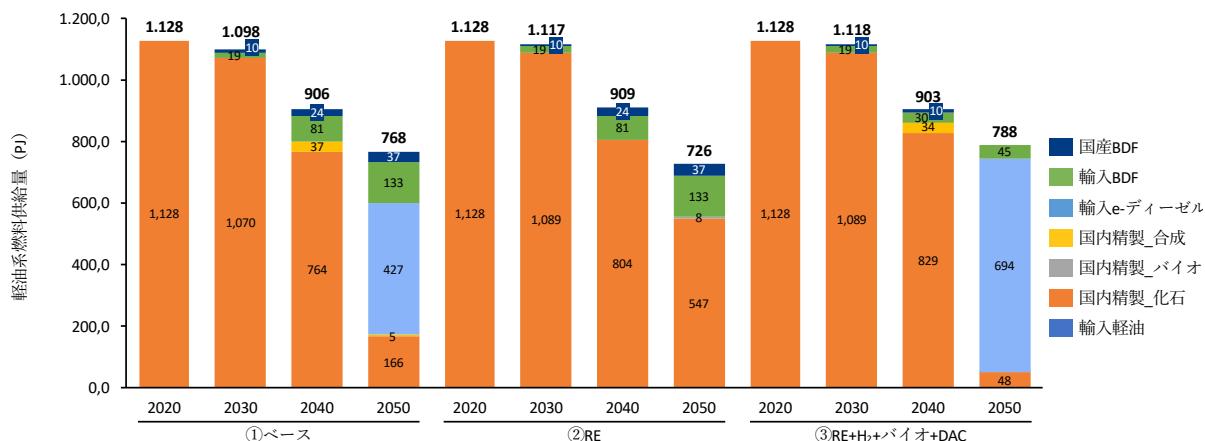
ガソリン系燃料（ガソリン、バイオエタノール、e-ガソリン）の供給状況を図21に示す。シナリオ③では安価なe-ガソリンを2030年から輸入可能と想定しているため、50%以上がe-ガソリンとなっているが、2050年には乗用車のほとんどがBEVとFCEVに置き換わるため供給量は急減する。シナリオ①、②では2030年までは国内精製または輸入による化石燃料ガソリンが中心となる。また、シナリオ①ではe-ガソリンの輸入価格が高いため、2040年以降バイオエタノールが20%混合されたE20の形態で乗用車に利用される。シナリオ③では輸入e-ガソリンの価格が安価なため、2030年ではE5程度の利用となるが、2040年以降は利用されない結果となった。



■図21 シナリオ別 ガソリン系燃料の供給量推移

軽油系燃料（軽油、バイオディーゼル、e-ディーゼル）の供給状況を図22に示す。ガソリン系燃料と異なり全てのシナリオにおいて2040年までは国内での原油精製由来軽油が相当量を占めるが、これは本モデルではガソリン成分であるナフサ留分、改質ガソリン基

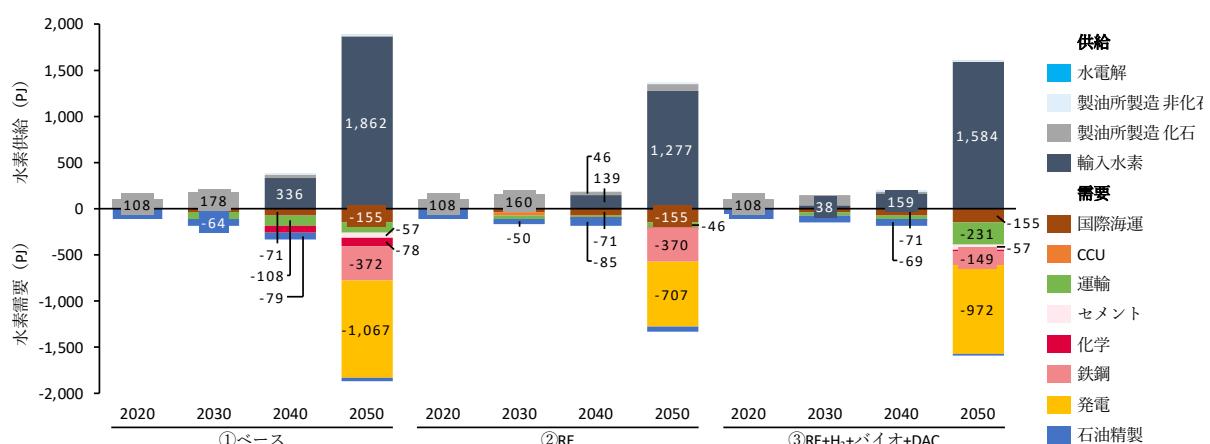
材を基礎化学品原料として利用可能としているため、それらがガソリンではなく基礎化学品製造に回されるためである。同時に得られる軽油留分が軽油製造に回され、トラック等で利用される。2050年では厳しいCO₂制約のため、シナリオ①、③においては国内での原油精製を行わず、e-ディーゼル等の最終製品を輸入するという結果となった。



■図22 シナリオ別 軽油系燃料の供給量推移

h.セクター横断

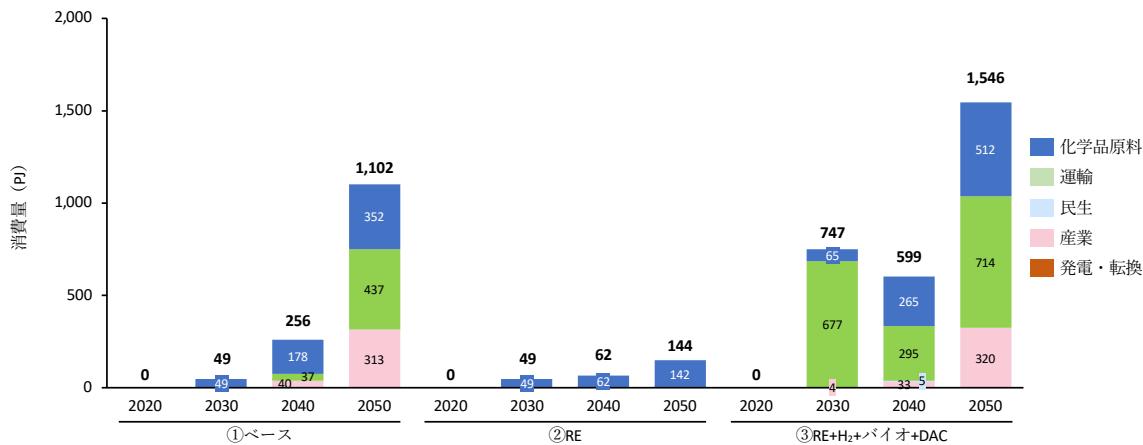
シナリオ別の水素の需給バランス推移を図23に示す。2050年の姿に注目すると、シナリオ①では水素の輸入価格が高いものの、再エネの利用可能量に制約があるため、水素を発電や鉄鋼、国際海運で利用している（国際海運は集計上輸出扱いであり、最終エネルギー消費には含まれない）。シナリオ②では①に比べてより安価な再エネの利用可能量が増えるため、水素・アンモニアの消費が減る。より安価な合成燃料が利用可能なシナリオ③では鉄鋼セクターにおける水素利用量が大きく減少している。これは、各セクターで合成燃料の利用によるCO₂削減が進むことで、鉄鋼セクターにおけるCCS利用が年間1.2億トンの処理量制約のもとで増えることに対応している（図10を参照）。また、燃料コストが低下する水素・アンモニア発電の活用が進む。さらに、FCEV乗用車の導入が進むことにより、運輸セクターにおける水素利用量も増加している。



■図23 シナリオ別 水素の需給バランス

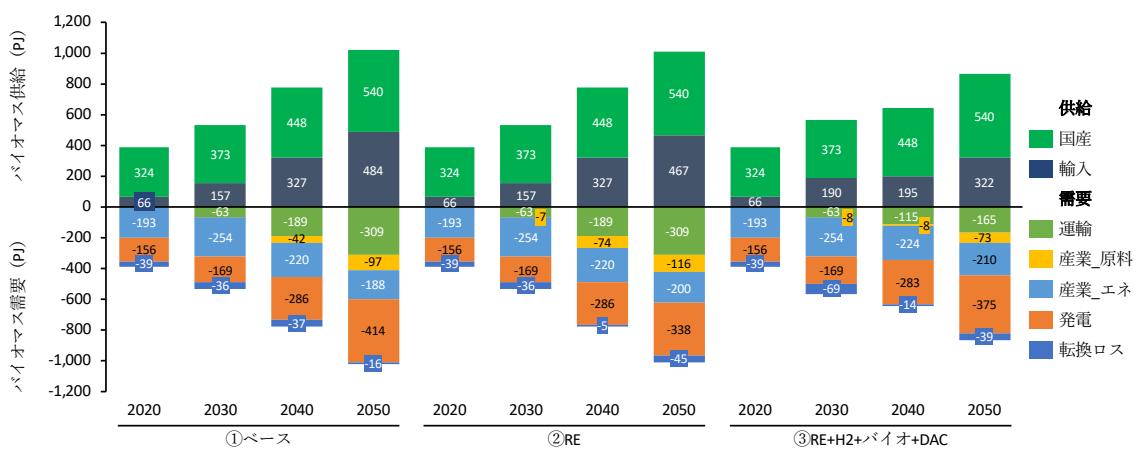
(水素1トン=142 GJ, ③の2050年水素需給は約1,115万トン)

シナリオ別のカーボンニュートラルな合成燃料・原料の利用先を図24に示す。各シナリオとも化学品原料としての利用が一定程度存在する。シナリオ①、③では運輸部門や産業部門における利用が進むが、シナリオ①では再エネ電力の利用可能量に限りがあるため、シナリオ③では相対的に合成燃料の方が安価となるためである。



■図24 シナリオ別 カーボンニュートラルな合成燃料・原料の利用先

シナリオ別のバイオマスの需給バランス推移を図25に示す。本分析ではバイオマス価格について国産、輸入とも比較的安価に設定しているため、国産については利用可能上限まで利用され、輸入バイオマスの利用量も2050年に向けて増加している。利用先の傾向はシナリオ間で大きく変わらず発電や産業用自家発電、ボイラでの燃料利用を中心であり、一部化学品原料にも用いられる。シナリオ③では運輸の需要がシナリオ①および②に比べて減っているが、これは、水素や合成燃料が安価に輸入可能になりバイオマスから水素・合成燃料へとエネルギー源がシフトした結果である。



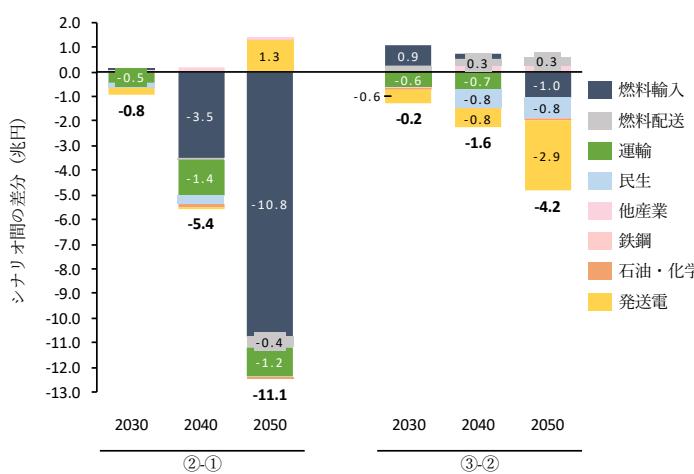
■図25 シナリオ別 バイオマスの需給バランス

設備投資額や運転維持費、燃料輸入費等のコストについて、シナリオ間での比較を行った結果を図26に示す。なお、TIMESモデルにおけるコストは一次エネルギー輸入費（海外）・生産費（国産）、燃料輸送費（送配電コスト、ガス・石油燃料配送コスト等）、各種設備の年経費化後建設費（建設費×年経過比率）、運転維持費を指す。

シナリオ①と②を比較すると、②では再エネの利用量が増えることで燃料の輸入費が大

幅に削減される。また、電動自動車のコスト低減を想定したため、運輸部門での投資額も軽減される。2050年に発送電部門のコストが増えている要因は、より電化が進み必要となる設備容量、発電量が増えるためである。

シナリオ②と③を比較すると、③では水素や合成燃料の輸入量が増えるため2030、2040年には燃料輸入費が増加するが、その分再エネによる発電量が減少することや、合成燃料利用により相対的に高価なEV導入が回避されるため、全体としてはコスト減となる。2050年には水素・合成燃料の輸入コストのさらなる低下により燃料輸入費が低減され、合成燃料の利用によりCO₂排出削減のために必要な電化の度合いが小さくなることにより、発送電部門の費用が更に削減される。ただし、シナリオ③における脱炭素コストの低減は、合成燃料のコスト想定に大きく影響を受けるものであり、技術進展が不十分で合成燃料のコスト低減が進まない場合には上記の効果は期待できないことに注意すべきである。



■図26 シナリオ間のコスト比較

5 | 考察、及び主要なメッセージ

以上の分析結果について、シナリオ別、及びセクター別の考察を行い、それらを通して導出されるメッセージを述べる。

a.シナリオ別の考察

①ベースシナリオ、②REシナリオ、③RE+H₂+バイオ+DACシナリオに関する考察は以下の通りである。

シナリオ①

脱炭素技術の進展が遅いシナリオ①であっても、太陽光・風力発電による再エネ電力供給量が劣後する分を、海外で製造される水素やカーボンニュートラルな合成燃料・化学原料を輸入して化石資源に代わる運輸の燃料や化学原料、製鉄の還元剤等の水素源として活用し、さらに国産・輸入両方のバイオマスを主に熱源として活用することで補い、ネットゼロを実現できる。ただし、ネットゼロの実現を水素や海外からのカーボンニュートラルな合成燃料に頼る結果として、それらの輸入に多額の費用が必要となる。

シナリオ②

太陽光・風力発電の低コスト化および導入可能サイトの拡大により再エネ導入が進展し、さらに蓄電池のコストが低下する。この結果、乗用車や小型貨物車を中心にBEVの導入が進むほか、各セクターにおける電化が進展し、電源構成における太陽光・風力発電の割合が向上することと相まって1次エネルギー供給における再エネの割合が向上する。2050年における1年あたりのエネルギーシステムコストを比較すると、シナリオ②では①に比べて再エネ電源の導入を進展させるための発送電コストが年間およそ1.3兆円増えるが、海外からの水素やカーボンニュートラルな合成燃料輸入への依存度が低下する結果、年間およそ11兆円のコスト低減が期待できる。トータルでは太陽光・風力発電の導入進展によるコスト低減効果は大きい。

シナリオ③

シナリオ②の条件に加えてカーボンニュートラルな水素や合成燃料・化学原料の輸入コストが低減する結果、運輸セクターにおいて電動化に加えて水素・合成燃料をバランスよく用いる脱炭素化が進展するとともに、化学におけるカーボンニュートラルな輸入原料や鉄鋼セクターにおけるCO₂フリー水素の利用が進展する。シナリオ②に比べて再エネ発電への依存度が低下する結果、発送電コストが年間およそ3兆円減り、シナリオ①、②、③のなかではシナリオ③が最も低いエネルギーシステムコストによってネットゼロを実現できるという示唆を得た。ただし、このシナリオが現実的な選択肢となるには、カーボンニュートラルな燃料・原料導入量の拡大、低コスト化を支える飛躍的な技術の進展、さらにパートナー国との国際協力体制の構築が必要である。

3つのシナリオの総括

今回のモデルによる検討では、各シナリオの実現に必要な炭素価格が暗示的な形で算定されている。シナリオ②では2050年の炭素価格は6.1万円/t-CO₂であるのに対して、シナリオ③では2.4万円/t-CO₂であった。シナリオ③では②に比べて水素やカーボンニュートラルな合成燃料・化学原料がより安価に輸入できると想定しており、ネットゼロ実現のための炭素価格（裏返せばネットゼロ製品・サービスを通じて社会が負担するコスト）は大幅に下がっている。このことは、低コストで電源の脱炭素化と電化拡大を推進することに加えて、低コストで海外から多量に調達可能な水素やカーボンニュートラルな合成燃料・化学原料が存在することの日本経済へのインパクトの大きさを示唆している。なお、今回の検討ではCCSの利用可能量やコストに関しては感度分析を行っていないが、CCSがすべてのシナリオにおいて設定した年間処理量のほぼ上限まで使われていることを鑑みると、CCSの処理可能量やコストがネットゼロ実現に必要な炭素価格に大きく影響すると考えられ、定量的な検討が今後必要である。

今回の分析における想定のなかで、各シナリオにおける技術選択・導入量やエネルギーシステムコスト（および各シナリオの実現に必要な炭素価格）への影響が大きく、かつ現時点での不確実性が大きいのは、カーボンニュートラルな合成燃料・化学原料、そしてCO₂フリー水素の輸入コストである。シナリオ①においては、水素やカーボンニュートラルな合成燃料・化学原料の輸入がCCSの上限量1.2億トン/年の制約のもとでは不可欠であ

り、そのコストはエネルギー・システムコストに大きく影響する。一方、シナリオ②と③の比較において、脱炭素電源による電化と水素・合成燃料・化学原料の利用のバランスは後者のコストに大きく依存する。今回は、カーボンニュートラルな合成燃料・化学原料の低位コストについて楽観的ともいえる低成本と上限のない導入量という想定を用いている。したがって、シナリオ③が示す複数の脱炭素技術をバランス良く組み合わせることによるネットゼロ実現コストの最小化が実現するかどうかは、カーボンニュートラルな燃料・原料や水素の製造コストが技術進展によりどこまで低下するかにかかっている。加えて、これらの輸出国とのオフテーク契約締結を含めた貿易パートナーとしての関係強化、さらに国境を超えたCO₂排出勘定に関するルール形成の進展にもかかっているといえる。

このような不確実性のなかで日本のネットゼロ実現を確実にするためには、脱炭素電源による電化、カーボンニュートラルな燃料・原料およびCO₂フリー水素の輸入、CCSという3つの脱炭素ソリューションを各シナリオが示す必要量を上回るかたちで導入可能にする技術開発と社会実装政策を妥協なく進めることが重要である。さらに、今回実施したようなセクター間のカップリングを定量化できるエネルギー・システムモデルを活用したシナリオ分析を、脱炭素技術の進展を踏まえたアップデートを行いつつ継続的に進めることにより、ネットゼロ実現への効果的な制度整備や投資を誘導することが重要である。

b. 主なセクターや脱炭素化技術・エネルギー毎の考察

本分析上、主要なセクター（発電、運輸、化学、石油精製）や脱炭素化技術・エネルギー（水素・合成燃料・バイオマス）に焦点を当てて考察を行う。

発電セクター

発電セクターの脱炭素化には、再エネの急速な大量導入と、水素・アンモニア火力発電が非常に重要な役割を果たす。

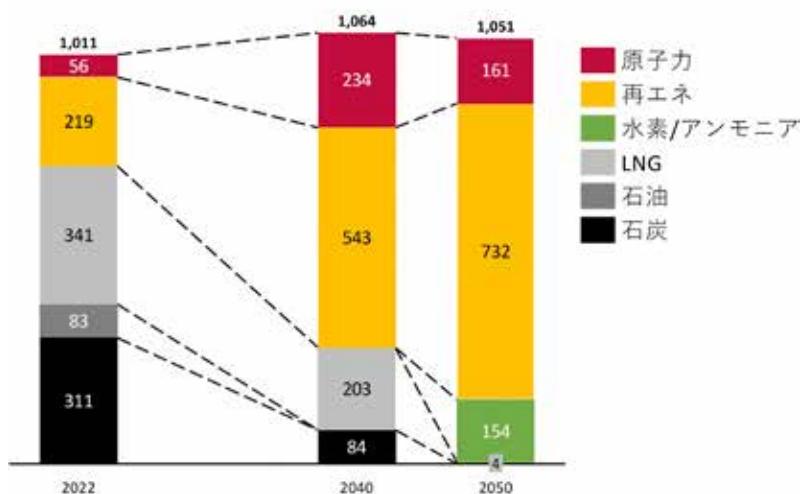
特に太陽光発電については賦存量の多くを占める農地の転用など、大胆な土地利用の転換が必要となる。このような大量の太陽電池導入が、環境破壊を招いたり、災害への脆弱性を誘発したりしないよう留意しながら進める必要があり、営農型太陽光発電の推進は重要な力ギとなる。また、電力系統から外れた太陽光自家発電においても、シナリオ②と③のいずれのシナリオでも2040年75TWh、2050年140TWh（それぞれ、おおむね60GWと110GWの太陽光発電設備容量が必要）と高い導入量がMRI-TIMESのシミュレーションにより示されており、住宅や工場、オフィス等での大量の太陽光発電導入も必要となる。

また、洋上風力に関しても、環境省試算による賦存量を大きく下回るもの、極めて高い導入量が必要となる。洋上風力はコストの想定によって導入量が大きく変化しており、そのコスト低減を促進する手段が重要となる。現状では洋上風力（特に遠洋）の導入に関してはコストのみならず多くの障害が存在する。洋上風力大規模導入を促すためには、浮体式洋上風力などの革新的な技術の低成本化が必要であるとともに、政府のリーダーシップによる事業の予見可能性確保が不可欠である。

また、各シナリオが示すCO₂排出ゼロの電源構成へと移行するトランジションにおいて、石炭火力の早期フェーズアウトは必須であり、政策的後押しが必要となる。図27は、シナリオ③において2022年から、2040年、2050年への電源構成（発電量）の推移を示したも

のである。黒色で示した石炭火力は2040年にかけて急激に減少する必要がある。一方、その期間LNGは一定量を維持するものの、2040年以降には、シナリオ②では太陽光・風力発電へ、シナリオ③では水素・アンモニアの専焼発電への転換が進められることとなる。再エネに電源供給の多くを依存する電源システムにおいて調整力を有する火力発電は電力系統の安定化に必須であり、ネットゼロを達成するためには火力発電用のCO₂フリー燃料（水素・アンモニア）が重要な役割を果たす。水素の大量供給と大型の水素専焼発電機が実用化される前は、化石燃料への水素・アンモニア混焼比率を拡大しつつ水素サプライチェーンの構築に取り組むことが重要となる。

シナリオ③RE+H2+バイオ+DAC

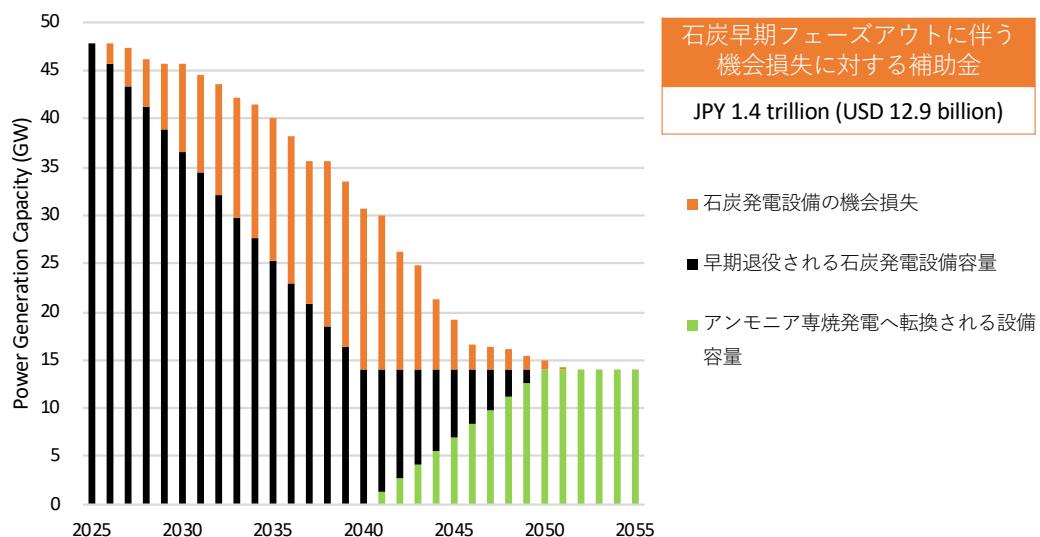


■図27 電源構成の推移（シナリオ③）

石炭火力の早期フェーズアウトにあたってはまだ耐用年数が到来していない設備の早期除却が必要となることから、財政的な支援も重要と考えられる。

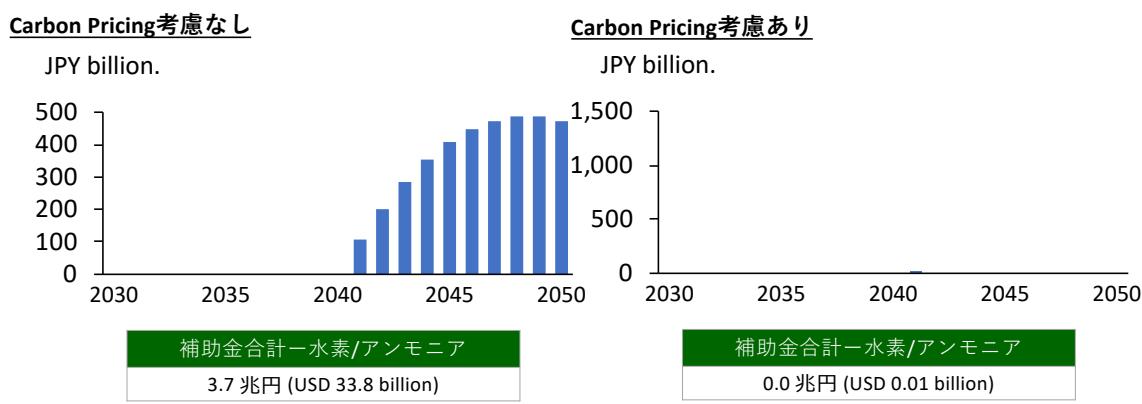
図28は、2025年以降、石炭火力発電の新規建設や改修を実施しない想定の下、2050年に水素・アンモニア専焼に転換が想定される一定の石炭火力設備容量以外を早期に償却させる場合のケーススタディである。シナリオ③において、2025年3月時点で現存する設備容量²³が、2040年に向けて図6に示したOPGMの結果として求められた容量まで線形的に低減されると仮定する。その後2050年に向けて、2040年に残存する石炭火力発電設備は全て水素・アンモニア専焼設備へと転換されることを想定する。石炭火力発電設備の本来の耐用年数40年まで稼働した場合と、上記想定に沿って石炭火力発電設備を早期退役させた場合の発電機会損失（図28のオレンジ色の部分）に相当する発電設備CAPEX（244千円/kW）の損失分を試算すると、シナリオ③では1.4兆円となった。これらの金額を政策的に補助することで、石炭火力からの早期フェーズアウトを促進できる可能性がある。なお、2040年から2050年にかけて14GWの石炭火力発電設備の転換を一気に進めるためには、より早期での水素・アンモニア混焼・専焼技術の確立や、発電用に大量に必要となるCO₂フリー水素・アンモニアのサプライチェーン構築が不可欠となるため、これらの取り組みを2040年以前から前倒しして強力に実施する必要性があることを強調したい。

²³Japan Beyond Coal (<https://beyond-coal.jp/en/map-and-data/>)



■図28 石炭火力の早期フェーズアウトに伴う機会損失額の試算（シナリオ③）

また、水素・アンモニア専焼技術を加速させるため、これらの燃料と競合するLNGや石炭との価格ギャップを埋める政策的支援も重要となる。水素・アンモニアがコスト低下により火力発電用燃料として多用されるシナリオ③において、2040年から2050年にかけて石炭火力発電の14GWがアンモニア専焼火力により置換されると同時に、2050年の水素・アンモニア発電容量48GWとの差分である34GWがLNG火力からの転換により水素専焼火力として導入され、10年間の発電容量は線形的に変化すると仮定する。その燃料である水素・アンモニアの価格は、2030年の30円/Nm³から2050年の20円/Nm³（インフラコストはそれぞれ燃料費の50%相当として2030年15円、2050年10円）まで線形的に低下すると仮定する一方、LNG価格は\$430/t、石炭価格は\$74/tで一定と想定した場合に、石炭・LNG火力発電からアンモニア・水素専焼発電へのトランジションにおける燃料の価格差を埋めるために必要な金額を試算した結果を図29に示す。カーボンプライシングが存在しない場合は累積で3.7兆円が必要となる一方、カーボンプライシングが存在する場合は水素とLNG、アンモニアと石炭の値差がほとんど解消され、燃料値差補填額はほぼゼロとなることが示唆されている。



■図29 水素の値差補填（シナリオ③）

さらに、各シナリオの電源構成を実現するためには、再エネ主体の電力システムを支えるために、調整力を担う蓄電池や送電線の増強が重要であることも併せて強調したい。

運輸セクター

運輸セクターの脱炭素化に向け、乗用車や小型トラックについては次世代車（BEV、PHEV、FCEV等）の導入が必要となる。ただし、本モデルによるパワートレインの選択結果は車両価格や再エネ電力、カーボンニュートラルな合成燃料のコスト、PHEVの運用形態に対して非常に敏感になっている。これは、用いたモデルがコスト最適化を目指す中で「勝者総取り」的な振る舞いをすることと、ソリューション間のコスト差が小さい（競争が激しい）ことがその理由と考えられる。

次世代車のいずれにおいてもパワートレインの電動化が求められており、運輸セクターにおけるカーボンニュートラルの達成に向けてはEV充電インフラの増強が必要である。加えて、水素や再エネが安価になった場合には、合成燃料の海外からの安定的な調達が課題となる。

中大型トラックについては、シナリオ①および③においては内燃機関で駆動する従来型車両とカーボンニュートラルな燃料を中心とした組み合わせが導入された。一方、シナリオ②においては従来型車両と化石燃料の組み合わせにより車両・燃料コストを最小化しつつ、排出されるCO₂は比較的安価な国内再エネ電力を用いたDAC-CCSによりオフセットする選択がなされた。中大型トラックに従来型車両が選択されるのは、今回想定した前提条件では次世代車における燃料タンクの大型化や蓄電池搭載による積載可能量減少の影響が大きく、貨物輸送量あたりのコストが増加してしまうためである。中大型トラックに電動化や水素化の技術を導入するためには、蓄電池の小型化・軽量化等による積載可能量の減少抑制、または積載可能量の減少の影響を補うだけの車両価格低下、燃費向上等が求められる。

なお、本モデルでは税金等を考慮していないため、モデル上の燃料価格と実際の消費者が負担する価格は必ずしも一致しない。現状の自動車燃料においては揮発油税や軽油引取税が燃料価格に占める割合が大きいが、水素やカーボンニュートラルな合成燃料が主たる燃料となる2050年に向けて運輸用燃料に関する税体系をどのように設計するかが、技術選択にも大きく影響すると考えられる。

今後はさらなる感度分析が必要ではあるが、コスト差が小さいソリューション間での技術選択の将来像をコスト最小化モデルで科学的に示すことには限界がある。国際競争環境の下での技術進展や低コスト化を予測するのは難しく、さらに社会インフラの整備状況や消費者の志向も技術選択に影響する。このようにネットゼロを実現する移動体セクターの姿は不確実であるが、いずれのシナリオも乗用車・小型トラックでは充電インフラを必要とするBEV・PHEVが中心となる可能性が高いことを示している。製品レベルでの厳しい国際競争環境の下でネットゼロを実現するには、政策としての充電インフラ拡大と消費者の購入支援により、電動車のサプライチェーンを拡大して規模の経済を達成することの後押しが、カーボンニュートラルな燃料確保と併せて重要となる。また、中大型トラック向けの脱炭素ソリューションとしてのFCEVの可能性と、インフラとしての水素ステーションの適切な設置形態を今後の感度分析により見定める必要がある。

化学セクター

脱炭素化の流れを受けて、化学セクターの既存設備は大きな影響を受ける可能性がある。本分析では、従来型ナフサ分解については2050年断面でも残存する結果となったが、原油精製の留分であるナフサを海外から任意の量で輸入できる想定をとっているため、ある意味でナフサの調達リスクを海外に負担させている構造とも言える。

化学セクターは車両の電動化を代表とした他セクターにおける化石燃料の需要に大きく影響を受けることも特徴である。今後、世界全体での車両の電動化に伴いガソリンや軽油の需要が減少し、その反動として原油産出国からナフサの供給が増加する可能性はあると考えられるが、世界全体の原油供給状況と各留分の各国の需要を踏まえてナフサの供給量・価格が決定されるため、世界の潮流に合わせた調達戦略の策定が重要になる。具体的には、国内製油所での原油精製量の低下は全てのシナリオで共通しているため（図20）、連産される化学原料の調達に大きな影響が出る可能性が高い（国内で精製されるナフサから、輸入ナフサへの移行等）。加えて、シナリオ全体に関わる前提（再エネコスト、合成燃料コスト等）のみならず、運輸セクターの前提（車両コスト、PHEVのUF）によっても最適な燃料の需要が変わる可能性があり、これに合わせて最適な化学原料の構成も一部、影響を受ける（図19）。しかしながら、図19は、①～③という前提が大きく異なるシナリオ間においても、化学原料の構成が概ね同等であることも示している。これは、シナリオに関わらず、化学セクターがなすべきトランジションの方向性が共通していることを示唆している。すなわち、ナフサ分解炉の低CO₂排出化、バイオマス・リサイクル材の原料利用、グリーンメタノールからの芳香族製造等は化学セクターが必ず取り組むべき方向性であるといえる。これは言い換えれば、化学セクターは他セクターの動向を待つためにトランジションを遅らせる必要がないことを示唆している。

また、大気から回収されたCO₂とグリーン水素から作られるグリーンメタノール等が原料として従来の化石由来原料に加わることで、ネットゼロ実現のオプションが増え、トランジションの確実性が増す可能性が示された。加えて、現在輸入している原油に代えてグリーンメタノール等を輸入することにより、国内のコンビナートやこれを運転するスキルを国内に維持したまま、ネットゼロを実現し、同時に原料輸入元を世界各地に広げることができる。ただし、このシナリオの実現可能性はグリーンメタノール等の低コスト化や調達可能量に依存する。

石油精製セクター

石油精製については、脱炭素化に向けた電化進展や海外からの合成燃料輸入等により、国内での精製量がいずれのシナリオにおいても大幅に減少している（図20）。特にシナリオ③では早期のe-ガソリン輸入が進むという結果となっており、合成燃料価格の影響が大きいことが見て取れる。ただし、国内での燃料製造を行わないことは国内化学品製造への影響や、国内産業の維持・発展、エネルギー・セキュリティ上の課題となりうる点については留意が必要である。なお、バイオエタノール、バイオディーゼルは合成燃料価格が高いシナリオ①と②の方が導入量は多くなっており、脱炭素燃料としてバッファーの役割を果たしていると言える。

水素・合成燃料・バイオマス

水素、合成燃料（メタノールを含む）の輸入価格が安価なシナリオ③では、水素が約1,586PJ（1,118万t）、合成燃料が約1,550PJ（水素換算で約630万t）輸入され、水素については約9割が燃料、残りが製鉄用の還元剤として利用されている。なお、本分析では燃料の輸入上限を課していないが、実際は他国との取り合いや国内の輸入インフラ制約等により、必要となる量を全量確保することが困難となることも想定される。安定的な調達戦略の構築とともに、仮に輸入が制限された場合にはどの分野で水素、合成燃料を利用するこ^トとが最も効率的なCO₂削減に寄与するか見極めることが重要となる。

今回の分析では想定していないが、CO₂フリー水素を輸出可能で、かつ鉄鉱石を算出する海外のサイトにおいて水素還元鉄を製造し、得られたカーボンニュートラルな還元鉄を日本に輸入して後段の製鋼プロセスを行うシナリオもありうる。このように、鉄鋼業における新技術やグローバルサプライチェーンの在り方を取り込んだモデリングを今後検討する必要がある。

国産バイオマスの導入ポテンシャルについては、廃材等を中心とする現状の利用量から大幅な増加を想定していないが、特に水素や合成燃料の輸入価格が高止まりする場合や調達量に制約が生じる場合には、森林等の現状未利用な資源を活用して国産バイオマスの供給量を大幅に増大させる必要性も想定され、発電コストや発電効率、土地利用問題に留意した検討が必要となる。

これらについては、水素、合成燃料、バイオマス等の供給に関するパラメータの感度解析を今後行うことで、より深掘りした分析が可能となる。

c. 考察から導かれる主要なメッセージ

今回の分析で検討した3つのシナリオ全てにおいて、2050年における日本のネットゼロ達成が、CCSの抑制的な利用（年間処理量1.2億トン）のもとで可能である。ネットゼロの実現は、以下の順で、世界的に共通な手段を日本の産業構成や地理的条件に合わせて組み合わせることで可能となる。

1. まず、エネルギー需要の電化と電源の脱炭素化（太陽光・風力発電が脱炭素化の主力となるが、CO₂フリーな水素・アンモニアによる火力発電や原子力発電を含む電源ミックスにより実現される）
2. 次いで電化が困難なセクターにおけるCO₂フリーな水素やカーボンニュートラルな合成燃料・化学原料の活用（そのいずれも海外からの輸入に頼ることになる）
3. 最後にCCSを伴う化石資源の利用

日本の地理的条件に起因する再エネ資源の不足を補うためには、海外からのCO₂フリー水素やカーボンニュートラルな合成燃料・化学原料を輸入する方策が有効であるが、その活用可能性はそれぞれの製造・輸送・貯蔵技術に関する技術進展に大きく依存する。

さらに、脱炭素策の海外依存は継続的な資源輸入コスト増という経済負担にもつながる。したがって、国内で完結し初期投資の後は低コストでの運用が可能な再エネ導入による電

源の脱炭素化をエネルギー需要の電化と組み合わせて強力に推進することが第一の施策であり、それを補完し技術進展によりネットゼロ実現のための総コストを低減できる可能性を秘めたオプションとして海外からの水素を含むカーボンニュートラルな燃料・原料の輸入を検討し、その導入可能量を拡大し低コスト化するための技術投資を積極的に進めるべきである。

d.今後の考察において検討すべき課題

今回の分析に加え、今後の検討を深化させるためには各産業分野で想定されるテクノロジーをモデルのフレームワークに加えていく必要がある。鉄鋼セクターにおいては、グリーンな粗鋼の海外生産、電炉、水素還元製鉄、リサイクル鉄の見通し等がこれに当たる。建物セクターにおいては、ビル群など都市部におけるコジェネレーションの脱炭素策（全面電化あるいは都市ガス供給網の水素への転換、あるいはカーボンニュートラルな合成メタンの海外からの大量輸入など）が重要な検討課題となる。さらに、面積制約が厳しい建物の給湯需要へのヒートポンプ適用の導入可否も建物セクターの脱炭素化に大きく影響し得る。移動体セクターにおいては、大型の貨物・作業車への液体水素導入の可否も検討課題である。

ITに関連した電力需要想定に関して、本検討においては情報処理の省電力化を前提とし比較的穏やかな増加を見込んでいるが、需要・技術進展の両面から引き続き検討を加えていく必要がある。

発電セクターにおいては、原子力発電の導入進展、デマンドレスポンスやV2Gなど電力需要を毎時の発電量に即して積極的に制御する技術の進展を電力需給シミュレーションに取り込むことを検討すべきである。

このような各セクターでの検討課題に加え、エネルギー・システム全体における課題として、技術進展や社会情勢の変化によるコスト想定、賦存量、導入可能時期の変化を見込んだ感度分析を行い、ネットゼロ実現の要となる技術や政策を明確化する努力が絶えず必要である。

IV. 将来の日本の
社会経済システムの
目指すべき姿



IV. 将来の日本の社会経済システムの目指すべき姿

第III章の分析においては、エネルギー物質循環の観点から2050年に日本のネットゼロが達成可能となるシナリオを複数示した。しかし、ネットゼロはこれらのシナリオの2050年の日本経済全体にとって、どの程度の重要性を有するのだろうか。また、ネットゼロ・シナリオ以外に検討すべき視点やシナリオはないのだろうか。これらの疑問に答えるために本章では、(1)拡張型産業連関分析を用いたネットゼロ・シナリオの社会経済性評価、および、(2)計量書誌分析を用いた将来シナリオ分析のための新たな視点の抽出を行う。

1 | ネットゼロ・シナリオの社会経済性評価

a. 産業連関分析の基本的な考え方

ネットゼロ・シナリオについて、その社会経済性を定量評価するため、産業連関分析を活用することとする。産業連関分析は、各産業・消費者（輸出入含む）間の1年間の生産・販売・消費構造（経済全体のスナップショット）を示す産業連関表を用いて、政策や技術導入による経済波及効果（社会経済性）を定量的に分析する手法であり、経済政策や産業戦略の分析にも広く活用されている。産業間の直接間接的な相互依存関係（生産連鎖）をもとに、各産業の生産額・付加価値額・雇用、貿易収支や製品価格等にどのような影響を与えるのかを分析でき、産業間格差や将来必要となる職種の変化、消費者物価への影響など、将来シナリオの社会経済的な側面を分析することが可能である。以下で産業連関分析の概要を示す。

産業連関表は、産業間や消費者との取引（需給）関係を金額ベースで行列表現したものであり、大きく以下の3つの部分に分かれる。

中間需要（X）：各産業の生産物が、他の産業の生産にどの程度投入されているかを示す。

最終需要（Y）：家計消費、政府支出、投資、輸出などの最終需要の構成要素を示す。

付加価値（Z）：各産業が生産を通じて生み出す賃金、利潤、税金などの付加価値を示す。

供給部門 (売り手)		中間需要		最終需要		輸入	国内生産額
受容部門 (買い手)	中間投入	1 農林漁業	2 鉱業	3 製造業	計		
	中間投入	1 農林漁業	2 鉱業	3 製造業	計		
		…					
	粗付加価値	雇用者所得					
		営業余剰					
		…					
	計						
	国内生産額	国内生産額					

■図30 産業連関表（取引基本表）の基本構造²⁴

²⁴総務省、平成27年（2015年）産業連関表（－総合解説編－）https://www.soumu.go.jp/toukei_toukatsu/data/io/015index.html

産業連関表を列（タテ）方向に読むと、各産業部門が製品を生産するために投入した財・サービス等の構成（購入した原材料などの中間投入と、雇用者所得、営業余剰などの付加価値）が分かり、総投入額（国内生産額）は中間投入額と付加価値額の和として表される。行（ヨコ）方向に読むと、各産業部門の生産物の産出・供給の構成が分かり、総産出（国内生産額）は、中間需要と最終需要の和として表される。列（タテ）の合計である国内生産額と行（ヨコ）の合計である国内生産額が、つまり投入と产出が、そして需要と供給が一致するように表が作成されている（そのため、産業連関表は、「投入产出表」（Input-Output Table）とも呼ばれる）。また、付加価値額の合計が国内総生産（GDP）であり、マクロ経済学の三面等価の原則（生産・分配・支出が一致する）も成り立っている。

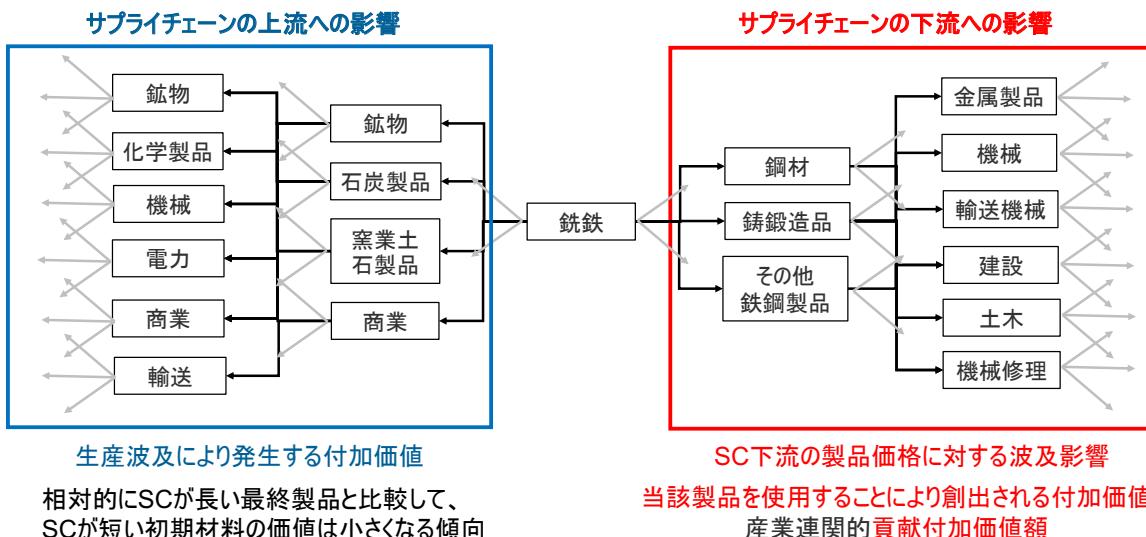
この産業連関表の中間投入額を列方向の国内生産額で除し、生産物1単位当たりの投入物の費用構造（財・サービスの投入）を示したものが投入係数であり、付加価値の产出額を示したものが付加価値係数である。この時、産業連関表には、生産物の直接的な材料（例えば、銑鉄の生産に必要な鉄鉱石など）だけでなく、生産に必要な道具（ただし、複数年使用する設備などは設備投資（ストック）として別計上）や事務所の備品・電力、材料の輸送費、金融・不動産関連費、商業マージン、広告費、工場内の清掃サービス、法務・会計サービスなど、製品を生産して販売するというアクティビティに必要なすべての材料費が計上されているため、一般的に「生産技術」と呼ばれるものより広い範囲を内包した材料投入情報となる。

この投入係数を用いたレオンチエフ逆行列を用いることにより、特定産業の1単位の生産に必要な直接間接的な材料投入、つまりサプライチェーンを遡った最終波及的な経済効果を分析することが可能である²⁵（図31のサプライチェーン上流への影響）。また、各産業の生産額に対する付加価値率、雇用者数の情報から、生産額の変化のみならず付加価値額や雇用者数の変化も分析することが可能である。

また、各材料製品の国内自給率の情報を用いて、国内製品・産業への波及影響を分析することが可能であり、政策や技術導入による経済への影響を国内と海外流出に区別し、貿易収支への影響等を分析することや、連関的な需給構造から特定産業製品の価格上昇が他の製品価格に与える連鎖的な影響、すなわち消費者物価への影響等（図31のサプライチェーン下流への影響）も分析することが可能である。

このように、産業連関表から得られるレオンチエフ逆行列を用いて、政策や技術導入によって発生する直接的な財・サービスへの需要のみならず、連鎖的に発生する波及効果を分析するのが産業連関分析の概要である。

²⁵ レオンチエフ逆行列は、投入係数の1~無限大乗の和の近似（級数展開）であり、これは、特定の産業に生じた最終需要の変化が、生産技術情報に基づいて中間（材料）需要を喚起し、さらに喚起された中間材料の中間（材料）需要を喚起するというような、連鎖的に発生する中間需要の合計（追加生産額の合計）をとらえたものである。



■図31 産業連関的波及効果の模式図

b.産業連関分析の活用可能性評価

本レポートにおいては、電力供給セクターの脱炭素化シナリオによって各産業の付加価値にどのような変化を与えるのか試行的に産業連関分析を行い、将来シナリオ評価への適用可能性について報告する。本試行では、2050年に電力セクターが脱炭素化したシナリオとして、東京大学グローバル・コモンズ・センターが2023年に公開した、「Summary for Business Leaders中間報告まとめ」²⁶で示された電力セクターの4シナリオを参照し、2019年の電源構成とこれらのシナリオが達成された場合の経済波及効果（各産業の付加価値の増加）の比較分析を行った。分析にあたっては、総務省公表の2015年産業連関表を基に太陽光発電や風力発電、地熱発電、小水力発電、バイオマス発電など12種類の再エネ発電技術に関する新たな41部門を拡張することで構築されている再生可能エネルギー部門拡張産業連関表（Renewable Energy-Focused Input-Output Table, REFI0²⁷）を活用した。

本試行の分析方法と結果を以下で説明する。分析の流れは、(A)分析対象の設定・定義、(B)エネルギーシナリオの建設費と運用費の費用構成の作成、(C)エネルギーシナリオの社会経済性分析である。

(A) 分析対象の設定・定義

推計対象のシナリオは、前述の通り第III章のシナリオ①～③ではなく、東京大学グローバル・コモンズ・センターが2023年に公開した「Summary for Business Leaders中間報告まとめ」で示された図32の4種（1-a、1-c、7-a、7-c）と2019年の電源構成を想定した現状シナリオ（Act.）の5種類である。これらは、第III章で紹介した電源需給の分析モデルであるOPGMのアウトプットであり、OPGMのシナリオ前提とアウトプットである電源構成に基づき、シナリオ別の発電技術の建設費と運用費の総額を算出する。検証対象とするエネルギー技術部門は、水力、地熱、バイオマス、原子力、石炭、LNG（ST、GCC）、石油、原子力

²⁶https://cgc.ifi.u-tokyo.ac.jp/wp-content/uploads/2023/07/Summary-for-Business-Leaders_final.pdf²⁷森泉由恵、本藤祐樹、中野諭「再生可能エネルギー部門拡張産業連関表の開発と応用」、日本エネルギー学会誌、94（12）、1397-1413（2015）
https://www.jstage.jst.go.jp/article/jie/94/12/94_1397/_article/-char/ja/

(SMR)、水素、LNG-CCS、石炭-CCS、風力（陸上・洋上）、太陽光発電、Li-ion蓄電池など20種類（導入量ゼロ含む）である。



- 陸上風力（出力抑制分）
- 洋上風力（出力抑制分）
- 太陽光（出力抑制分）
- 太陽光
- 洋上風力
- 陸上風力
- 水素/アンモニア
- LNG+CCS
- 石炭+CCS
- 原子力
- バイオマス
- 地熱
- 水力
- NASパッテリー
- リチウムイオンパッテリー

- 水素＆原子力最大活用シナリオ（1-c）：コストと賦存量が制約となって、再エネ発電と蓄電池の導入量は限定的。原子力容量が46GW導入されることで、1-aに比して水素（アンモニア）火力発電の必要量が低減される。また、電力システムコストも1-aに比べて若干低減される。
- 水素最大活用シナリオ（1-a）：コストと賦存量が制約となって、再エネ発電と蓄電池の導入量は限定的。電力供給の主力は水素（アンモニア）火力発電となり、発電量に占める割合は55%を占める。一方、電力システムコストは4シナリオの中で最も高くなる。
- 再エネ最大活用シナリオ（7-a）：再エネ発電が最も多く導入され、それによる毎時の発電量と電力需要とのギャップを埋める蓄電池も大量導入される。再エネ発電の稼働率の低さと頻繁な出力抑制のために、発電の設備容量は最も多くなる。太陽光発電の設備容量は657GWと、現状の約10倍の容量となる。
- 再エネ&原子力最大活用シナリオ（7-c）：電力供給の多くを再エネ発電に依存するものの、原子力発電が46GW導入されることで、7-aに比べて再エネ発電の導入量が軽減される。また、電力システムコストは7-aより僅かであるが低減される。

■図32 想定した電力供給セクターの2050年脱炭素化シナリオ

(B) エネルギーシナリオの建設費と運用費の費用構成の作成

次に、各エネルギー技術部門の建設費・運用費の算出と対応する産業部門（投入構造）の設定を行う。各エネルギー技術の建設費と運用費については、OPGMのシナリオ前提に従って推計し、材料投入構造は先述の2015年の総務省産業連関表とREFIOの産業部門との対応を設定することにより推計した。表2がその結果であり、以下に推計方法の詳細を述べる。

●各シナリオで導入される各技術の建設費の費用構成

- 建設費総額：OPGMのシナリオ前提である各技術の設備容量あたりの単価と、OPGMのアウトプットである各技術の導入設備容量を用いて推計を行った（例：シナリオ1-cで

導入される水力の建設費 [円] = シナリオ1-cの水素発電の設備容量単価 [円/kW] × シナリオ1-cで導入される水素発電の設備容量 [kW])。

- ・費用構成：表2の詳細係数の項目に示すように、再生可能エネルギー技術の場合はREFI0、既存の火力や原子力の場合は2015年産業連関表の対応する産業部門の固定資本マトリックス（民間）を用いて推計した。

●各シナリオで導入される各技術の運用費の費用構成

- ・運用費総額：OPGMのシナリオ前提である各技術の建設費に対する運用費の割合と、燃料費（燃料単価と発電効率、設備利用量等を用いて計算）を用いて発電量当たりの運用費単価を導出し、OPGMのアウトプットである各技術の発電量を用いて推計した（例：シナリオ1-cで導入される水素発電の運用費 [円] = シナリオ1-cの水素発電の運用単価 [円/kWh] × シナリオ1-cで導入される水素発電の発電量 [kWh]）。
- ・費用構成：表2の詳細係数の項目に示すように、再生可能エネルギー技術の場合はREFI0、既存の火力や原子力の場合は2015年産業連関表の対応する産業部門の投入係数を用いて推計した。

ただし、本試行においては、公開情報は限定的であることやシミュレーション情報の制約を考慮し、以下の点において強い前提条件を置いている。

- ・原子力、LNG (ST、GCC)、石油、原子力 (SMR)、水素、LNG-CCS、Coal-CCSの建設段階の詳細係数（詳細な財・サービスの情報）は、2015年産業連関表の固定資本マトリックス（民間）の電力施設建設部門の値を用いた。
- ・水力とMarineの建設、運用費の詳細係数はREFI0に掲載されている小水力発電の情報を用いた。
- ・水素発電の建設、運用費の詳細係数はLNGの情報を用いた。
- ・LNG-CCSとCoal-CCSはそれぞれLNGとCoalの情報を用いた。
- ・洋上風力は陸上風力の情報を用いた。
- ・建設段階の揚水発電はポンプ・圧縮機、NAS蓄電池とLi-ion蓄電池は電池の情報を用いた。
- ・運用段階の揚水発電、NAS蓄電池、Li-ion蓄電池は、大規模太陽光の情報を用いた。
- ・材料自給率は現在（2015年）の水準を採用（ただしシナリオに従って水素は全て輸入）し、その他の太陽電池モジュール、タワー、ナセル、ブレードの輸入係数はREFI0における初期値（それぞれ0.35、0.95、1、0.597）を採用した。

上記の方法で推計した各シナリオの単年換算の建設費と運用費の費用構成を用いて、国内産業の付加価値創出に対する経済波及効果を分析した。ただし、比較対象のため、現状シナリオを含むすべてのシナリオにおいて、必要な発電設備はすべて新設されると設定した。

■表2 シナリオ1の建設費・運用段階の単価と対応する産業部門

建設費（百万円／GW）と対応する産業連関表上の情報（詳細係数）

M&C		最終需要額		詳細係数		留意事項
Hydro	Hydro	615,000	百万円／GW	R102-17	小水力発電施設建設	小水力と同じと仮定
Geothermal	Geothermal	790,000	百万円／GW	R102-16	大規模地熱発電施設建設	
Biomass	Biomass	398,000	百万円／GW	R102-18	木質バイオマス専焼発電施設建設	
Marine	Marine	700,000	百万円／GW	R102-17	小水力発電施設建設	小水力と同じと仮定
Nuclear	Nuclear	400,000	百万円／GW	999	電力・固定資本マトリックス	
Coal	Coal	244,000	百万円／GW	999	電力・固定資本マトリックス	
LNG ST	LNG ST	170,000	百万円／GW	999	電力・固定資本マトリックス	
LNG GCC	LNG ST	170,000	百万円／GW	999	電力・固定資本マトリックス	
Oil	Oil	200,000	百万円／GW	999	電力・固定資本マトリックス	
Nuclear(SMR)	Nuclear	400,000	百万円／GW	999	電力・固定資本マトリックス	
Hydrogen	Hydrogen	161,000	百万円／GW	999	電力・固定資本マトリックス	
LNG-CCS	LNG GCC	161,000	百万円／GW	999	電力・固定資本マトリックス	
Coal-CCS	Coal	244,000	百万円／GW	999	電力・固定資本マトリックス	
Wind(onshore)	Wind (onshore)	213,887	百万円／GW	R102-05	風力発電施設建設	
Wind(offshore)	Wind (offshore)	399,800	百万円／GW	R102-05	風力発電施設建設	Wind(onshore)と同じと仮定
PV	PV	50,486	百万円／GW	R102-04	大規模産業用太陽光発電設置(地上設置)	
Pumped	Pumped	190,000	百万円／GW	180	ポンプ・圧縮機	
Battery1	NAS battery	20,000	百万円／GWh	225	電池	
Battery2	Li-ion battery	66,996	百万円／GWh	225	電池	
Resistance	-	0	-	-	-	最も近いと推察される技術を選択した

運用費（百万円／GWh）と対応する産業連関表上の情報（詳細係数）

O&M		最終需要額		詳細係数		留意事項
Hydro	Hydro	0.70	百万円／GWh	R104-08	小水力発電	小水力と同じと仮定
Geothermal	Geothermal	0.90	百万円／GWh	R104-07	大規模地熱発電	
Biomass	Biomass	3.15	百万円／GWh	R104-09	木質バイオマス専焼発電	
Marine	Marine	0.80	百万円／GWh	R104-08	小水力発電	小水力と同じと仮定
Nuclear	Nuclear	1.83	百万円／GWh	4611-01a	原子力発電	
Coal	Coal	5.68	百万円／GWh	4611-02a	石炭火力発電	
LNG ST	LNG ST	11.78	百万円／GWh	4611-02c	LNG火力発電	
LNG GCC	LNG ST	11.78	百万円／GWh	4611-02c	LNG火力発電	
Oil	Oil	11.02	百万円／GWh	4611-02b	石油火力発電	
Nuclear(SMR)	Nuclear	1.83	百万円／GWh	4611-01a	原子力発電	
Hydrogen	Hydrogen	10.66	百万円／GWh	4611-02c	LNG火力発電	LNGと同じと仮定
LNG-CCS	LNG GCC	7.58	百万円／GWh	4611-02c	LNG火力発電	LNGと同じと仮定
Coal-CCS	Coal	5.68	百万円／GWh	4611-02a	石炭火力発電	Coalと同じと仮定
Wind(onshore)	Wind (onshore)	0.99	百万円／GWh	R104-05	風力発電	
Wind(offshore)	Wind (offshore)	1.66	百万円／GWh	R104-05	風力発電	
PV	PV	0.29	百万円／GWh	R104-04	大規模産業用太陽光発電(地上設置)	
Pumped(in)	-	0.00	-	-	-	-
Battery1(in)	-	0.00	-	-	-	-
Battery2(in)	-	0.00	-	-	-	-
Pumped(out)	Pumped	0.22	百万円／GWh	R104-04	大規模産業用太陽光発電(地上設置)	最も近いと推察される技術を選択した
Battery1(out)	NAS battery	20,000.00	百万円／GWh	R104-04	大規模産業用太陽光発電(地上設置)	最も近いと推察される技術を選択した
Battery2(out)	Li-ion battery	66,995.62	百万円／GWh	R104-04	大規模産業用太陽光発電(地上設置)	最も近いと推察される技術を選択した
Suppressed Wind(on)	-	0.00	-	-	-	-
Suppressed Wind(off)	-	0.00	-	-	-	-
Suppressed PV	-	0.00	-	-	-	-
Inter Change	-	0.00	-	-	-	-
Loss	-	0.00	-	-	-	-
Resistance	-	0.00	-	-	-	-

(C) エネルギーシナリオの社会経済性分析 / 2050年の日本の産業構造についての評価

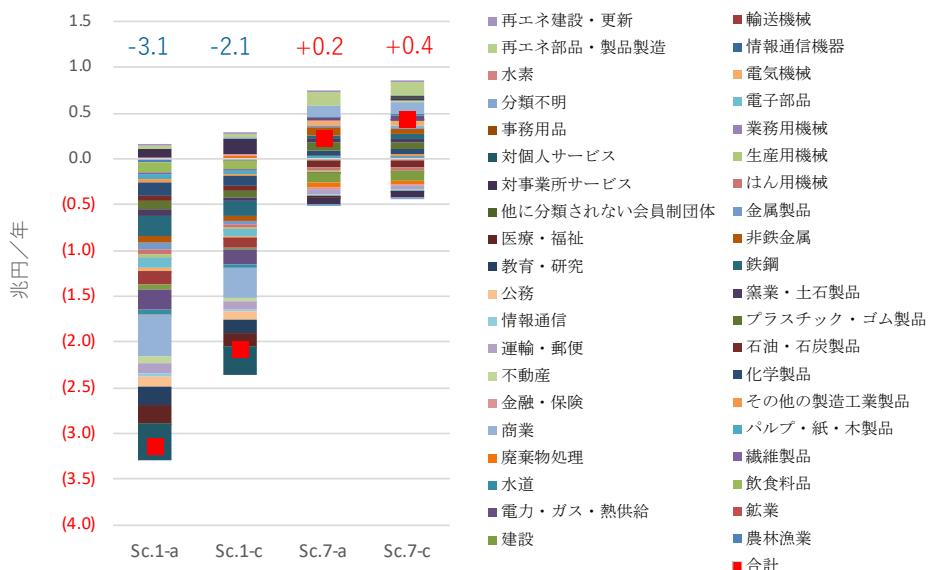
各エネルギー・シナリオに対する分析結果について説明する。

まず、付加価値創出に関する結果を見ると、すべての脱炭素シナリオの建設と運用による付加価値創出額は、現状シナリオより大きい（シナリオ1-a : +0.68兆円、シナリオ1-c : +0.78兆円、シナリオ7-a : +0.3兆円、シナリオ7-c : +0.1兆円）が、シナリオ1の水素を活用した場合の方が増加が大きく、シナリオ7の方が部門間の影響の差が大きい。水素はすべて輸入する設定であるため、シナリオ1の付加価値の増加は、水素生産による波及ではなく、発電における材料・サービスの需要等（対事業所サービス、金融・保険、商業などのサービス業が増加、LNGと同様の波及）による波及によるものである。一方、シナリオ7においては、建設による太陽光・風力発電+蓄電池からの波及（プラスチック、非鉄金属、化学製品、鉄鋼などの素材部門の増加）が大きいものの、太陽光・風力発電+蓄電池は運用時の投入が少ないため、建設・運用時の影響を合計すると当該技術からの相対的な波及

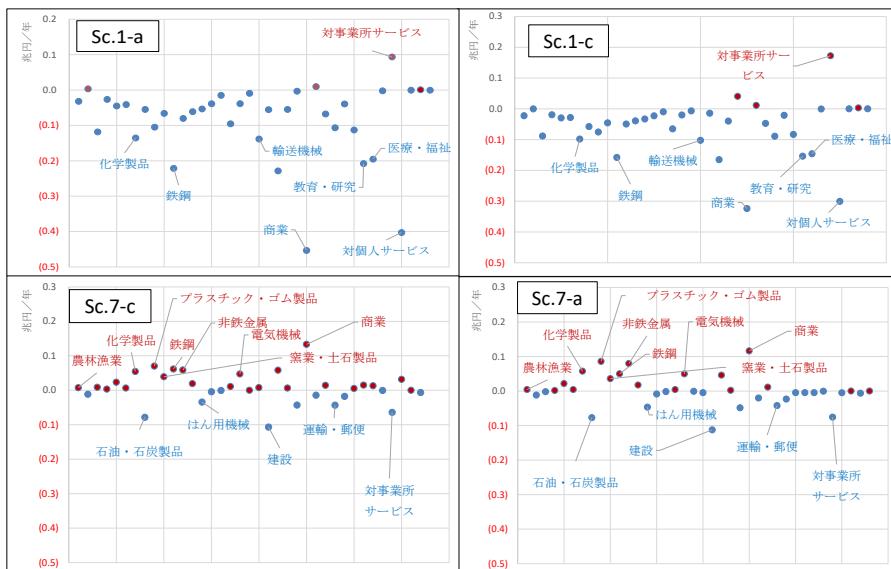
は小さくなる。

次に、各シナリオの電力単価の増加と各産業の電力需要量（2015年時）の情報から、技術導入による各産業の電力コストの増加を分析し、付加価値の増加と比較することにより、正味の付加価値変化を算出した（図33参照）。つまり、各産業または経済全体にとって電力コストの上昇以上の付加価値増加が生じるか否かの分析である。この結果、シナリオ1では、電力コストの上昇が付加価値の増加を上回るため、全体として経済的なメリットがない結果となった。一方、シナリオ7では、再エネの導入による付加価値創出が、電力コストの上昇を上回る結果となった。ただし、シナリオ7においても半分程度の産業においては、脱炭素化発電技術の導入によって受ける付加価値上昇分より、使用する電力コストの上昇分の方が大きく、技術導入に対してネガティブな結果が生じている。このように、経済全体の合計値だけでなく、産業別の結果が得られるのも産業連関分析の特徴である。なお、産業連関表の部門分類の特性上、蓄電池は「電池」部門に内包され、当該産業部門

総合評価（電力コスト込み）



産業別の正味付加価値（付加価値+電力コスト変化）



■図33 電力セクターの脱炭素化シナリオにおける各産業の付加価値変化の比較

の自給率は80%程度に設定されている影響は大きく、過大な可能性がある点には留意が必要となる。他の産業製品も含め、自給率の変化に対する感度分析やシナリオ設定の詳細化（技術革新によるコスト低減、政策的な支援策（補助金、税制優遇）の選択肢）などを、今後行う必要がある。

このように産業連関分析を活用することで、技術シナリオの社会経済性（付加価値の変化等）の測定が可能となり、その付加価値がどの産業で変化しているかなど、シナリオの解像度を上げることが可能である。

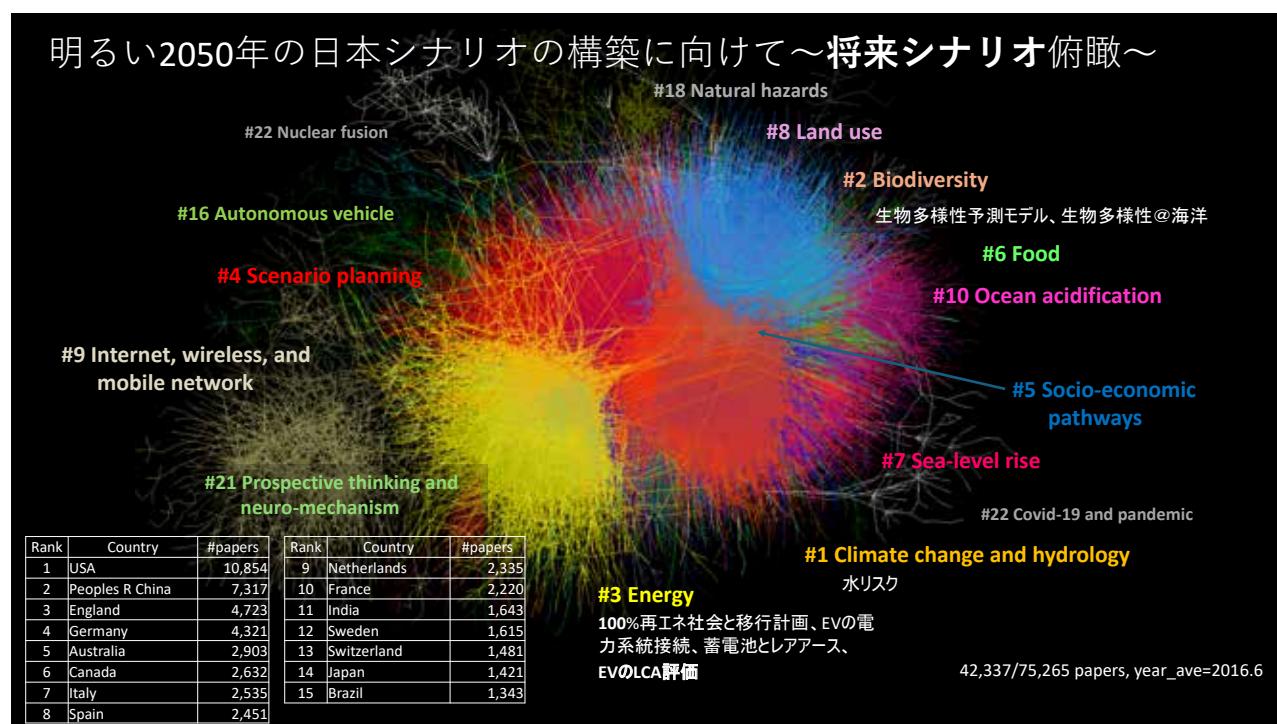
本試行で行ったサプライチェーンの上流への影響評価以外にも、特定の技術導入や政策が、サプライチェーンの下流産業（特定の産業が生産した製品・サービスを利用する産業や消費者）の付加価値創出にどのように寄与するかを評価することも可能である。これによって、例えば国産資源や輸入資源の利用拡大が、付加価値の創出や資源の自給率向上にどのように寄与するか、経済の独立化の指標として定量化することも可能となる。

また、先述の通り、産業連関分析では雇用者の増減、物価の変化の比較分析（家計への影響分析）、貿易収支（国力）への影響分析など、多角的な社会経済性の評価を行うことが可能である。

2 | 将来シナリオ分析のための新たな視点の抽出

ネットゼロ・シナリオの社会経済性評価においては、ネットゼロ・シナリオが電力・エネルギー等の個別セクターを超えて、日本経済全体にどのようなインパクトを与えるのかを拡張型産業連関分析を用いて、定量的に評価した。一方で、明るい2050年の日本はネットゼロ・シナリオのみで描かれる（べき）ものではない。そうであるなら、他にどのような視点からの分析やシナリオ策定が必要となるのであろうか。

この問い合わせるために、計量書誌分析(学術文献などの書誌情報を定量的に分析する手法)を用いて、文献データベースから「Future Scenario」に関する全ての学術論文（75,265



■図34「Future Scenario」を含む論文が対象とする研究テーマ

論文) の書誌情報を取得し分析を行った。ここで学術論文を対象としたのは、学術研究では、メディアや政策、産業界の議論よりも先行して重要な課題を探求している点や、学術研究が長期的な視野に立ち、理論的・客観的なデータ分析に基づいていることから、進歩性、網羅性、信頼性が比較的確保しやすいと考えたためである。

図34は文献の引用ネットワーク構造を可視化したものである。この図からは中央にある大きな研究領域(サステイナビリティ関連)と、左下に見られる小さな研究領域(情報・通信関連)、それ以外(Covid-19や核融合)に分かれていることが見て取れる。

サステイナビリティ関連の研究領域は、複数の研究群から構成されている。図34では論文数が大きい順に研究群に番号を付している。すなわち、「Future Scenario」に関して最も論文数が多い(研究の蓄積が大きい)研究群は、“#1 Climate change and hydrology”であり、“#2 Biodiversity”、“#3 Energy”と続いていく。“#3 Energy”は当然のことながらネットゼロやカーボンニュートラルに関する研究群である。“#2 Biodiversity”の周辺には、食料(#6 Food)や土地利用(#8 Land use)といったネイチャーポジティブ分野の研究群が現れている。社会・経済的な移行のパスウェイ(#5 Socio-economic pathways)はカーボンニュートラルとネイチャーポジティブの双方に関係してくる。

サステイナビリティ関連の研究領域以外では、情報通信関連の研究群“#9 Internet, wireless, and mobile network”が大きな塊となっている。すなわち、サイバーインフラの将来像はそれのみで独立で検討すべき極めて重要なテーマである。興味深いことに、“#3 Energy”は、情報通信関連の研究群“#9 Internet, wireless, and mobile network”的近接領域として現れ、“#16 Autonomous vehicle”とも近い位置にある。これは、自動運転等のモビリティの将来シナリオが、通信インフラの将来ともエネルギーの未来とも深く関わるためであると考えられる。

それ以外の研究群として、核融合(#22 Nuclear fusion)はエネルギー(#3)とは異なる位置に現れている。これは、核融合技術は未だエネルギーの現実的なオプションと必ずしもみなされていないことを示唆している。また、パンデミック(#22 Covid-19 and pandemic)の論文数は22位とそれほど大きなものとなっていない。コロナ禍においてポストコロナやニューノーマルは我々の将来の生活を大きく左右する極めて重要なテーマとみなされていたものの、2025年の現時点においてはそれほど活発な議論がないことから、論文数の少なさは世の中の関心を反映した妥当なものになっているのではないかと思われる。

加えて、上記の研究群の中から、特に近年、注目度を増している研究テーマを特定するため、各研究群を細分化し、さらに平均出版年が2018年以降のものに絞った結果が表3である。最も頻出する研究テーマは“気候変動”や“自然資本”に属する領域であり、水文学・海面上昇、生物多様性・食糧・土地利用、エネルギー、パスウェイ、ヴァルナラビリティ(脆弱性)・グローバルサウスの関連テーマが多いことが分かる。また、インターネット・ワイヤレス・モバイルネットワーク、自動運転などの“サイバーインフラ”的領域に関する研究も学術的に注目度が高まっていることが分かる。エネルギー関係では100%再エネ社会と電気自動車(EV)の系統接続等の研究が世界的にも活発であることが分かる。また生物多様性の統計的な予測手法(Maxentモデル等)も研究が活発であり、TNFD等の情報開示の動きが影響している可能性があるものと思われる。

■表3 近年注目度を増している研究テーマ例

トピック	研究テーマ	論文数	平均出版年
Cyber infrastructure	Internet, wireless, and mobile network	1764	2018.9
	Autonomous vehicle	448	2018.2
	Cyber and digital threat	25	2018.9
Renewable energy	100% renewable energy systems	520	2018.1
	Rare earth, recycling, and batteries	277	2018.6
	Life cycle assessment of battery and vehicle	214	2018.4
	Plug-in electric vehicles and electric load	213	2019
	Sugarcane	157	2018.5
	Expansion planning of renewable electricity system	72	2018.5
Nature	Microalgae	44	2018.1
	Maxent modelling of species distribution	632	2019.8
Pathway	Species in marine	369	2018.4
	Shared socioeconomic pathway	549	2019
	Coupled model intercomparison	541	2020.7
Vulnerability	Evapotranspiration and drought	400	2018.1
	Heat wave and stress	351	2019.5
	Flood risk	208	2018.1
Pandemic	COVID-19 and epidemics	148	2020.5
	Pandemic and supply chain disruption	77	2018.5

上記のカーボンニュートラル、ネイチャーポジティブ、サイバーインフラ、モビリティの4つのテーマは、将来シナリオを検討する上で欠かすことのできない視点であるというのが分析から得られた結論である。加えて、これら4つに横串を通すテーマが含まれている。具体的には、将来シナリオの分析手法そのものに関する研究群（#4 Scenario planning）であり、イノベーションと経済成長、グローバルサウスと国際連携などが含まれる。これらを踏まえて、今後深堀すべきテーマをまとめたものが表4である。

■表4 将来シナリオ構築の視点と定量化する上で重要なポイント

将来シナリオの視点	シナリオの定量化をする上で重要なポイント
a. カーボンニュートラル	<ul style="list-style-type: none"> •世界での相対的エネルギーコストと企業・生産拠点の海外移転 •エネルギー貯蔵と物質変換における水素の役割 •炭素サイクルとサプライチェーン •バイオエネルギーとバイオマスの役割
b. ネイチャーポジティブ	<ul style="list-style-type: none"> •国際的ルールメイキングによる自然資本の価値づけとネイチャーポジティブ市場の創出 •技術戦略によるネイチャーポジティブ市場の獲得
c. サイバーインフラ	<ul style="list-style-type: none"> •カーボンニュートラルを達成するためのデータセンターの立地・投資戦略 •経済安全保障と情報セキュリティを両立する半導体デバイス戦略
d. モビリティ	<ul style="list-style-type: none"> •CASEと都市・地域でのモビリティの役割
e. イノベーションと経済成長	<ul style="list-style-type: none"> •イノベーションを左右する科学技術、教育、ITインフラ
f. グローバルサウスと国際連携	<ul style="list-style-type: none"> •グローバルサウスに集中する自然資本 •多極化構造の中での国際的ポジショニングと国際協調

a.カーボンニュートラル

本レポートの分析では、太陽電池や蓄電池の国内生産比率は一定と仮定した。また水素は全量を輸入と仮定した。今後の研究開発の進展や政策的支援によって、国内生産比率が

高まり、経済全体に対して（研究開発や導入に対する補助金を差し引いたネットで）正の効果をもたらすかどうかを分析することは政策上の含意が大きく、産業界や日本経済にとっても重要なテーマであると考えられる。また、エネルギー貯蔵における蓄電池と水素の役割、水素を国内製造とすべきか、海外生産の場合における値差補填の是非、ネットゼロおよび循環型社会におけるCCSやバイオモノづくり等を含めた炭素サイクルやサプライチェーン、バイオエネルギーとバイオマスの役割と土地利用等のテーマは、本レポートでは十分な深堀が出来なかったものの、個社や個別セクターを超えた重要な課題である。各論点についてシナリオを定量化する上で重要な点は下記となる。

●世界での相対的エネルギーコストと企業・生産拠点の海外移転

第III章を通して、日本のエネルギー・システムの脱炭素化戦略として、再エネを最大限活用し、そのコストを下げることが重要であることが示された。しかし、将来の日本の再エネのコストは主要国と比較して高い水準である。特にHard-to-Abateセクターに属するエネルギー多消費・電力多消費産業では、再エネに切り替えた時には他国に比べてコスト競争力が低下する懸念がある。そのため、日本企業が生産拠点を海外移転することが合理的な選択肢となりうる。このことは、将来の産業構造、雇用や物価に広範な変化を生じさせることが想定される。このような社会経済的波及効果を考慮した時に、どのような経済社会システムを構築すべきか、どのような政策を実施すべきかは極めて重要な要素となる。このような議論はネットゼロを実現する日本の将来像に深く関わるものであり、経済的な観点だけでなく安全保障や国民のウェルビーイングをも包含した議論をシナリオ分析と連携させつつ進めるべきであろう。

●エネルギー貯蔵と物質変換における水素の役割

CO₂フリー水素は発電分野における水素専焼技術、産業部門における水素還元製鉄、輸送分野におけるFCEVなど、多くの分野でエネルギー・システムの脱炭素化に重要な役割を果たすことが期待される。また、第III章で示された通り、再エネコスト低減が進む一方、水素コストが高位のままのシナリオ②においては、日本国内の水素需要は900万トンに留まることが想定されるが、③のように水素コストが低位になる場合、その活用範囲が拡がり、日本における水素需要量は1,115万トンに増加する。水素活用による各産業の付加価値への影響やエネルギー自給率の影響等の社会経済的な評価は重要となる。

また、グリーン水素の国際供給網の構築はエネルギー安定供給上重要な戦略となる。グリーン水素活用の量や範囲を左右する最も重要なドライバーはコストである。世界の脱炭素化の中でも水素が果たす役割の重要性は共通で認識されているものの、インフレの影響もあり水電解プラントのコスト低減が予想より進んでいないことから国際的な水素需要の見込みは低減傾向にある。グリーン水素のコスト低減には、日本に限らず国際的に大規模な水素需要を喚起することが重要であり、より大規模かつ魅力的な国際水素市場形成に向けた戦略が重要となる。

●炭素サイクルとサプライチェーン

本レポートでは、DAC由来のCO₂とグリーン水素から製造されるカーボンニュートラルな

燃料・原料の輸入が、日本の複数セクターにおける脱炭素化のコスト削減に重要な役割を果たすことが示された。また、FT合成粗油を輸入して日本で分留・精製する活用方法は限局的であり、海外で精製した成分を輸入する方が経済合理性が高いことが示された。加えて、メタノールが化学セクターの芳香族製造でのプラットフォーム原料となる可能性も示された。

カーボンニュートラルな燃料・原料のほとんどは、製造に必要な再エネ資源の賦存量や製造コストの観点から海外からの輸入が現実的と想定されるものの、それらの燃料・原料を活用することによる各産業の経済的な付加価値と我が国のエネルギー自給率のバランスは重要な論点となる。このように一連の製造工程のうちエネルギー依存度が高い上流工程のみを海外移転し、下流の高付加価値工程は国内に保持するシナリオがありうる一方で、化学や製鉄セクターなどでは、製造工程全体を海外移転させる可能性もある。

●バイオエネルギーとバイオマスの役割

乗用車・トラック、航空、化学などの複数のセクターにおいて、脱炭素化のためにバイオマスエネルギー（バイオエタノール、バイオディーゼル、バイオSAFなど）が活用され、図25の通り、2050年には約862PJ（シナリオ③）～約1,024PJ（シナリオ①）のエネルギー需要が示唆された。特に、木質系バイオマスや農業残渣などを原料とする国産バイオマスの価格が十分に下がった場合には、国産バイオマスの需要はバイオマスエネルギー全体のおよそ半分を占める可能性がモデル計算により示唆されている。この結果は、廃材等を中心とする現状の利用量から大幅な増加を見込まない賦存量想定の結果であり、国内森林資源の積極的な活用により国産バイオマスの利用量はさらに増加する可能性がある。こうした国産バイオマスの需要に応じた、バイオ燃料、化学品、バイオプラスチック等のバイオリファイナリーの産業化が日本で発展することで、エネルギー自給率の向上や地域的な経済波及効果に寄与する可能性があり、社会経済的側面の効果を評価することが重要である。

b.ネイチャーポジティブ

現在、気候変動に由来する危機とならび、生物多様性損失に由来する危機への統合的な対応の重要性への認識が国際的に高まっている。すなわち、ネイチャーポジティブ経済の実現に向けた経済システムの根本的な転換の必要性が国際的に共有されている。この問題の根本には、「無限」かつ「無料」と捉えられてきた自然資本を無規律に濫用し、生態系や水、土壤といった地球の安定性を支える基盤を危険水域まで圧迫してきたことがある。ネイチャーポジティブ経済を実現する鍵は自然資本の「本来の価値」を評価し、経済的意思決定に組み込むことであり、自然資本の価値づけをめぐる国際的なルールメイキングが始まっている。主に欧州で検討されている生物多様性クレジットや自然に関する国境調整措置が導入された場合の日本の企業や産業にとっての機会とリスクを評価することは、特に、林業、紙・パルプや、農業・食品、鉱業等の自然資本に依拠している産業ならびに、これらの産業のサプライチェーン上に位置する企業にとって重要な課題である。

c.サイバインフラ

生成AIやクラウドサービス等の技術開発、社会実装に伴ってデータセンターの建設需要

は急速に増加している。同時に、データ処理やサーバーを冷却するための空調需要等により、電力消費は益々大きな課題となっている。データセンターの建設には、データ処理のために24時間安定した電力供給が求められ、膨張するデータ処理需要に対応するため、ハイパースケール型の大規模データセンターが増加している。さらに、データセンターを利用する事業者の多くは脱炭素化の取り組みを加速しており、再エネを利用できる環境がデータセンターの立地選定における重要な要素となっている。一方、日本ではデータセンター運営効率等から関東や関西の一部地域にそのほとんどのデータセンターが偏在しており、既に土地の確保が困難になりつつある上に、再エネの供給制約が新規建設のボトルネックとなりつつある。

こうした国内の立地制約を背景に、国内外の事業者によるデータセンター拠点の確保競争は激化しており、コストやエネルギー供給の安定性を求めて、データセンターが経済合理性の高い海外へと流出する可能性が高まっている。データ活用が高度化する中で、データの「量」「種類」「質」の重要性はかつてないほど増している。特に、多様な分野の高精度なデータを大量に保持することが、競争力やイノベーションの源泉となる。また、データ転送のレイテンシー（遅延）を抑えることに加え、機密情報や個人情報を適切に管理する経済安全保障の観点からも、データセンターの国内立地は極めて重要である。データを経済的資源として捉え、データローカライゼーション（国内保管）の戦略を含めたデータセンターの立地戦略を検証することが、国内のイノベーション創出や産業競争力を左右する戦略的な鍵となる。

d.モビリティ

第III章の分析から、シナリオ②と③では、乗用車および小型トラックにおいては主にBEV、大型トラックにおいては国内DAC-CCSによるCO₂排出オフセット（シナリオ②）や輸入カーボンニュートラル燃料を活用した内燃機関自動車が選択される結果が示唆された。EVの普及は自動車産業のサプライチェーンに根本的な変化をもたらす。内燃機関自動車に比べて、EVは部品点数が少なく、特にエンジンやトランスマッision関連の部品の需要の減少が見込まれる。これにより、エンジン関連部品の製造に依存してきたサプライチェーンの上流に位置する中小企業の事業縮小や雇用喪失のリスクが高まる。一方で、EVの主要構成要素である電池、モーター、パワーエレクトロニクスなどの分野では新たな産業の成長が期待される。特に日本の強みが失われつつあるリチウムイオン電池技術は国際的にも競争力の維持・強化が期待される分野であり、こうした各産業への経済的な影響の評価が重要となる。

また、モビリティのサービス化が進むことで、自動車の保有台数が減少し、新車販売が減少する可能性がある。一方で、ライドシェアやカーシェア市場の拡大により、新たな輸送・モビリティ関連サービスの市場が成長することが予測される。地方では公共交通の担い手不足を解消するため、通勤・通学等の移動における自動運転バスやライドシェアの利用が進み、都市部では週末の外出や短距離移動におけるカーシェアの活用が定着する可能性は考えられる。

モビリティの電動化はエネルギー市場にも大きな変化を及ぼす。ガソリン車の減少に伴い、石油精製の需要は縮小し、ガソリンスタンドなどの小売業も縮小する。一方、EVの普

及により電力需要が増加し、再エネや系統安定化技術の重要性が高まる。特に、EVの充電インフラ整備やV2G（Vehicle-to-Grid）技術の発展により、モビリティと電力システムが一体化する可能性もある。

また、自動運転技術が普及することで、データ処理や通信インフラの需要が増し、5Gやクラウドコンピューティングとの連携が不可欠となり、エネルギー供給だけでなく、通信・データ管理のサイバーインフラの領域にも新たなビジネスチャンスが生まれる。特に、人口減少と高齢化、過疎化、都市化が急速に進む日本の社会の中では、EV普及にとどまらず、産業構造・雇用、エネルギー市場、都市・地域の交通システムという多角的な視点からの評価は重要である。

e.イノベーションと経済成長

経済学では、経済成長は資本投入、労働投入、生産性によって決まるというモデルを用いてしばしば分析されるが、資本投入量、労働投入量において米国、中国と伍するということは現実的なシナリオではなく、システム転換や戦略的事業立地を可能とするダイナミックケイパビリティ、生産性の根本的な向上を可能とする科学技術、サイバーインフラ、人材育成が今後の経済成長の本質となる。

前者のダイナミックケイパビリティについて、日本企業は持続的イノベーション（Sustaining Innovation）を得意とする一方で、非連続型な破壊的イノベーション（Disruptive Innovation）に弱い。品質向上や効率化を重視し、既存顧客のニーズに応じた改良を続ける傾向があり、技術や市場に重要な変化が起きた場合、それに適応する能力が乏しい。将来にわたって国際的競争力を維持・向上するためには、破壊的イノベーションに適応出来る組織として柔軟性を発揮することが重要となる。

また、後者の生産性、特に人材育成面では、日本ではPhD取得者の割合が先進国の中でも低水準にとどまっており、産業界におけるPhD人材の活用も進んでいない。イノベーションの原動力は「知識創造（Knowledge Creation）」であり、高度な専門知識を持つPhD人材がその担い手となる。こうした日本におけるPhD人材の供給力が各産業の成長の制約となりうる。

f.グローバルサウスと国際連携

世界秩序は米国・欧州中心の時代からBRICSやその他グローバルサウスの各国が急速に台頭し、多極化が加速している。国際経済は高度に複雑化したサプライチェーンに依存しており、また、地球規模の課題である気候変動問題への対処には国際協調が不可欠である。しかし、近年の地政学的緊張の高まりや経済的競争・対立により、サプライチェーンの分断や貿易摩擦が顕在化し、国際的なエネルギー需給構造の不安定化が進んでいる。多くのエネルギー資源や鉱物、半導体や蓄電池等の経済的資源を輸入に依存する国が、このまま2050年においても輸入依存を続ける場合、経済・エネルギー安全保障上のリスクが著しく高まる可能性があり、国として経済・エネルギー安全保障のリスクに対応する戦略を明確に掲げる必要がある。特にエネルギー安全保障について最も重要なのは、第III章に示されたように再エネなどの国内エネルギー源の比率を高めることでエネルギー自給率の向上を目指すことである。それでも輸入に頼らざるを得ない水素などのエネルギー源や、再エネ

主体の電源構成の変動性に対して需給調整力となる蓄電技術に必要な希少金属などの安定供給には国際的なサプライチェーンの戦略構築が重要となる。

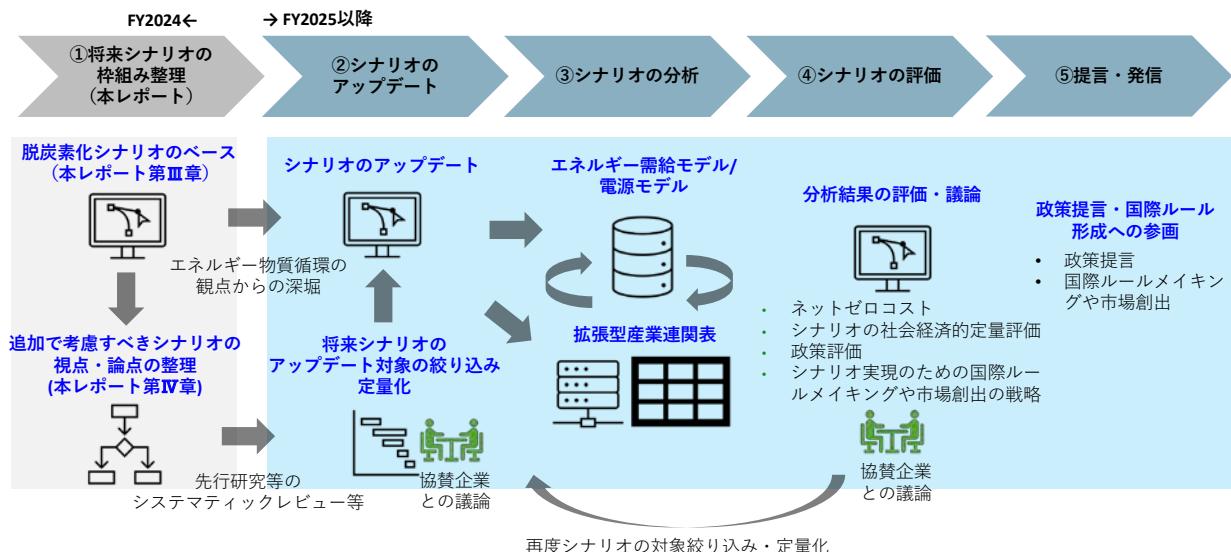
現在、科学技術力の低下や、経済成長の鈍化、グローバルサウス等の他国の発展等に伴い、日本の国際的存在感は低下を続けている。日本は今後さらに急速な少子高齢化により労働生産人口が2050年には現在の約8,000万人から3,000万人近く減少することが見込まれ、GDPの年次成長率は0.3%程度の低成長となり、経済的に厳しい状況が続くとされる。かつて日本は世界のGDPの15%を占める経済大国であったが、現在は5%以下に落ち込み、今後も世界の中での経済的影響力は低下が続くと予測される。一方で、中国やインド、東南アジア諸国は急成長を続け、日本を大きく凌駕する可能性が高い。米国や中国、ウクライナやパレスチナの問題に見られるように国際的な緊張関係が存在しており、複雑化・複層化する中で、国際社会での日本の立ち位置を問い合わせるべき時期に来ている。

国際的存在感が低下する中で取るべき方策の第一は、独自の立ち位置を取り得るだけの影響力を確保することであり、米国、欧州、中国という「東西」の中での立ち位置の設定ではなく、韓国や台湾等の近隣の国・地域、インドネシアやオーストラリアといった「南北」でのパートナーシップ強化が前提となる。例えば、韓国や台湾とは技術革新やサプライチェーンの強化を軸とした協力を進め、オーストラリアとは水素エネルギー分野での連携を深めることが鍵となる。また、東南アジア諸国、特にインドネシアは豊富な天然資源と農業生産力を持ち、エネルギーおよび食料安全保障の観点から、日本にとって極めて重要なパートナーとなり得る。開かれた経済において、どの国とどのような関係を構築するかはa. カーボンニュートラルにおける企業・生産拠点の海外移転で述べた経済的な観点に加え、安全保障・通商政策上の観点も加味して検討すべきである。

また、グローバルサウスについては、b. ネイチャーポジティブという視点とも深い関連性がある。グローバルサウスは豊富な自然資本を有しており、世界の生物多様性ホットスポットの多くが集中しており、熱帯雨林の多くが南米、アフリカ、東南アジアに存在する。自然資本の価値づけがなされた場合、グローバルサウスに集中する自然資本がもたらす生態系サービスに対して先進国から多額の資金や技術が流入することになる。日本の経済もグローバルサプライチェーンの多くをこうしたグローバルサウスの国々に展開しており、これらの国々の自然資本に多くを依存しているが、ネイチャーポジティブ経済の実現を見据えて、さらにグローバルサウスの国々との連携を強める戦略が重要となる。

3 | 明るい2050年の日本のグラウンドデザインに向けて

本レポートでは、ネットゼロ・シナリオのもたらす経済インパクトの評価を実施した。一方で、明るい2050年の日本の姿を描くために検討すべきテーマは、カーボンニュートラル以外にも、ネイチャーポジティブ、サイバーインフラ、モビリティ、イノベーションと経済成長、グローバルサウスと国際連携と多岐に渡る。この6つの視点をもとにシナリオを描き、定量的に評価するために、次年度以降のETI-CGCにおいては、下記のプロセスによる検討を行うことが効率的かつ効果的であると考えられる。



■図35 ETI-CGCの今後の活動プロセス

プロセス①：将来シナリオの枠組み整理

本年度は第Ⅲ章で示したネットゼロ・シナリオに基づく検討を行った。来年度以降のプロセスとして、これまでの分析をもとに、日本経済全体に対する経済的インパクトのみならず、物価や労働市場への影響といった社会的インパクトを評価する。また、海外生産比率や電力・エネルギーコスト低減効果、値差補填等の政策支援の程度をパラメータとする感度分析等を行うことで、ネットゼロ・シナリオのさらなる深掘りをすすめる。加えて、表4に示した6つの視点や各論点等の中から、重要視すべき視点とシナリオを協賛企業とともに検討する。

プロセス②：シナリオのアップデートと定量化

プロセス①において選定したシナリオや重要な論点を定量的に具体化する。重要な論点の多くは既に先行研究が行われている部分もあるため、システム的レビューにより学知を統合することで定量化を行うとともに、定量化が困難なパラメータについては感度解析の対象とする。シナリオ、組み合わせは協賛企業と議論する。また、シナリオの妥当性を検討するためには定量化のみならず、専門家等へのインタビューから得られる定性的な洞察も重要であると考えられる。必要に応じて一部のシナリオに対してケーススタディを行うことで、シナリオの蓋然性や妥当性の評価を行う。

プロセス③：シナリオの分析

プロセス②で策定したシナリオに対し、エネルギー需給モデル・電源モデルや、拡張型産業連関分析により、社会経済性の評価を行う。特に、産業連関分析は以下のようない側面での分析を中心に行う。

- ・産業構造の変化による付加価値、雇用者の増減、貿易収支の分析
- ・サプライチェーンの上流と下流への影響分析
- ・各産業製品の価格上昇と物価上昇の相関（弾力性）分析
- ・必要な政策の妥当性の評価（補助金や関税等）

プロセス④：シナリオの評価とブラッシュアップ

プロセス③で得られた各モデルシミュレーションや産業連関分析で得られた結果を評価する。産業連関分析で計算された経済的付加価値に関する項目も一面的な評価だけでなく、産業間の不均衡など、多面的な評価が必要となる。また、協賛企業との議論等を通して、各シナリオに移行するための方策や政策、シナリオのポジティブなインパクトやネットインパクトを最大化するための方策や戦略を検討する。また、必要性に応じて、シナリオの再検討やブラッシュアップ、シナリオのもたらす帰結等の再分析を実施する。

プロセス⑤：提言・発信

プロセス④で最終的に得られた将来シナリオを社会に発信すると同時に、シナリオを達成するために必要となる政策をその科学的なエビデンスと共に提言を行う。また、日本のシナリオや他国への含意など、国際的な発信活動を行う。

V. 提言



V. 提言

本レポートでは、第Ⅲ章のエネルギー・システム分析においてエネルギー需給や物質循環の観点から2050年に日本のネットゼロが達成可能となるシナリオを複数示した。これらのシナリオは、日本の産業構造、企業の立地戦略、国際的なサプライチェーン、貿易関係などについて現在から2050年までの約25年間で大きな変化がないことを前提としている。

一方、日本のエネルギー・システムに重要な影響を与える世界の地政学的・経済的環境は、第Ⅳ章で示された通り現状大きく変化しつつあり、世界秩序の多極化が加速している。国際経済は複雑化したサプライチェーンに依存してきたが、近年の地政学的緊張の高まりや経済的競争・対立により、サプライチェーンの分断や貿易摩擦が顕在化している。また、BRICSやその他グローバルサウスの各国が急速に台頭しエネルギー需要が増加している中、近年国際的なエネルギー需給構造の不安定化が進んでいる。

従来の化石資源をベースとするエネルギー需給構造は、市場価格の変動を伴うものの、社会の成長や安定に大きく寄与してきたことは事実である。一方、生物多様性に関する問題を包含した気候変動問題に立ち向かうためには、再エネを中心とした持続可能なエネルギー・システムへの転換が必須であり、需給の安定化・経済性を論拠とした化石資源ベース経済への回帰を受け入れることはできない。クリーンエネルギーへのトランジションに関する明確なコミットメントを再確認する必要がある。

日本は食糧を含むエネルギー資源や鉱物、半導体や蓄電池等の経済的資源を大きく輸入に依存しており、ネットゼロを達成する新たな社会経済システムのもとであっても、海外への依存を解消することは極めて困難である。このため、将来にわたって経済・エネルギー安全保障上のリスクが著しく高まる可能性があり、国として化石資源に依存せず経済・エネルギー安全保障のリスクに対応する戦略を明確に掲げる必要がある。前述のように、最も重要なのは再エネなどの国内エネルギー源の比率を高めることでエネルギー自給率の向上を目指すことである。それでも輸入に頼らざるを得ない水素や合成燃料などのエネルギー源や、エネルギー・システム上不可欠な蓄電技術に必要な希少金属などの確保のために国際的なサプライチェーンの戦略構築が重要となる。特に、こうした経済的資源の活用にあたっては、積極的な研究開発投資、日本が主体性を持った形での国際的なサプライチェーンの構築、そしてCO₂排出勘定に関する国際的なルール形成が不可欠である。とくに、輸入資源の確保に向けた事業開発や国際ルールの整備においては、日本企業が国際社会との連携を図りつつ、主体的かつ先導的に取り組むことが、国際競争力の強化につながる極めて重要なアクションとなる。これらの課題はさらに深く検討されるべきであるが、ここではこれまでのETI-CGCでの活動を通じた主張を繰り返すとともに、本レポートでの新たな知見を加え提言とする。

- ①電化の推進と電源の脱炭素化（国内再エネの大量導入、およびCO₂フリーな火力発電の導入）は、他の技術オプションの有無にかかわらずネットゼロ達成への最重要施策であり、最優先で推進されるべき。

- 農地や都市部の建物へ太陽電池の導入拡大を図ると同時に、導入地制約の強い太陽光発電を補完し設備利用効率がより高い風力発電をとくに遠洋に大量導入するため、その革新的低成本化技術と導入を後押しする制度整備を強力に推進すべき。
- 石炭火力発電の早期フェーズアウトは発電セクターからのCO₂排出削減のために必須であり、政策的後押しが必要。
- 水素・アンモニアによる高効率火力発電の技術開発を後押ししつつ、発電セクターが牽引するCO₂フリー水素のサプライチェーン構築を国策として推進することが必要。

②海外からのカーボンニュートラルな燃料・原料（水素・アンモニアだけでなく、DACしたCO₂由来の合成燃料や化学原料を含む）の輸入は、日本のネットゼロをより安価に達成可能にするための有効な技術である。ただし、現実的な選択肢となるためには、導入量拡大や低成本化を支える飛躍的な技術進展を達成するべく、政策的に研究開発支援と、日本企業による先導的な事業開発、国際的ルール整備を進めるべき。

- カーボンニュートラルな燃料・原料の輸入・利活用推進には、革新的な技術開発による大幅な製造量拡大と低成本化に加えて、将来の輸出国への技術導入や、国境をまたぐCO₂排出勘定のための国際ルール形成が必要。日本における需要見込みを示したうえで、パートナー国とともにこれらに取り組む国際協力体制を早期に構築すべき。
- 合成燃料の製造について、合成燃料油（FT合成）またはメタノール経由（MTG/MTD）の燃料製造技術は既に成熟してきている。一方で、CO₂は安定な物質であり、合成燃料等へと転換するためにはCO₂の還元に膨大なエネルギーを必要とし、この還元工程のエネルギー効率向上にブレークスルーが求められている。CO₂からFT合成の前駆体となるCOを得るための電解還元や水蒸気との共電解、さらにはCO₂と水素から合成燃料を直接合成する新規技術の開発が期待される。また、化成品・燃料のいずれの製造にも繋がる中間物質としてのメタノールをCO₂から製造する技術は重要であり、継続的な技術開発への支援が必要。また、食料生産と競合せず生物多様性にも十分配慮したバイオマスの高効率生産および利活用技術の開発にも同時に強力な支援が必要である。
- カーボンニュートラルな燃料・原料の製造ポテンシャルが大きな国・地域との戦略的パートナーシップを強化し、単位熱量当たりで水素製造よりも多く必要となる再エネ資源の確保、バイオマス生産面積の確保、これらに関する製造設備の整備や人材育成、CO₂排出勘定のための国際ルール形成を進めるグローバルな戦略的パートナーシップを締結・強化していくことが重要。
- LNG開発の歴史に学び、長期のオフテーク契約締結など、脱炭素資源の開発・調達メカニズムを構築する必要がある。また、輸送インフラのスケールメリットを享受するためには、輸送する燃料の種類を絞り込むという観点も必要であり、パートナー国と協調した資源開発の方針が求められる。
- カーボンニュートラルな燃料・原料の活用は、国内CCSを伴う化石資源利用と相補的な関係にある。カーボンニュートラルな燃料・原料の賦存量・低成本化の技術開発を推進しつつ、国内CCSについて適切な導入量を見極め、限定的に活用すべきである。

③持続可能な燃料の活用を見据え、国内供給面での構造転換を早期に進めるべき。

- ・本シナリオ分析では、乗用車での排出削減対策の中心はBEVを中心とした動力源の電動化である一方、大型車を中心としてドロップイン燃料である合成燃料の選択が合理的になる余地があることが示された。加えて、化学セクターではリサイクル材やバイオマスに加えて、海外からのカーボンニュートラルな燃料・原料の導入が必須であることが示唆された。
- ・水素を含めたカーボンニュートラルな燃料の活用はネットゼロ実現にあたって必須であり、各セクター間の他の削減対策技術との適切な役割分担を行うことで、エネルギー・システムコストの低減にも繋がりうることが示唆された。港湾を含む地域インフラ展開と燃料・原料選択における産業セクター間のカップリング検討を早急に進める必要がある。

④移動体については、現在方向性が見通せる脱炭素策を推進するための政策支援を充実させる一方で、今後の技術進展に伴って技術選択が変化しうる領域に関しては、基盤となる技術の研究開発支援を進めつつ、今後の技術進展を想定したシナリオ分析等を活用して大量実装に向けた技術の見極めと投資判断を並行して進めるべき。

- ・短距離輸送の乗用車はBEV中心になると考えられ、充電インフラの整備と消費者の購入支援を進め、V2Gなど電力グリッド安定化との相乗効果も狙うべき。
- ・移動体燃料としての水素活用には高価な水素供給ステーション整備が不可欠となるため、これを含めた水素コスト想定に基づくシナリオ分析により合理的な水素導入先（経路が一定なバスや大型貨物車など）を明確化し、投資効果の高いインフラ整備を検討すべき。
- ・DACしたCO₂由来の合成燃料は内燃機関をCO₂排出フリーにできる技術だが、その低コスト化と大量供給には飛躍的な研究開発の進展が必要。これに関する研究開発を支援して技術進展のポテンシャルを見通すとともに、合成燃料への全面的な依存は期待せずに電化や水素活用といったより確実性の高い技術導入を並行して検討すべき。

⑤ネットゼロやネイチャーポジティブ等の地球環境からの要請に加えて、世界の地政学的・経済的環境はグローバルサウスの台頭をはじめとして、大きく変化しつつある。加えて、日本国内でも人口減少等の問題を抱えている。このような状況下では、これらの新たな前提条件を踏まえた上で、日本がネットゼロ等を達成しつつ、国際的な競争力を維持・向上するための経済・産業の将来像に関するシナリオを構築することは極めて重要である。第IV章で示した通り、6つの定性的な視点（カーボンニュートラル、ネイチャーポジティブ、サイバーアイヌ、モビリティ、イノベーションと経済成長、グローバルサウスと国際連携）から、産業連関表を用いた定量的な付加価値分析、そして日本の産業のモデリングを組み合わせた複合的なアプローチにより、日本が目指すべき姿を描くことは極めて重要な研究となる。

VI. 謝辞

本レポートの作成にあたり、多くの企業の皆様の貢献をいただきました。ETI-CGCの活動を支え、建設的な議論に参画してくださった協賛企業の皆様に対し、心より感謝申し上げます。本レポートは、東京大学グローバル・コモンズ・センターの責任で発表するものであり、ETI-CGCに協賛する企業としての見解を示すものではありませんが、参加いただきました皆様の知見と経験が本レポートの内容の深化に大いに寄与したことをここに記します。

協賛企業の一覧（2024年度事業終了時）

いすゞ自動車株式会社
AGC株式会社
株式会社JERA
ソフトバンク株式会社
ダイキン工業株式会社
東京電力ホールディングス株式会社
トヨタ自動車株式会社
株式会社日立製作所
株式会社三井住友フィナンシャルグループ[†]
三井物産株式会社
三菱ケミカル株式会社
株式会社三菱UFJフィナンシャル・グループ[†]

加えて、本レポートの作成においては株式会社三菱総合研究所、東京大学 大学院工学系研究科の小宮山涼一氏、東京大学 未来ビジョン研究センターの尾下優子氏、東京大学 先端科学技術研究センターの木村達三郎氏、ならびに東京大学 グローバル・コモンズ・センターの雲雄太、飯塚美恵子、山口亜紀、金沢大輔の諸氏からも多大な貢献をいただきました。ここに感謝の意を表します。

VII.Appendix(諸前提・計算結果)

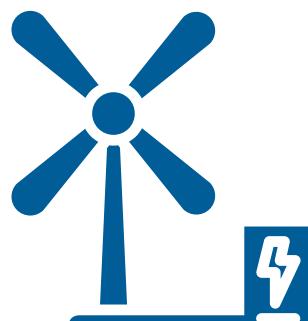
発電セクター(OPGM)・太陽光発電(PV)、風力

建設費(千円/kW)		2040	2050
高位	陸上風力	225	214
	洋上風力	437	400
	PV	62	50
低位	陸上風力	193	183
	洋上風力	292	267
		53	44

導入上限(GW)		2040	2050
低位	陸上風力	41	41
	洋上風力	47	47
	PV*	216	216
高位	陸上風力	285	285
	洋上風力	1,120	1,120
	PV	699	699

総発電量(TWh)		2040	2050
シナリオ①		1,137 (内、自家消費PV55)	1,100 (内、自家消費PV76)
シナリオ②		1,132 (内、自家消費PV75)	1,239 (内、自家消費PV140)
シナリオ③		1,064 (内、自家消費PV75)	1,051 (内、自家消費PV140)

*総発電量は①OPGMのシミュレーション結果である各発電技術の発電量に、②MRI-TIMESから出力された自家消費PVの電力量（OPGMのシミュレーション対象外）を加えた合計（出力抑制は含まない）。なお、①OPGMのシミュレーション結果である各発電技術の発電量は、送電量(MRI-TIMESのシミュレーション結果の使用端電力量と送配電熱損失)とOPGMのシミュレーション結果で示された年度末時点で蓄電池や揚水により溜められた電力量の合計。



輸入水素・DAC炭化水素・バイオ燃料

輸入価格：円/MJ		2020	2030	2040	2050
高位	水素	7.89	7.89	6.61	5.33
	e-crude		10.67	8.94	7.21
	e-メタノール		10.67	8.94	7.21
	e-ナフサ		11.90	9.97	8.04
	e-ケロシン		11.43	9.58	7.73
	e-ガソリン		11.27	9.44	7.61
	e-SAF		11.90	9.97	8.04
	e-ディーゼル		11.27	9.44	7.61
	e-メタン		9.37	7.85	6.33
低位	水素*	7.89	2.37	2.37	1.58
	e-crude		3.20	2.81	2.42
	e-メタノール		2.81	2.42	2.03
	e-ナフサ		3.43	3.01	2.62
	e-ケロシン		3.57	3.13	2.73
	e-ガソリン		3.38	2.97	2.57
	e-SAF		3.57	3.13	2.73
	e-ディーゼル		3.38	2.97	2.57
	e-メタン		3.20	2.81	2.42
共通	バイオエタノール	3.00	3.00	3.00	3.00
	バイオディーゼル		3.00	3.00	3.00
	バイオSAF		3.00	3.00	3.00

*2050年の水素価格1.58円/MJは政府目標である20円/Nm₃に相当

輸入量上限 (PJ)		2020	2030	2040	2050
低位	バイオエタノール	19.6	26.6	80.6	133
	バイオディーゼル		26.6	80.6	133
	バイオSAF		26.6	80.6	133
高位	バイオエタノール	19.6	53.2	161.2	266
	バイオディーゼル		53.2	161.2	266
	バイオSAF		53.2	161.2	266



乗用車

車両価格（万円/台）		2020	2030	2040	2050
高位	ガソリン車	370	380	383	385
	ディーゼル車	344	344	344	344
	HEV	415	404	403	402
	PHEV	482	429	422	414
	BEV	550	490	460	430
	FCEV	902	682	575	467
低位	ガソリン車	370	380	383	385
	ディーゼル車	344	344	344	344
	HEV	415	392	392	391
	PHEV	482	404	401	397
	BEV	550	407	404	400
	FCEV	902	467	435	402

燃費（km/ガソリン換算L）	年度共通
ガソリン車	15.8
ディーゼル車	18.2
HEV	21.4
PHEV(UF80%)	50.7
BEV	72.2
FCEV	37.0



トラック

車両価格（万円/台）		最大積載量	2020	2030	2040	2050
大型	ディーゼル車	15t	2,600	2,600	2,600	2,600
	BEV	10t		3,930	3,483	3,295
	FCEV	8t		7,950	5,150	5,124
	LNG車	12t		3,350	3,000	2,800
	水素エンジン車	12t		3,500	3,300	3,100
普通	ディーゼル車	3.5t	590	670	680	690
	HEV	3t	660	740	750	750
	BEV	3t		1,150	800	800
	FCEV	3t		2,500	1,500	1,500
	水素エンジン車	3t		850	830	830
小型・軽	ディーゼル車	0.35t	124	124	124	124
	HEV	0.35t		140	140	140
	PHEV	0.35t		144	143	142
	BEV	0.35t		159	154	149
	FCEV	0.35t		159	159	159

燃費（km/軽油換算L）		2020	2030	2040	2050
大型	ディーゼル車	4.2	4.2	4.4	4.4
	BEV		7.5	7.5	7.5
	FCEV		3.8	3.9	3.9
	LNG車		3.3	3.5	3.5
	水素エンジン車		2.5	2.6	2.6
普通	ディーゼル車	9.9	10.4	10.4	11.0
	HEV	10.8	11.2	11.2	11.8
	BEV		15.9	15.9	15.9
	FCEV		7.0	7.0	7.0
	水素エンジン車		4.3	4.5	4.5
小型・軽	ディーゼル車	15.6	15.6	15.6	15.6
	HEV		17.2	17.2	17.2
	PHEV(UF80%)		47.5	47.5	47.5
	BEV		85.2	85.2	85.2
	FCEV		40.7	40.7	40.7

