

McKinsey
& Company

日本の脱炭素化 - 2050年に向けた 展望

直ちに着手すべき理由



日本の脱炭素化 - 2050年に向けた展望

直ちに着手すべき理由

執筆者

桑原 祐

Detlev Mohr

Benjamin Sauer

山田 唯人

序文

2020年10月、日本の菅義偉前首相は、2050年までに温室効果ガス排出量ネットゼロを目指すというコミットメントを表明した¹。2021年4月、日本は2030年の排出削減目標を2013年度比で26%減とした従来目標から46%減へと上方修正した²。いずれも気候変動をめぐる対策に対する日本のコミットメントを確認し、その中長期目標を示す声明だが、一連の目標を達成する手段が明らかになるまでにはまだ多くの取り組みが残されている。

これを受け、政策立案者やビジネスリーダーによる計画策定に役立つ情報を提供するため、マッキンゼーでは、2030年および2050年の排出目標を達成するために要する社会的コストを最適化したシナリオの特定を試みた。

我々はまず、日本における温室効果ガスの大規模な排出源となっている主要経済部門を対象とする600種以上の排出削減イニシアチブを定義した。次に、複数の

イニシアチブを選択・組み合わせることにより、2030年および2050年の削減目標を達成するに至る多様な脱炭素化シナリオを構築した。考え得るシナリオは無数にあり、それぞれが多様なコストと経済的インパクトを伴っている。本レポートでは、マッキンゼーが特定したシナリオの中から、技術的に実現可能であり社会的コストが最も少ないシナリオの説明に加え、各シナリオに関連する戦略的な選択肢とその影響についても解説する。



岩谷 直幸
日本代表



桑原 祐
シニアパートナー



Detlev Mohr
シニアパートナー



山田 唯人
パートナー

¹ Suga vows to meet Japan's zero-emissions goal by 2050," 日経国際版 (Nikkei Asia), 2020年10月26日, asia.nikkei.com

² Osamu Tsukimori, "Japan pledges 46% greenhouse gas emissions cut by 2030," ジャパンタイムズ, 2021年4月22日, japantimes.co.jp

謝辞

本レポートは、マッキンゼー日本支社、ならびにグローバルおよびアジアにおける持続可能な業務慣行をめぐるリーダーシップのもとで実施した学際的リサーチの成果である。一連のリサーチは、当社シニアパートナーのデトレフ・モーア (Detlev Mohr)、桑原 祐、ラジャット・グプタ (Rajat Gupta)、岩谷 直幸が主導した。またプロジェクトチームには、山田 唯人とベンジャミン・ザウアー (Benjamin Sauer) の主導のもとで、Tae Ahn、Nafie Bakkali、Sumika Davidson、Alison Hightman、小西 啓為、Kritika Rastogi、Manuel Ross、柴田 陽子、Wei Xin、山崎 寧々、佐藤 愛季が参加した。

以下の各位には、貴重な時間と専門知識の提供を通じた寄与に対してプロジェクトチームから謝意を表したい:

Deston Barger、Lukasz Chmielnicki、Daniel Cramer、Nicolas Denis、Hauke Engel、福島 怜、Godart van Gendt、Marcin Hajlasz、Pragun Harjai、Harold Janin、Hannah Kitchel、George Kobulia、川西 剛史、Mekala Krishnan、Joh Hann Lee、Dominik Liegl、Lorenzo Moavero Milanesi、Jesse Noffsinger、Alexander Pfeiffer、Sebastian Reiter、Demian Roelofs、Eivind Samseth、佐藤 克宏、

Vivien Singer、Bram Smeets、Ken Somers、遠山 浩二、土谷 大、瓜生田 義貴、Steven Vercammen、Daan Walter、Maaike Witteveen、and Eliane Wolf.

目次

要旨	6
<hr/>	
1. 2050年までにネットゼロを達成	12
<hr/>	
2. 気候中立を目指す日本の道のり	26
<hr/>	
3. 各部門の深掘り分析	42
<hr/>	
4. 分野横断的なテーマ	87
<hr/>	
5. 日本の脱炭素化が持つ社会経済的意義	105
<hr/>	
6. 今後の道筋	115
<hr/>	
補足資料	121

要旨

現在、世界130を超える国々で、2050年に向けた温室効果ガス(GHG、以降、本稿内で用いる略語、単位等は巻末の用語集を参照頂きたい)の排出量ネットゼロ達成目標が設定、もしくは検討されている³。日本では、菅義偉前首相が、2020年10月に国会で行った初の所信表明演説でこの目標に向けた取り組みを宣言した⁴。

2021年4月、菅前首相は、日本の暫定目標として、2030年までに温室効果ガスの排出量を2013年度比で46%減にすると表明した⁵。これはパリ協定のもとで2030年までに排出量26%減、2050年までに80%減を目指した従来目標からの大幅な引き上げであり、欧州各国やカナダなど大規模な排出国がさらに意欲的な削減目標を掲げていることを踏まえ足並みを揃えたものである。

日本は、中国、米国、欧州連合、インド、ロシアに次ぐ世界第6位の大規模GHG排出国である⁶。2017年には二酸化炭素換算(MtCO₂e)で正味1,230メガトンを排出しており、以下の5部門が排出量の大半を占めている: 電力(37%)、産業(36%)、運輸(17%)、建築物(10%)、農業(4%)⁷。

将来のネットゼロを目指す上で、日本には多くの強みがある。ドイツや米国をはじめ他の工業大国と比べると、日本のエネルギー効率は全般的に高水準で、このためGDP生産1,000ドル当たりを要するエネルギー使用量も少ない。また大規模な鉄道インフラが、自動車に替わる実用的な移動手段となっている。さらに日本の建築物のライフサイクルは欧州各国と比較して大幅に短く、このため新築物件に対して比較的容易に環境配慮型の設備規制をかけられる。

一方で、日本特有の課題も存在する。日本の電力業界は他の先進国に比べ化石燃料への依存度が高く、このため脱炭素化が求められる部門にゼロカーボン電力を供給することが難しい。この化石燃料への高依存は、再生可能エネルギーをめぐるポテンシャルの低さに起因している。水深の深い沿岸部の海上に風力タービンを設置するのは難しく、また陸上でも開けた土地の乏しい山岳地帯が多いため陸上風力発電や太陽光発電の設備整備にも限界がある。

ネットゼロを目指すとした菅前首相の声明は世界的に評価されており、日本にとって、詳細な実行計画に基づき目標達成に向けた最善の手段を示す好機が訪れたといえる。そこでマッキンゼーは、技術および投資の観点から、最も実現性が高く省コストだと考えられる選択肢に基づき、日本の主要部門が脱炭素化を実現するためのシナリオを構築した。

日本向けコスト最適化シナリオの構築

日本がネットゼロ目標を達成するシナリオは多数存在する。その中でマッキンゼーは、政策立案者や企業意思決定者などの視点から、あらゆる投資に関する社会的割引率⁸を4%として「社会的にコスト最適化」できると考えられるシナリオをモデル化した。すべての部門を含むシステム全体、および2017年から2050年の時間軸全体のコストを最適化している。

マッキンゼーが描く脱炭素化へのシナリオは、現在の政策的、社会的、技術的条件のもとで生じる事象を予測するものではない。また日本国内の各企業や個人が抱え

るあらゆる個別の状況を網羅するものでもない。我々の意図は、政策立案者や経営幹部の計画立案に資する情報を提供し、政府が設定した削減目標は技術的に達成可能であること示すこと、および目標達成に必要な変革が持つ意味合いを検証することである。

コスト最適化へのシナリオ

2030年までにGHGの排出量を2013年度比46%減らすとした日本の目標を達成するには、およそ645MtCO₂eの削減が必要となる。しかしこの取り組みに要する技術がすでに成熟していることを踏まえると、今後10年間で平均-34ドル/トン(tCO₂e; 二酸化炭素換算トン、以下同様)の限界削減費用での達成が期待できる。部門別では、建築物部門が最も早期に脱炭素化を実現し、これに電力、産業、運輸、農業が続くことが予測される(図表A)。

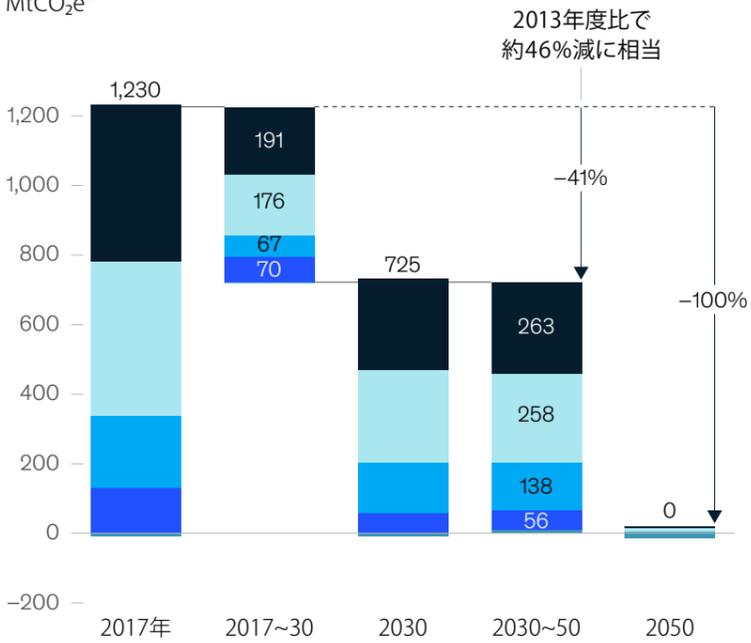
一方で、今以上に可用性やコスト効率に優れた脱炭素化ソリューションが導入された場合には、より高価な技術を用いて残留排出量を削減する必要に迫られるだろう。部門別にみると、産業部門では、二酸化炭素の回収・有効利用・貯留(CCUS)を実行するか、中・高温熱の製造プロセスで水素を使用する必要がある。

産業部門やその他の部門に求められるこうした複雑な変革に起因して、2050年までに全部門合計の平均限界削減費用36ドル/トンまで上昇する。これに対し運輸部門では、グリーンエネルギーへの移行の成果として限界削減費用の低減が期待できる。

図表A

日本の脱炭素化経路 – 建築物と電力部門がいち早く達成

日本の総排出量¹ MtCO₂e²



¹土地利用、土地利用変化及び林業部門(LULUCF)、または土地利用と森林からのCO₂隔離を含む
²百万二酸化炭素換算トン
資料: 経済産業省、マッキンゼー分析

2017年度比の削減率 %

	2030年	2050年
電力	-42	-99
産業	-40	-96
運輸	-32	-97
建築物	-55	-98
農業 ¹	18	-95

ネットゼロ達成までに日本が直面する取り組みの規模は、各部門に求められる以下のような対策から想定できる:

- **電力:** この部門では、石炭火力発電所をコンバインドサイクルガスタービン(CCGT)に置き換え、原子力発電所を再稼働し、太陽光および風力の発電容量を2050年までに現在の3倍となる275GWまで拡大することで脱炭素化を達成できる(図表B)。日本が再生可能エネルギーによる発電容量の限界に達した後にグリーン電力を供給するためには、電力部門が水素やアンモニアといった代替燃料の使用を開始し、火力発電所にはCCUSを導入する必要がある。
- **産業:** 高温熱の製造プロセスと炭素集

約型の原材料を必要とすることから、依然として脱炭素化が難しい部門である。しかし需要の削減、石油に代わりガスを使用する産業用ボイラーの導入、さらに低温熱プロセスにおけるヒートポンプの活用により脱炭素化を達成することが可能である。また中～高温熱の製造プロセスについては水素への切り替えとCCUSの導入が必要になる。

- **運輸:** 2030年までに公道を走る自動車の30%に加え、新たに販売する自動車・トラック・バスの90%をバッテリー電気自動車(BEV)にする必要があり、この割合は2050年に向けて増加していく。今後、長距離トラックとバスは水素燃料電池自動車(FCEV)に置き換えられ、飛行機と船ではバイオ燃料や合

成燃料を使用する必要がある。

- **建築物:** 建築物の断熱性を改善し、化石燃料ボイラーを電気ヒートポンプに置き換えることで、排出量の大半を削減することが可能になる。また一部の建築物には、水素ボイラーを設置することにより日本に必要な水素サプライチェーンを強化する役割が求められる。
- **農業:** 達成できる排出削減は目標の半分程度にとどまる可能性がある。これは、排出量の大半が畜産から生じるもので、肉の消費抑制といった効果の上がりにくい行動変容なしには排出量を削減しにくいからである。しかし作物生産から生じる排出量を抑え、農機具を電化することで一定の成果を上げることができる。

³ ネットゼロ連合、国連気候変動対策、2021年6月、www.un.org

⁴ 「第203回国会における菅内閣総理大臣所信表明演説」、首相官邸、2020年10月26日、www.kantei.go.jp

⁵ 「菅総理大臣の米国主催気候サミットへの出席について」、外務省、2021年4月22日、www.mofa.go.jp

⁶ Net zero coalition ウェブページ、2021年

⁷ 部門比は四捨五入しており合算は100%にならない

⁸ 社会的割引率(SDR)は、将来の特定時点で生じるコストとメリットを現在価値化するために用いる交換比率である。気候変動政策を策定する際、将来の気候変動の影響抑制のために今日の社会がどの程度投資すべきかを判断するうえで重要な要素となる

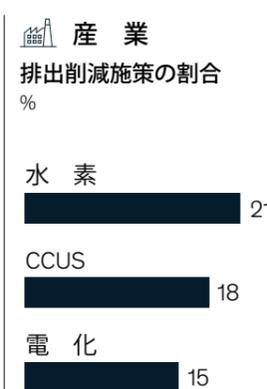
図表B

ネットゼロ達成には、各部門で劇的な変革が必要

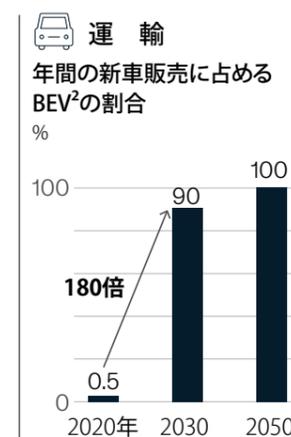
部門別、主な取り組み



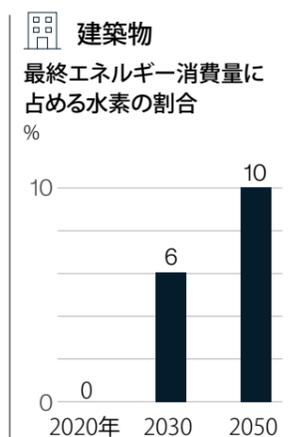
コストが低減し、立地制約を克服することにより、2030~50年で3倍に増加



水素およびCCUS³は、特に高温熱源を必要とするサブ部門(鉄鋼、セメント、化学など)で極めて重要



他の施策と比較して、相対的なコスト競争力の高さにより、2030年までに大幅に拡大

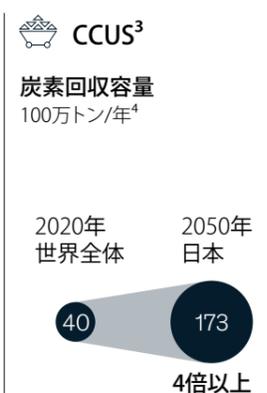


安価なゼロカーボン電力の供給が限定的であるため、水素が必要

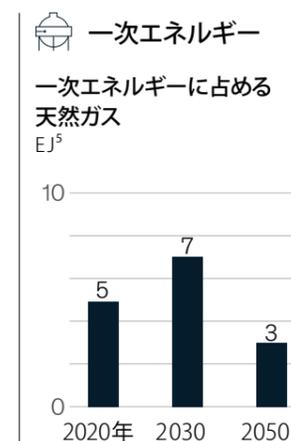
テーマ別、主なポイント



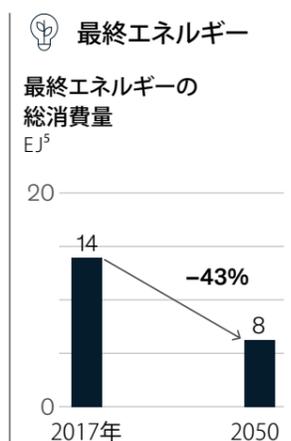
太陽光・風力には制約があるため、水素発電の実現・拡大が必要



CCUS³はCO₂貯留地および技術が確立されていないが極めて重要



天然ガスはネットゼロへの移行期および移行後の両方で必要



建築物の断熱性能および電化効率の向上、人口減少により低減

¹ ギガワット
² バッテリー電気自動車
³ CO₂回収・有効利用・貯留
⁴ 1トン=2,205 ポンド
⁵ エクサジュール
資料: 経済産業省、マッキンゼー分析

以上を踏まえると日本では、2050年までに年間2,200万トンの水素が必要になる。しかし現在の水素生産量は200万トン未満にすぎない。さらにCCUS技術の活用では2050年までに1億7,300万トンの二酸化炭素回収が必要になるが、これは現時点における世界の総炭素回収量の4倍以上にあたる規模である。この水準を達成するため、日本は、水素サプライチェーンを確立すると同時に、CCUS技術に予算を投じ、現時点では未整備の広大な炭素貯留場ネットワークを構築せねばならない。

移行をめぐる資金調達

マッキンゼーが構築したコスト最適化シナリオでは、ネットゼロの達成に向け、2050年までに総計10兆ドル(年間3,300億ドル)の投資が必要になる。このうち8兆ドルは、既存の技術に対して予定されていた投資額を転用することで賄える。これに更に2兆ドル(年間平均700億ドル;日本のGDPの1~2%程度)を投資して、高コストな脱炭素技術やインフラ整備(送電網の拡張、

BEV充電ステーション、水素およびアンモニアのパイプラインの整備など)に要する正味コストをカバーする必要がある。政府は、移行に要する資金調達を支援するにあたり、補助金の交付、炭素税の導入(税金を省エネ投資の補助に還元)、特別投資、民間部門からの資金調達など様々な施策を通じてアプローチできる。

即時的な取り組み

2050年までにカーボンニュートラルを達成するには、日本の政策立案者、規制当局、企業、さらに個人が一体となって取り組み、以下のような活動を通して基礎固めを行う必要がある:

- 1. 脱炭素に向けた4つの方策の展開:** 今、日本に必要なのは、BEVの導入促進、建築物のエネルギー効率改善、発電構成の変更、送配電網の強化といった取り組みにただちに着手することである(図表C)。BEVへの移行を例にとれば、ここでは日本政府が意欲的な目標を設定し、インセンティブ

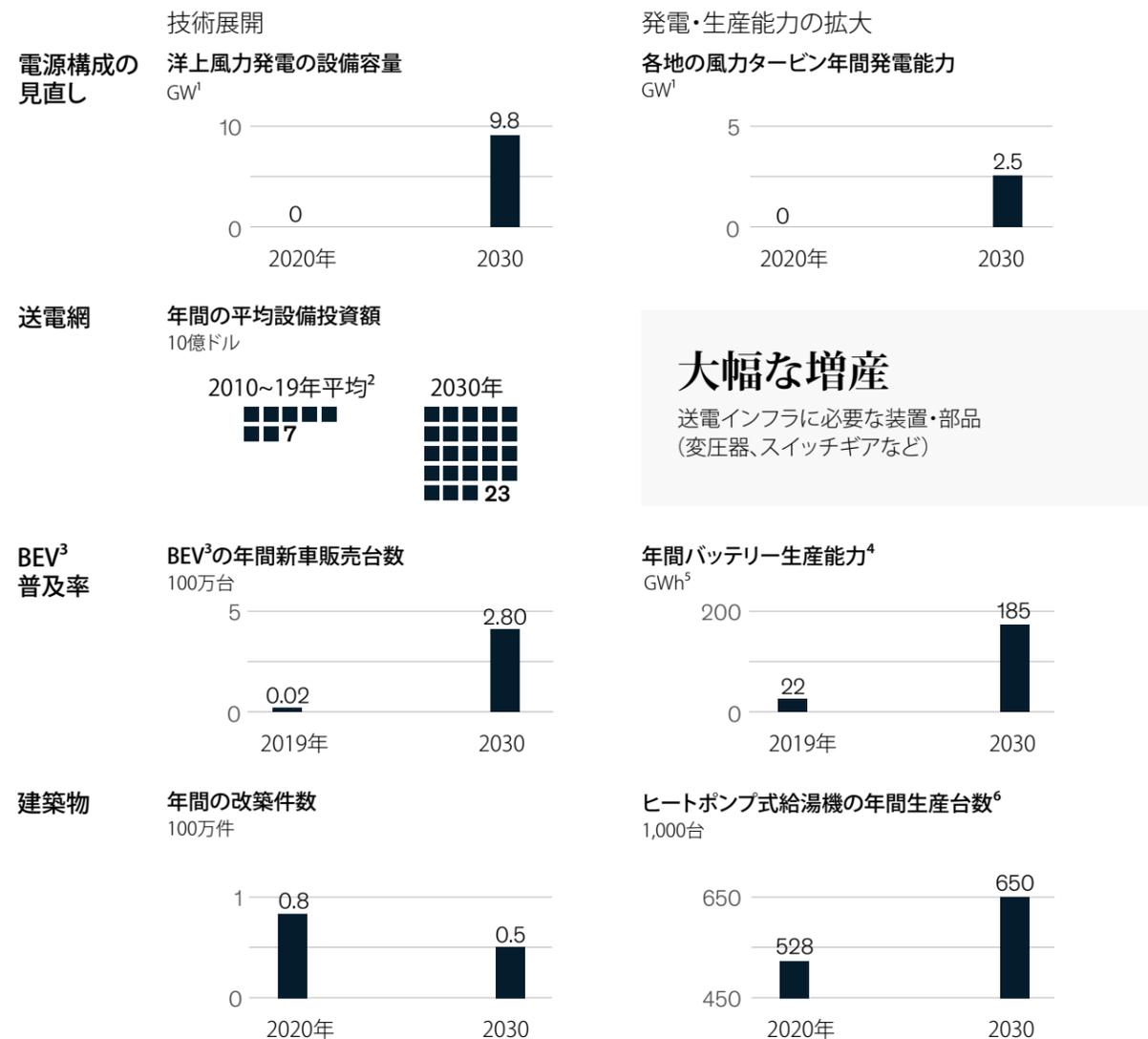
を整備すると同時に、メーカー側でもバッテリーをめぐる新たな需要を満たすために生産体制をシフトする必要がある。発電構成に再生可能エネルギーを組み込むには、石炭の段階的な廃止計画を作成し、これに対応するインセンティブも整備しておかねばならない。また送配電網の拡充には、日本の年間投資額を、現在の3倍規模の230億ドルまで増やす必要がある。

- 2. 戦略的な選択:** 削減費用を低水準に抑えるため、政策立案者は、電力構成に占める再生可能エネルギーと原子力の割合に加え、必要な電力を発電する手段についても決定を下す必要がある。具体的には、電力構成に占める再生可能エネルギーの割合を高めるため、洋上風力および太陽光発電の規模拡大に向けた法令を成立させることも考えられる。しかしこの施策を実行すれば、漁業権や土地利



図表C

2030年の目標を達成するには、テクノロジーとインフラの展開を加速する必要がある



¹ギガワット
²送電、変電、配電に対する総設備投資額の年平均値、日本の電力10社およびJ-Powerによる報告(2010~19年)
³バッテリー式電気自動車
⁴2030年時点で新BEV1台当たり80kWhのバッテリー容量を想定。国内でのあらゆるバッテリーの生産を想定
⁵ギガワット時
⁶住宅用および商業用の両方を含む。2020年の数値は一般社団法人日本冷凍空調工業会の国内出荷データによる
 資料: 経済産業省、マッキンゼー分析



用をめぐる複雑な問題に直面することになる。

3. **長期的視点での技術開発:** CCUSと水素をめぐるインフラについて日本はゼロからの取り組みとなるため、ただちに開発に着手する必要がある。取り組みの基礎を固めるため、日本政府は、炭素貯留用地に関するリサーチを経て適した候補地を選択し、長期的な視野に立った資金調達インフラの整備と技術開発を促進し、民間の投資に対して税額控除や排出権取

引といったインセンティブを用意しておくべきである。また民間企業の側でも、コンソーシアムを創設して政府と協力し、海外の資源開発に対する投資によりブルーとグリーンの水素やアンモニアの生産量を拡大していかねばならない⁹。

4. **業界の競争力を維持:** さらに日本は、その経済活動の重心を、エネルギー需要が低く付加価値が高い産業やプロセスにシフトさせるべきである。たとえば、水素とゼロエミッション電力

のコストが低い国から粗鋼を輸入し、日本国内で特殊鋼を完成させることもできる。

さらに環境に配慮した未来へ

日本の脱炭素化には、莫大な投資に加え、貿易環境の再構成や重点産業をめぐる根本概念の見直しも必要になる。しかしこうした取り組みを迅速に展開すれば、日本はグリーンテクノロジーにおけるグローバルリーダーとなり、同時に気候変動対策の一翼を担うことができる。

⁹「グリーン」の水素は、ゼロエミッション電力を用いた水の電気分解により生成し、そのコストは主に電解槽の資本コストとゼロエミッション電力の運用コストによって決まる。「ブルー」の水素は、CCUSによりCO₂排出量を軽減しながらSMRを用いて天然ガスから生成する

1. 2050年までにネットゼロを達成



1.1 気候中立を目指して

過去数年間に、持続可能性をめぐる日本国内の政治的議論が、一段と切迫感を増している。総裁選後まもなく、菅前首相は、日本が2050年までに温室効果ガス(GHG)の排出量ネットゼロを目指すことを宣言した¹⁰。さらにその一ヵ月後には、参議院で気候非常事態宣言が可決された¹¹。

続く2020年12月に日本政府はグリーン成長戦略を発表し、この中で、2050年までにカーボンニュートラルを達成するために策定した政策のあらましを示した。グリーン成長戦略は、環境保護をめぐる取り組みにとどまらず、グリーンエネルギーへの移行を利用して日本経済の成長を促すことを目的としている。この戦略では、関連する予算、税制、規制、製品基準の創設・策定に向け、14の重要分野と広範な活動計画を定めている。

2021年4月、菅前首相は、暫定目標として2030年までに2013年度比で排出量を46%減とすることを表明したが、これは2013年度水準の半減を目指す意欲的な目標である¹²。また、日本政府が2015年に気候変動との闘いに向けた世界的な取り組みの一環として、パリ協定に署名した際に設定した従来目標(2030年までに排出量26%減、2050年までに80%減)からの大幅な引き上げともなった。これを受け経済産業省(METI)は、関連省庁と連携しながら、グリーン成長戦略の実行を通して高水準の削減目標を達成する役割を担うことになった。

経緯

日本は長らく、国内のエネルギー需要を満たす際に化石燃料の輸入に依存してきた。しかし、1960年代以降にGDPの成長に伴って二酸化炭素の排出量が増大し、1973年の石油危機後には、各省庁がエネルギー効率の向上とエネルギー供給源の

多様化に向けた対策を講じはじめた。これを受け1985年までにはエネルギー効率が30%向上し、51ペタジュール(PJ)のエネルギー生産でGDP1兆円(9,000億ドル)を創出できるようになった(1973年は73PJ)¹³。また同時期に、日本のエネルギー構成に占める化石燃料の割合も92%から75%に減少した。

しかし1980年代半ばのバブル経済時代を迎えると、日本の産業、建築物、運輸の各部門でエネルギーの使用量が拡大し、その結果、生産効率の継続的な向上にもかかわらず、国民1人当たりの二酸化炭素排出量が増加することとなった¹⁴。1997年の京都議定書に署名する際に、日本は、2012年までに二酸化炭素の排出量を1990年度比で6%減とする決意を表明した。この目標を達成するため、日本政府は「クールビズ」をはじめさまざまなキャンペーンを展開し、エネルギー保全の重要性をめぐる国民の意識向上に努めた¹⁵。しかし最終的に日本は目標を1.4%下回る成果しか達成できず、その差異を埋めるため炭素クレジットの購入に1,600億円(1億4,000万ドル)を費やすこととなった¹⁶。

その後、日本のエネルギー政策は急速に進化した。2011年、チェルノブイリ以来の大規模原子力災害となった福島原発事故が発生するまで、日本政府は、発電における原子力エネルギーのシェア拡大に積極的に取り組んでいた。しかし福島の事故を受け、2014年4月に日本政府は第4次戦略的エネルギー計画(SEP)を閣議決定しエネルギー安全保障、経済効率、環境の持続可能性と並び、安全性をエネルギー政策の最優先事項に据えた。

こうして新たなガイダンスのもと、日本は原発への依存度を減らしながらエネルギー効率を改善し、再生可能エネルギーの導入を目指すこととなった。また同時に、原子力発電所の暫定的な運転停止を受けて

化石燃料への依存度が高まり、これが排出量の増加につながった。しかしその後、原子力発電所の段階的な再稼働、再生可能エネルギーの普及、エネルギー効率の改善などにより、化石燃料の使用量とGHGの排出量は、再び2009年の水準まで減少した。

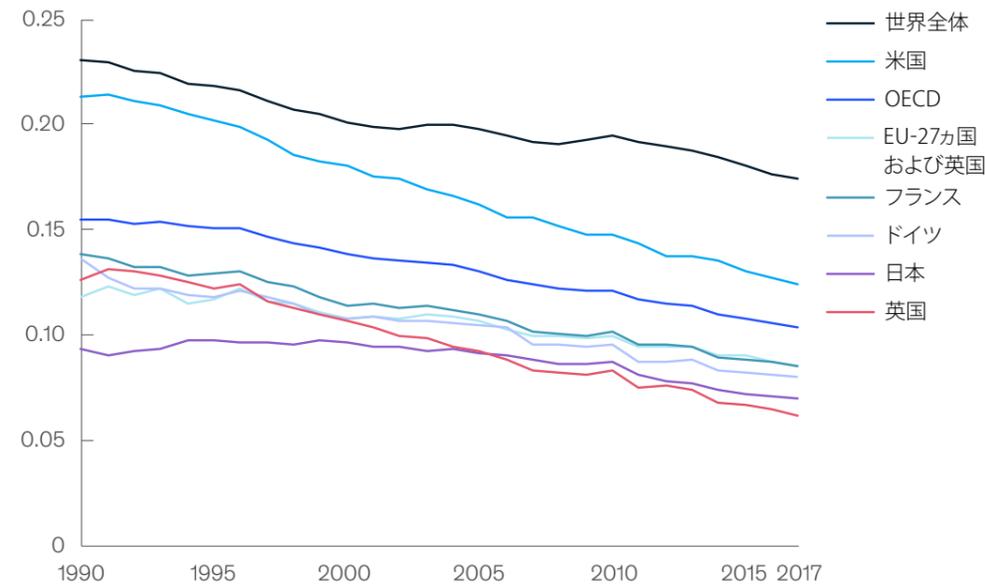
2018年に策定した第5次エネルギー基本計画で、日本政府は、多様なエネルギー源ポートフォリオの構築を通して、さまざまな燃料の長所と短所のバランスを取りながらエネルギー効率の最大化とコスト削減を目指す戦略を提唱した。またこの戦略では、水素や二酸化炭素回収・有効利用・貯留(CCUS)などの技術が、グリーンエネルギーへの移行を目指す日本の取り組みにおいて重要な役割を果たすことがあらためて確認された。さらに、人工知能やビッグデータなど高度なデジタル技術も、日本のエネルギーシステムの柔軟性とレジリエンスの向上に寄与することが期待される。

図表 1

日本の対GDPエネルギー消費量は多くの主要先進国を下回っている

実質GDP当たりの一次エネルギー消費量

1,000ドル当たりの石油換算トン、為替レートは2010年基準



資料: 国際エネルギー機関(IEA) 世界のエネルギー消費量推移 2019年; 世界銀行 世界開発指標 2019年

1.2 脱炭素化をめぐる日本の強みと課題

ネットゼロの達成に向けて日本が有効活用できる強みは数多い。一方で、活用方法を間違えば取り組みの進捗を妨げかねない日本固有の課題も存在する。

強み

米国やドイツをはじめ他の産業大国と比べると、一定のGDP生産にかかる日本のエネルギー消費量は比較的少なく(図表1)、産業における総合的なエネルギー効率と生産効率で高水準を維持していることが分

かる。例を挙げると、日本の原油精製1トン当たり使用エネルギーは2.1GJだが、これは米国(2.7GJ/トン)やドイツ(3.0GJ/トン)のエネルギー効率を上回る¹⁷。また運輸部門に目を向けると、日本の広範な鉄道インフラは、自動車の使用を減らす上で大きなアドバンテージとなる。日本人は、鉄道を使って年間平均198回旅行しているが¹⁸、これに対しドイツは35回¹⁹、フランスは28回²⁰、英国は26回にとどまる²¹。

日本の住宅の寿命はおよそ30年²²で、欧州各国の70-100年²³と比較して大幅に短い。建築物ストックの回転率の高さにより、

日本は住宅の建設環境に関連する効率を他の国々より早期に改善できる。さらに、日本の建築物は耐震基準の更新に伴って頻繁にアップグレードされており、こうした機会を利用して、断熱構造の強化や持続可能性に優れた暖房・調理設備の整備などを行いやすい。また都市部のオフィスビルや住宅の大半をわずか数社の大手不動産企業が所有しており、こうした企業が連携しながらネットゼロ達成を目指す取り組みを展開している²⁴。

¹⁰ 菅義偉、「第203回国会における菅内閣総理大臣所信表明演説」、首相官邸、2020年10月26日、www.kantei.go.jp

¹¹ 「気候非常事態宣言決議」、日本国国会参議院本会議、2020年11月20日、https://www.sangiin.go.jp

¹² 「菅総理大臣の米国主催気候サミットへの出席について」、外務省、2021年4月22日、www.mofa.go.jp

¹³ 「令和元年度エネルギーに関する年次報告(エネルギー白書2020)」、経済産業省資源エネルギー庁、www.enecho.meti.go.jp/

¹⁴ ibid.

¹⁵ 京都議定書第二約束期間の目標、林野庁、www.rinya.maff.go.jp

¹⁶ 「京都議定書目標達成計画の進捗状況」、環境省、2014年7月1日、www.env.go.jp

¹⁷ 「世界のエネルギー収支報告書」2020年7月、IEA(国際エネルギー機関)、www.iea.org

¹⁸ 国土交通省、[日付]、www.mlit.go.jp

¹⁹ 「旅客輸送」、ドイツ連邦統計局、2021年5月1日、www.destatis.de

²⁰ 「データ主導の規制に向けて」(原文:フランス語:Observatoire des Transports)、Autorité de Régulation des Transports(フランス)、2019年、www.autorite-transport.fr

²¹ 「統計データセット、鉄道の利用状況、インフラとパフォーマンス(RA101)」、英国政府、2020年12月17日更新、gov.uk

²² Nate Berg, "Raze, rebuild, repeat: why Japan knocks down its houses after 30 years," ザ・ガーディアン、2017年11月16日、theguardian.com

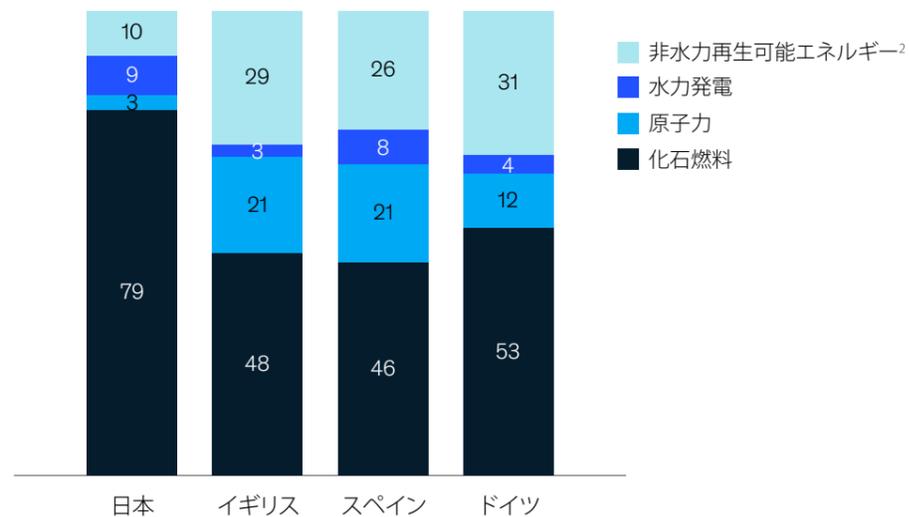
²³ What is the lifespan of a house? スイス・ライフグループ、2017年5月8日、www.swisslife.com

²⁴ 「不動産における脱炭素社会実現に向けた長期ビジョン」、不動産協会、日本ビルディング協会連合会、2021年4月、www.jboma.or.jp

図表 2

日本の電力システムは、再生可能エネルギーの割合は低く、化石燃料への依存度が高い

2017年の発電構成
%、集計単位はTWh¹



¹兆ワット時
²太陽光、風力、バイオマス、地熱を含む
資料: Enerdata

課題

ネットゼロを実現するまでに、日本は、この国に固有のものも含め数多くのハードルを越えていかねばならない。

電力

他の先進国と比較すると、日本の電力部門は化石燃料への依存度が高い(図表2)。脱炭素化した電力は、他部門において電化を通じた脱炭素化の取り組みの基盤となることから、電力部門が脱炭素化を実現しない限り、日本経済全体の脱炭素化も実現しにくい。しかし、日本における再生可能エネルギーの導入にはいくつかの課題が存在する。具体的には、地理的な制約と沿岸の土地所有権をめぐる規制の欠如により太陽光や風力発電の施設整備が困難になっていること、送配電網が地域別に分離されているため送電線の容量に制約があること、さらに再生可能エネルギーの開発企業に大きな負担がかかることなどが挙げられる。また、原子力発電所の再稼働をめぐる先行きなど全般的なエネルギー政策に関する不確実性ゆえに、

投資家も再生可能エネルギープロジェクトに対する出資について意思決定するのが難しくなっている。

産業

日本の産業部門は、低コストのゼロ・エミッション電力の活用が難しい状況がある。長期的にみると、国産の水素への依存は、日本の重工業部門にとって、すでに脱炭素化を果たした諸外国に比べコスト増と競争力の低下につながるリスクが高い。

運輸

人口密度の高い日本の都市部では、電気自動車(BEV)の充電ステーションを設置するスペースの確保が課題となる。また、BEV充電の利用を見込んだ電力負荷に対応するためには、配電網の拡充も必要になる。

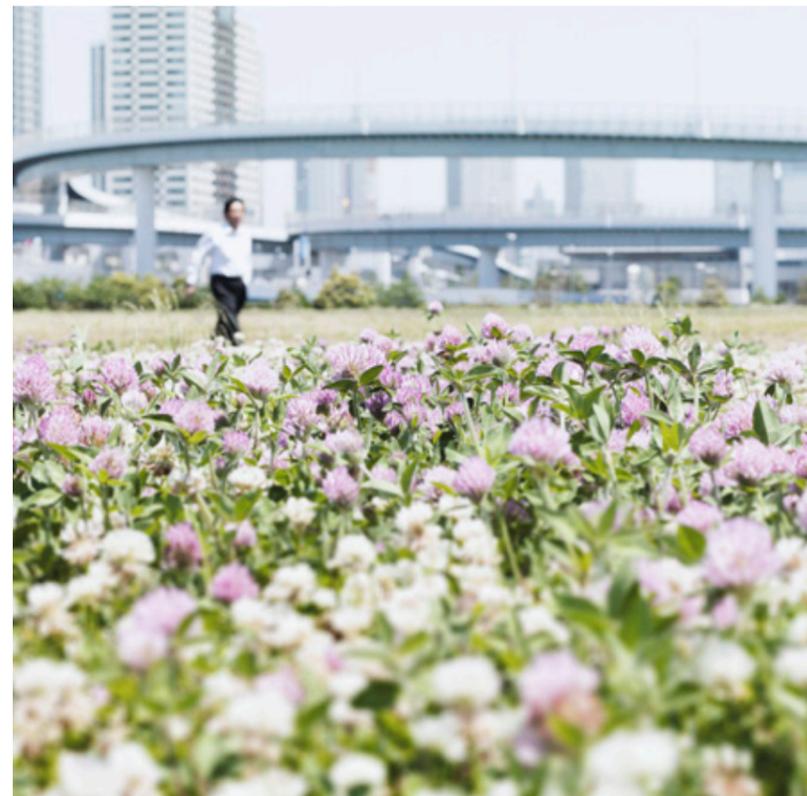
建築物

日本では、都市部のオフィスビルの相当数を大手企業が所有する一方、全国規模で見ると、建築物や住宅の大半を小規模の不動産会社や個人が所有している。こう

した小規模所有者に断熱設備の強化や持続可能な暖房・調理ソリューションの導入を促す場合には、インセンティブや規制が不可欠となる。しかし現在、日本の省エネガイドラインは床面積300平方メートルを超える商業ビルのみを対象としている²⁵。またこうしたガイドラインが定める基準も、気候条件が日本と似たドイツなど他国よりも低水準である。

農業

農業排出量の削減は難しい課題であり、その理由として、排出量の大半が動物や土地など自然過程に由来することが挙げられる。しかし一方で、排出量の削減に最も大きく貢献できるのは、排出量の多い牛肉や乳製品の消費を抑える消費者の取り組みである。とはいえこうした行動変容は、奨励や強制が難しく、信頼性のある予測も立てにくい。



脱炭素化をめぐる経営幹部の姿勢

脱炭素化をめぐる日本企業の見解を知るため、マッキンゼーは、約60社の経営幹部を対象にダブル・ブラインド・テストを実施した。産業別では、電力、自動車、鉄鋼、航空、建築物を含む主要14部門を調査対象とした。対象企業はいずれも各業界のリーダーであり、時価総額も各部門の上位10位に位置している。

本調査では脱炭素化に関する以下の5テーマに焦点を当てた: 現在の企業戦略、将来の戦略、課題、機会、ゲームチェンジャーまたは成功要因。

主な調査所見:

調査を通して、対象としたすべての業界で、経営幹部が脱炭素化の重要性を理解していることが明らかになった。また経営幹部の75%は、自社には長期的な脱炭素戦略があると回答しており、特に自動車、鉄鋼、航空、海運業界では、その割合が100%に達した。一方、各業界が直面する課題も明らかになり、2050年までにネットゼロを達成する目標の困難度を問う質問では、経営幹部の約70%が非常に高い、または高いと回答したのに対し、非常に低い、または低いと回答した企業は10%に過ぎなかった(図表3)。

業界別では、特に電力、化学、鉄鋼の経営幹部が、ネットゼロ目標とその達成スケジュールは「非常に困難である」と考えていた。また、取り組みのボトルネックを解消するため、持続可能な化学製品をめぐる需要を拡大する、再生可能エネルギーの施設建設を促進するため土地利用をめぐる予算を増やすといった政府の介入を求める意見も散見された。

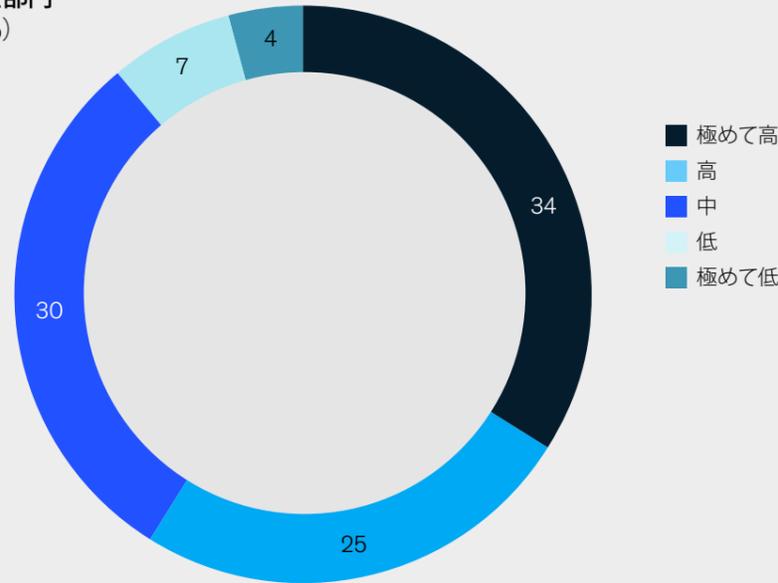
さらに最大の懸念として挙げられたのが、コスト基盤の増大と排出量ゼロを実現するために要する技術をめぐる成熟度の欠如であった(図表4)。コスト増大を懸念する意見は、鉄鋼と自動車部門の経営幹部に

²⁵ 国土交通省、www.mlit.go.jp

図表 3

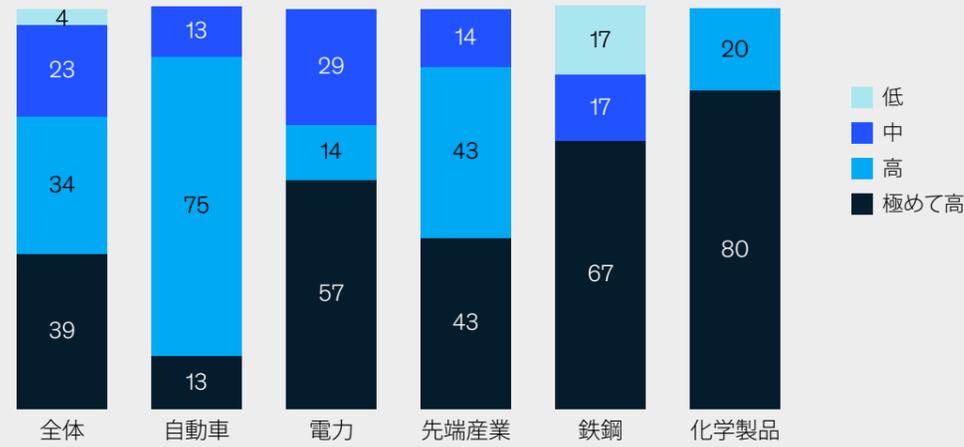
2050年までのネットゼロ達成の難易度の受け止めは全体に高いが、その程度は部門により異なる

自社組織における難易度、全部門¹
回答者全体に占める割合(%)



¹質問: 自社組織におけるネットゼロ達成の難易度は?
資料: マッキンゼー 日本支社 脱炭素化アンケート、2021年

部門別難易度¹
回答者²に占める割合、%



回答者数: 全体 56, 自動車 8, 電力 7, 先端産業 7, 鉄鋼 6, 化学製品 5

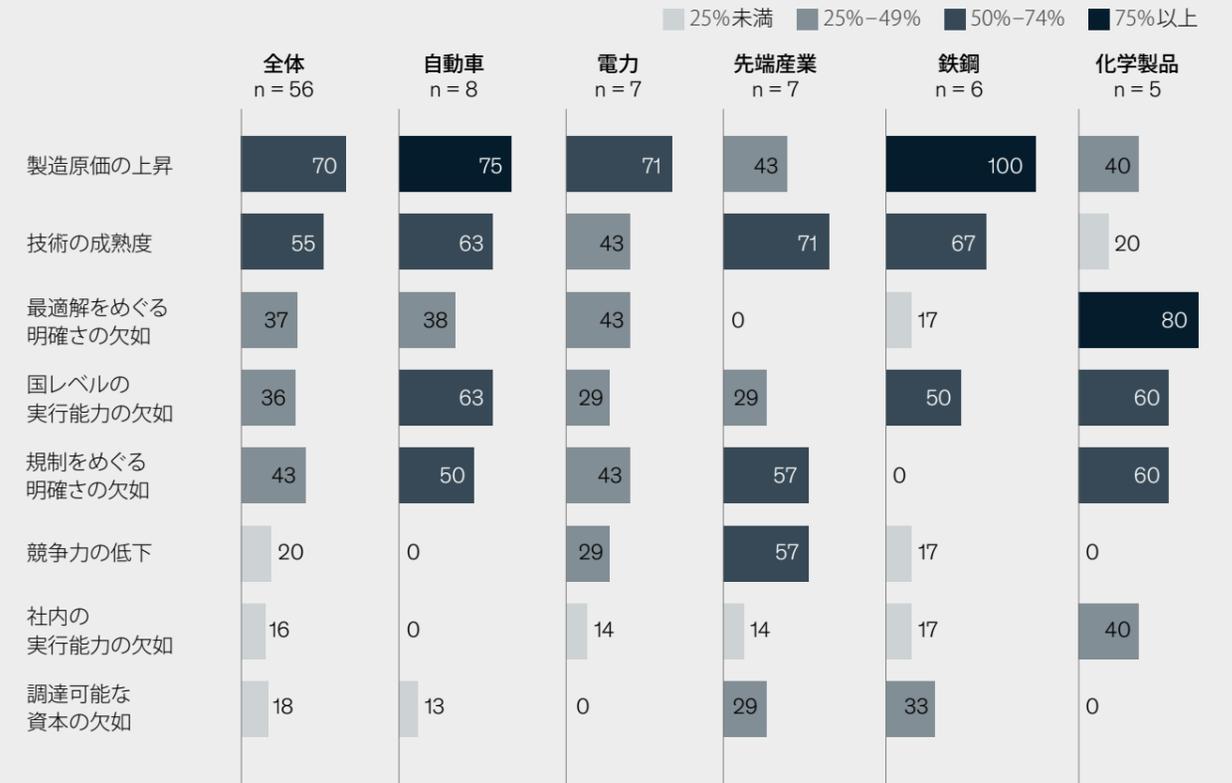
注: 端数は四捨五入のため必ずしも合計が100にならない
¹質問: 自社組織におけるネットゼロ達成の難易度は?
²5人以上が回答した部門のみを表示
資料: マッキンゼー 日本支社 脱炭素化アンケート、2021年

図表 4

ネットゼロ達成について把握している課題と施策

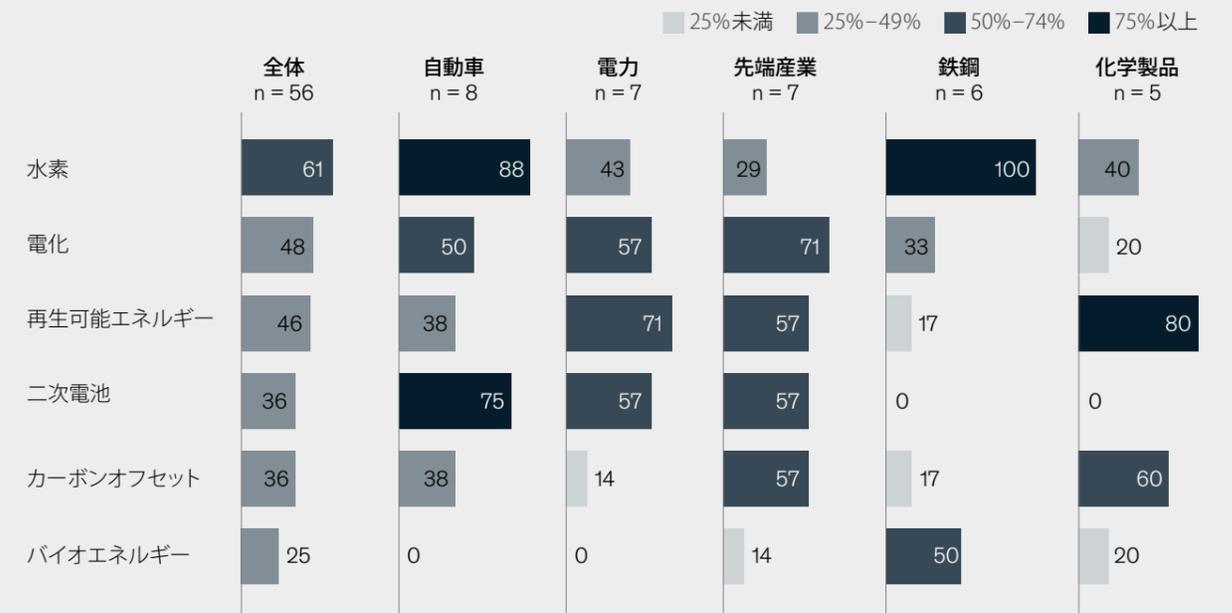
部門別、主な取り組み

上位3つの課題として選択した各部門の回答者の割合



¹質問: 脱炭素化の取り組みにおいて、長期的な視点から自社部門が直面している上位3課題は?
資料: マッキンゼー 日本支社 脱炭素化アンケート、2021年

電化、水素、再生可能エネルギーを最も有望な施策として認識
上位3つの重要な施策として選択した各部門の回答者の割合



¹質問: 脱炭素化の取り組みで、長期的な視点から自社の部門に最も重要だと思う上位3つの施策は?
資料: マッキンゼー 日本支社 脱炭素化アンケート、2021年

特に目立った。これについて鉄鋼部門のある専門家は、最終的には国内の鉄鋼生産は高付加価値の特殊製品に注力し、その他の生産プロセスについては脱炭素化エネルギーのコストが安い海外にアウトソーシングする必要に迫られるだろうと予測している。

各業界の幹部が特に懸念しているのが、未熟なテクノロジーの問題である。自動車、電力、鉄鋼といった業界は、排出削減目標を達成するために水素に依存する可能

性が高いが、必要な水素を製造・輸入・輸送するためのインフラは未だ整備されていない。

これに対し、化学製品の製造など一部部門の経営幹部が特に懸念するのは、脱炭素化に関する技術ソリューションをめぐる先行き不透明感ゆえ、多様な技術オプションに対して多額の投資をせざるを得ず、結果として財務上の負担増加にもつながる点である。

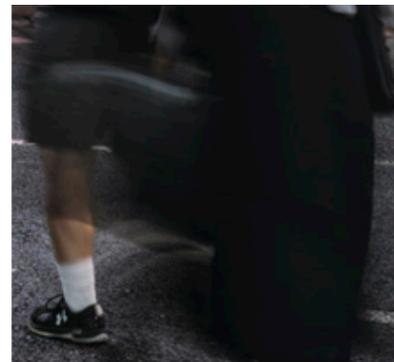
経営幹部の多くは、脱炭素化に役立つ主要ソリューションとして電化、水素、再生可能エネルギーを挙げている(図表4)。先端産業部門のある専門家は、脱炭素化した電力が容易に利用できる環境さえ整えば、自社業界の全エネルギー需要を電化し、ほぼ完全な脱炭素化を達成できると回答している。また、自動車と鉄鋼部門では、水素が脱炭素化の最も重要なソリューションとして挙げられたのに対し、化学製品と電力部門の経営幹部は再生可能エネルギーをより重視している。

1.3 現在の状況

2017年、日本は1,230MtCO₂eの二酸化炭素を排出したが、そのうち58MtCO₂eは空気中の二酸化炭素を回収・除去する「負の排出」であった(図表5)。二酸化炭素の大半は以下の5部門から排出されている: 産業、電力、運輸、建築物、農業。また図表6に示すように、最大の排出源は電力部門(37%)で、これに産業(36%)と運輸(17%)が続く恰好となっている(国際輸送を除く)。

2010年から2019年にかけて、日本のエネルギー総需要は16%減少したが、その一部に寄与したのが、全部門におけるエネルギー効率の向上であった。さらに別の寄与要因として、福島原発事故後に、大規模な熱損失を生む原子力エネルギーから変換効率に優れた熱源への入れ替えが行われたことも挙げられる²⁶。日本の排出量は2013年から着実に減少しているものの、2030年または2050年に設定した削減目標を達成するにはまだ不十分である。

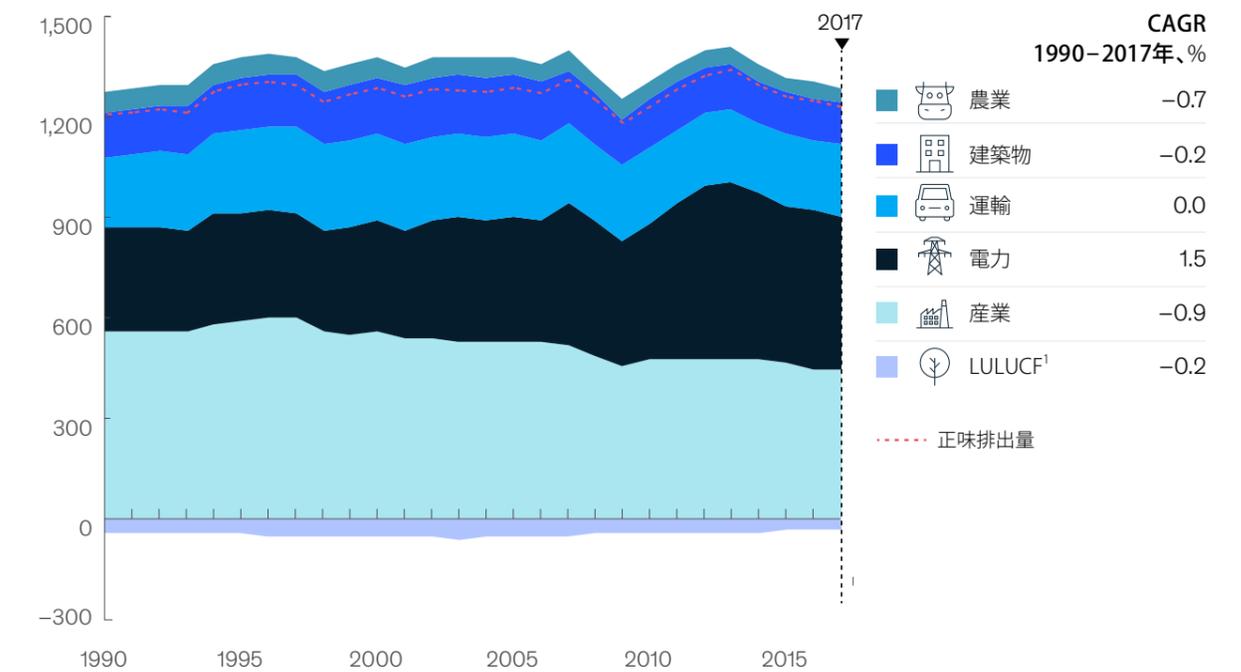
図表7に示すように、2017年に日本の主要エネルギー需要を満たしたエネルギー源の割合は: 石油(39%)、石炭(25%)、天然ガス(23%)、バイオマスおよび再生可能エネルギー源(12%)となっており、エネルギー使用量は部門により幅が見られる。また部門別のエネルギー源では、産業と運輸が石油を、建築物は大半がガスと一部石油を、電力部門は化石燃料、原子力エネルギー、再生可能エネルギーを組み合わせて使用している。



図表 5

温室効果ガスの総排出量は過去30年間ほぼ横ばいで推移している

排出量の推移、MtCO₂e



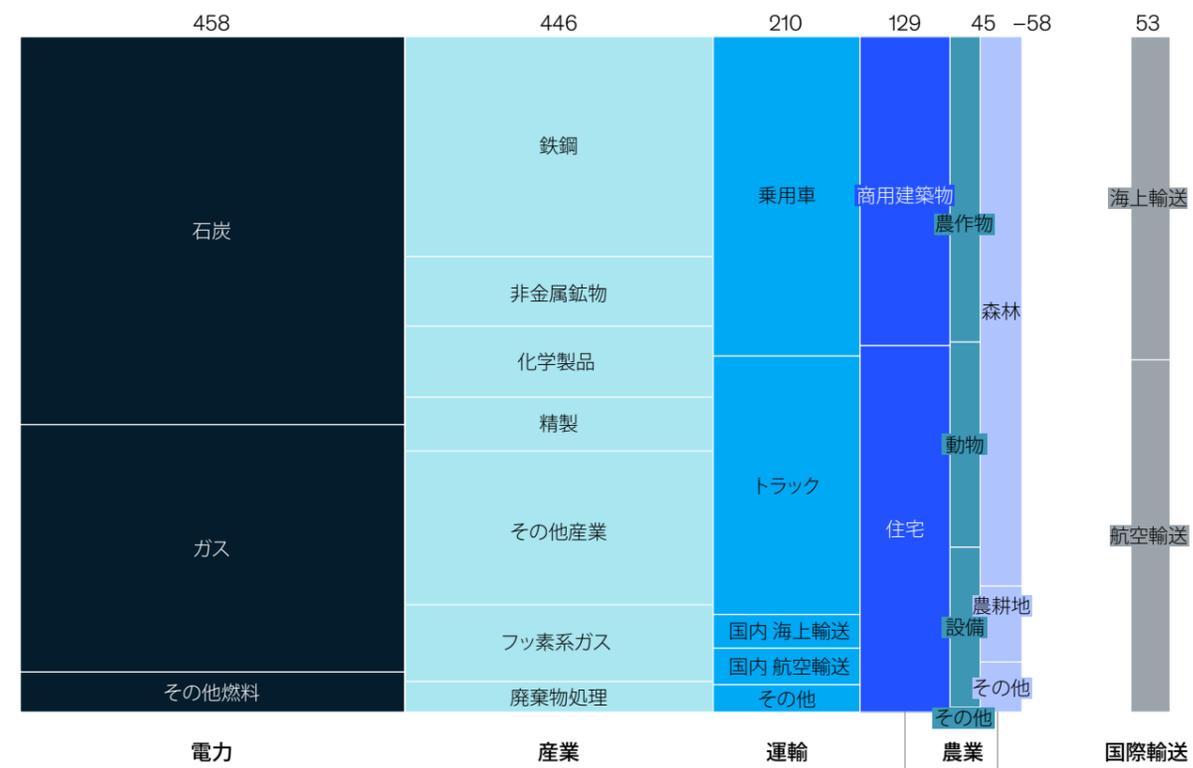
¹土地利用、土地利用変化および林業。
資料: 国連気候変動枠組条約 2020年 国家インベントリ報告書

²⁶「Japan 2021: エネルギー政策に関する国別審査報告書」、IEA(国際エネルギー機関)、2021年3月、www.iea.org

図表 6

電力と産業部門が、日本の温室効果ガス総排出量の70%以上を占めている

2017年 産業サブ部門別 日本の温室効果ガス排出量、MtCO₂e¹

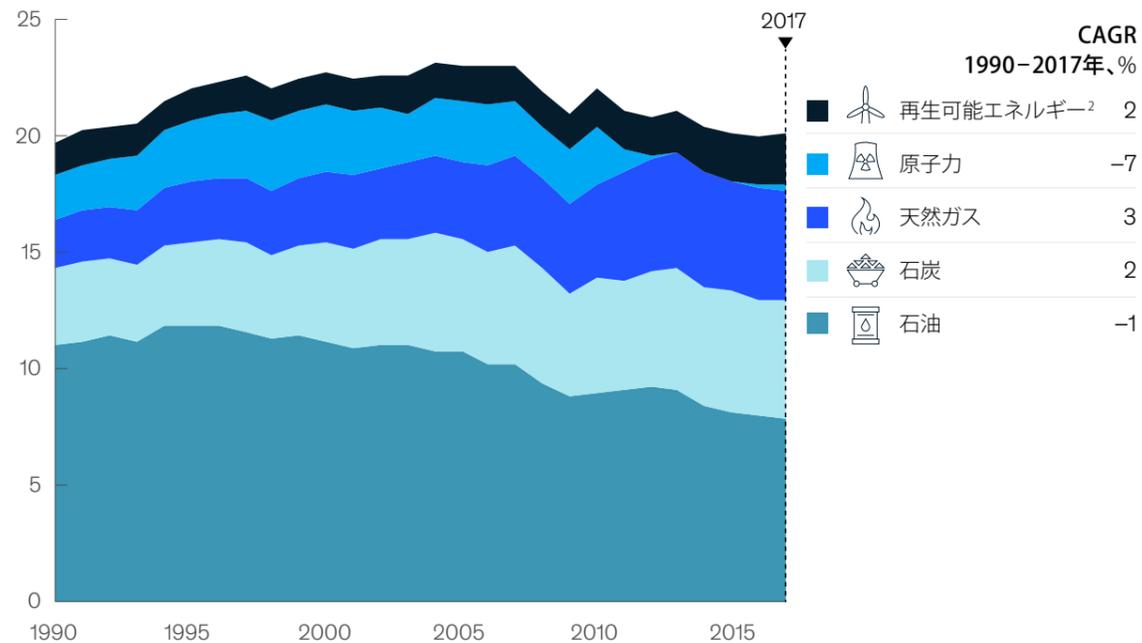


¹百万二酸化炭素換算トン
²土地利用、土地利用変化および林業
 資料: 国連気候変動枠組条約 2020年 国家インベントリ報告書

図表 7

化石燃料は、一次エネルギー供給の85%以上を占めている

エネルギー源別 一次エネルギー供給量の推移、EJ¹



¹エクサジュール
²水力、バイオマス、太陽光、風力、地熱を含む
 資料: 経済産業省

1.4 今後の道のり

2050年までにネットゼロを達成するため、日本は年間1,230MtCO₂eの排出削減を継続していかねばならない。また2030年までに2013年度比で46%減という暫定目標を達成するには、2017年度比で年間約500MtCO₂eの削減が必要になる(図表8)。

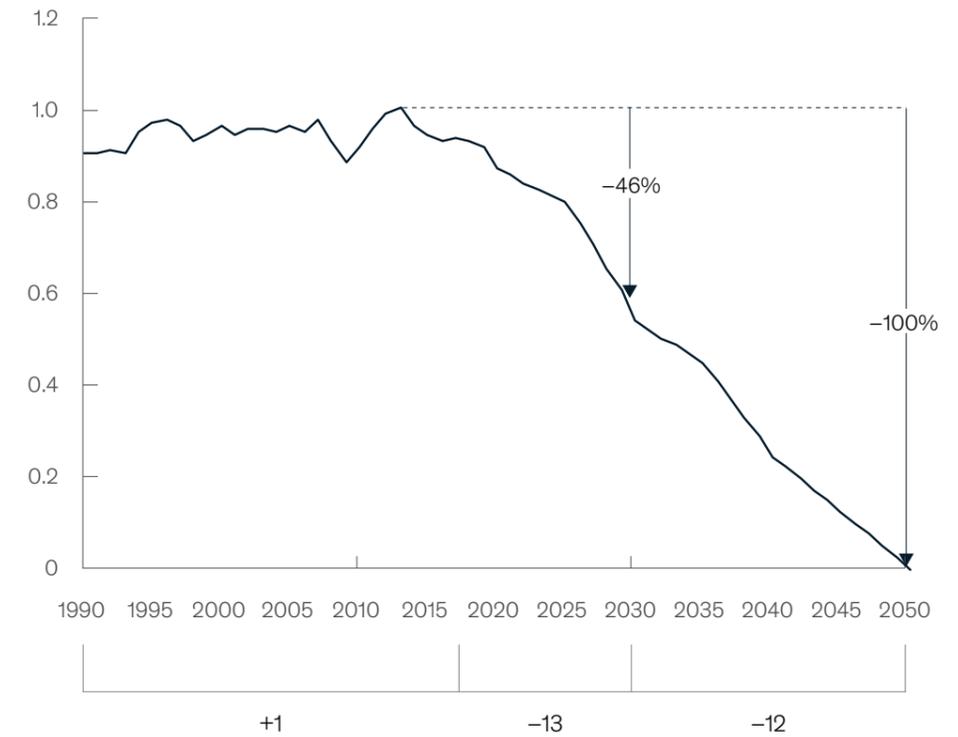
グリーンエネルギーへの移行を資金面で支えるため、経済産業省は、研究開発から実行プロセスに至る向こう10年間の企業による脱炭素化の取り組みに対して、2兆円(18億ドル)規模の「グリーンイノベーション基金」を創設した²⁷。これは企業にとって明るいニュースである一方、欧州連合がグリーンイニシアチブに対して投下した120兆円(1,000億ドル)規模の予算に比べるとはるかに少ない。

もうひとつの明るい兆候として、持続可能な事業慣行をめぐり企業各社の意識が高まりつつあることも指摘できる。企業ごとに定めた期限までに再生可能な電力の100%導入を誓約する国際的な取り組み「RE100」には、日本の民間企業50社以上がすでに署名している。日本企業は米国に次ぐ署名数で、これに英国、スイス、フランスが続いている。

図表 8

日本は、2030年までに排出量を2013年度比46%減、2050年までにネットゼロ達成を目指している

年間排出量の推移
 MtCO₂e¹、2013年度水準を1として指数化



¹百万二酸化炭素換算トン

²⁷「グリーンイノベーション基金事業の基本方針を策定」、経済産業省、2021年3月12日、www.meti.go.jp



1.5 方法論の概観

本レポートに記したネットゼロ脱炭素化シナリオを実現すべく、マッキンゼーは以下のような多様な情報源と手法を活用した:

- **政府目標:** 我々が構築したシナリオでは、日本政府による最新の声明を考慮に入れ、2030年の排出量を2013年度比で46%減とし、2050年までにネットゼロを達成することを念頭に取り組みの内容を最適化した。菅前首相は2030年までに排出量を50%削減するという高水準の目標を設定したが、マッキンゼーは、日本の公的スタンスに準じて46%の削減目標を採用したモデルを構築した。
- **コスト最適化アプローチ:** 日本がネットゼロ目標を達成するに至るシナリオは数多くある。そこでマッキンゼーは、社会全体を俯瞰して計画を立案する観点

に立ち、あらゆる投資に関する割引率を4%に設定した上で、「社会的にコスト最適化」できると考えられるシナリオをモデル化した。ここではモデル化した全部門および2017年から2050年に至る全期間を含むシステム全体に関するコストを最適化した。また本モデルでは純粋な技術コスト(商品価格、技術、および商品にかかる税金に関する将来の変化を含む)のみを考慮にいれ、既存または今後交付の可能性がある補助金は除外した。

- **ボトムアップ分析:** マッキンゼーは、2つの重要な独自モデルを活用したボトムアップ分析を行った:
 - **マッキンゼー脱炭素経路最適化モデル(DPO):** 75セグメントの600を超えるテクノロジーを対象としたモデル。ここでは、各テクノロジーを個別のビジネスケース(投資と運用コ

スト項目、排出インパクト、エネルギー消費など)に関連付けた。

- **マッキンゼー電力モデル(MPM):** 1時間単位で電力需給のシミュレーションを実行し、これをもとにコストが最適化された発電技術構成を導出する電力システムモデル。
- **マッキンゼーのエキスパートネットワーク:** 各部門のトップ企業と連携して脱炭素化の取り組みを支援するマッキンゼーの社内エキスパートが、日本固有の課題、技術開発に関する国際トレンド、取り組みの実現可能性、脱炭素化経済などに関するアドバイスを提供した。

マッキンゼーの方法論については付録で詳述する。

2. 気候中立を目指す日本の道のり



2.1 ネットゼロを達成するシナリオとは

部門別の排出削減コスト

日本は、正味ゼロコストで排出量の80%を削減できる。しかし残りの20%を削減すると、2050年までに、脱炭素化の限界削減費用が1tCO₂e当たりで36ドルまで増加する。これは、電力、産業、建築物の各部門で排出削減のために使用する水素のコストが高いためである。

排出削減が困難な部門の脱炭素化は2030年以降あるいは2040年までかかることが予測されるため、2030年までに46%減の削減目標を達成すれば、平均34ドル/トンの限界削減費用を節約できる。しかし2030年をすぎると電力部門の脱炭素化コストが大幅に増加し、これがそれ以降の削減コストの増加につながるが予測される。

— **電力:** 電力は、排出削減に最もコストがかかる部門である。予測では2030年までの限界削減費用はマイナスで、-18ドル/トンの限界削減費用となる。これは、石炭の代わりに天然ガス、原子力発電、太陽光および洋上風力発電による発電容量を拡大するためにかかるコストを、限界削減費用が高い石炭火力発電所の稼働停止により十分相殺できるからである。しかし2050年までに、電力部門の脱炭素化の限界削減費用は81ドル/トンまで上昇することが予測される。これは、水素とアンモニアへの切り替え、ならびにCCUSの導入コストが高いためである。

— **産業:** 2030年までの限界削減費用はマイナスで、-20ドル/トンとなる。これは、低温熱プロセスの電化と効率向上によりエネルギー使用量が減少するためである。しかし2050年までにはCCUSおよび水素ソリューションの導入コストが高くなることから、部門全体の脱炭素化コストは41ドル/トンとなると予測される。

— **建築物:** 2030年までの限界削減費用はマイナスで、-57ドル/トンの限界削減費用となる。これは、断熱性能の向上により暖房にかかるエネルギー使用

量が減少するためである。さらに2050年までに、部門全体の排出削減コストは6ドル/トンまで上昇するだろう。排出量の大半は正味ゼロの限界削減費用で削減できるが、脱炭素化の実現に水素ボイラーの導入が必要となった場合には全体的なコストが増加することが予測される。

— **運輸:** 2030年までの限界削減費用はマイナスで、電気乗用車と小型商用車への移行期間中に-49ドル/トンの限界削減費用となるだろう。運輸は2050年までにネットゼロ達成を期待できる唯一の部門であり、コストの総削減額は62ドル/トンとなる。これに加え、BEVの普及と長距離トラックのFCEVへの切り替えにより、さらなる限界削減費用低減も期待できる。またこうした限界削減費用逓減を受け、航空および海運部門において脱炭素化に向けた水素およびバイオ燃料への切り替えにかかる経費も容易に相殺することが可能となる。

部門別の排出削減ペース

マッキンゼーが構築したコスト最適化シナリオでは、部門によりネットゼロ達成までにかかる期間に幅がある。各部門の削減率は、他の部門との相互依存度、削減コスト、および技術の成熟度により異なる。マッキンゼーのシナリオでは、建築物部門が最も早く脱炭素化を達成し、これに電力、産業、運輸、農業が続くことが予測される(図表9)。

— **建築物:** 早期に脱炭素化を達成すると予測される。これは、効率のよい断熱材や電気ヒートポンプといった必須技術がすでに利用可能であり、限界削減費用を節約しながら技術導入できるからである。このため、2030年までには建築物から生じる排出量の半分以上を削減できる見込みである。また先々には水素やバイオエネルギー暖房といった、より高コストの手段の導入も期待でき、建築物部門は、2050年までに脱炭素化を96%達成することが可能となる。

— **電力:** 2030年までに排出量を約40%削減できると予測される。これは、石

炭火力発電を、既存の再生可能エネルギーおよびガス火力発電技術に切り替えることにより実現される。しかし地理的な制約から日本における太陽光および風力発電のポテンシャルには限りがあり、このためさらなる脱炭素化を目指すためには新たな技術の登場を待たねばならない。2050年に向け、残留排出量については、ガス火力発電にCCUSと水素混焼を加え、さらに洋上風力発電を導入することで削減が可能になる。これにより電力部門は、2050年までに脱炭素化を99%達成するものと予測できる。

— **運輸:** 向こう10年間、運輸部門の脱炭素化には制約が生じる。これは、BEVのサプライチェーンを拡大し、さらに普及させるために必要な自動車業界の能力に限界があるためである。マッキンゼーのコスト最適化シナリオでは、2030年までに乗用車の30%を電化する必要があり、これには新たに販売する乗用車の90%をBEVまたはFCEVにする必要がある。一連の取り組みを通して、日本の運輸部門は、2030年までに排出量を30%削減することが可能となる。また、続く20年で電化が加速すれば、運輸部門では、2050年までに排出量の98%を削減できる可能性がある。

— **産業:** 産業部門は、製造技術の未成熟と削減コストの高さから、引き続き脱炭素化が極めて困難な部門である。削減をめぐる初期段階の取り組みでは、まず燃料の切り替え、生産効率の向上による需要低減、さらに低温熱プロセスの電化に注力することが必要である。一連の取り組みにより、産業部門は、2030年までに排出量を37%削減することが可能となる。さらに2050年に向け、製鋼、セメント製造、その他の高温熱製造プロセスで、CCUSなど、より高コストの技術を活用した脱炭素化が進めば、産業部門では、2050年までに排出量を97%削減することが可能となる。

— **農業:** 排出量のほとんどが動物の消化活動から生じる農業部門は、排出削減が最も困難である。この部門では、農

機の電化を通じて、2030年までにかろうじて9%の削減を達成できる。しかし、2030年以降に環境にさらに配慮した家畜管理法や栽培農法が導入されれば、2050年までには総排出量を46%削減できる可能性がある。また肉の消費を減らすといった行動変容を通して、農業部門の排出量をさらに減らすことも可能である。しかし予測と効果測定が難しいことから、マッキンゼーのシナリオではこの項目を含んでいない。

脱炭素化を実現するため、以上の全5部門は、2050年までに、土地利用、土地利用変化および林業(LULUCF)による負の排出量を活かし、残留排出量を相殺していかなければならない。

日本の脱炭素化ポテンシャル

日本には、欧州連合をはじめとする他の地域より低水準限界削減費用で2030年の排出削減目標を達成できるポテンシャルがある。これは、日本が未開拓の技術を活用する可能性が残されているためである(2030年までに日本のコスト削減額は1tCO₂e当たり34ドル、欧州連合では24ドルとなる予測)²⁸。例を挙げると、日本の電力部門における太陽光発電(PV)と風力発電の普及率は低く、さらに日本の建築物と産業プロセスの大半では依然として石油を熱源としている(図表9)。

一方で、日本の太陽光と風力発電の施設容量には限界があるため、電力構成における再生可能エネルギーの割合は最終的に60%程度にとどまるものと予測される。

言い換えれば、日本では、低炭素水素やCCUSといったより高コストの技術に依存しないと電力部門の脱炭素化を達成できず、結果的に脱炭素化により電気料金が上がってしまう。さらに、国内の水素製造に必要となるゼロカーボン電力が大量に不足していることも水素コストの上昇につながる。こうしたことから、日本の限界削減費用は2030年以降に急激に上昇して総合的には欧州連合を上回る限界削減費用水準まで達し、2050年までには平均36ドル/トンとなることが予測される(欧州連合はコストゼロ)(図表9)。

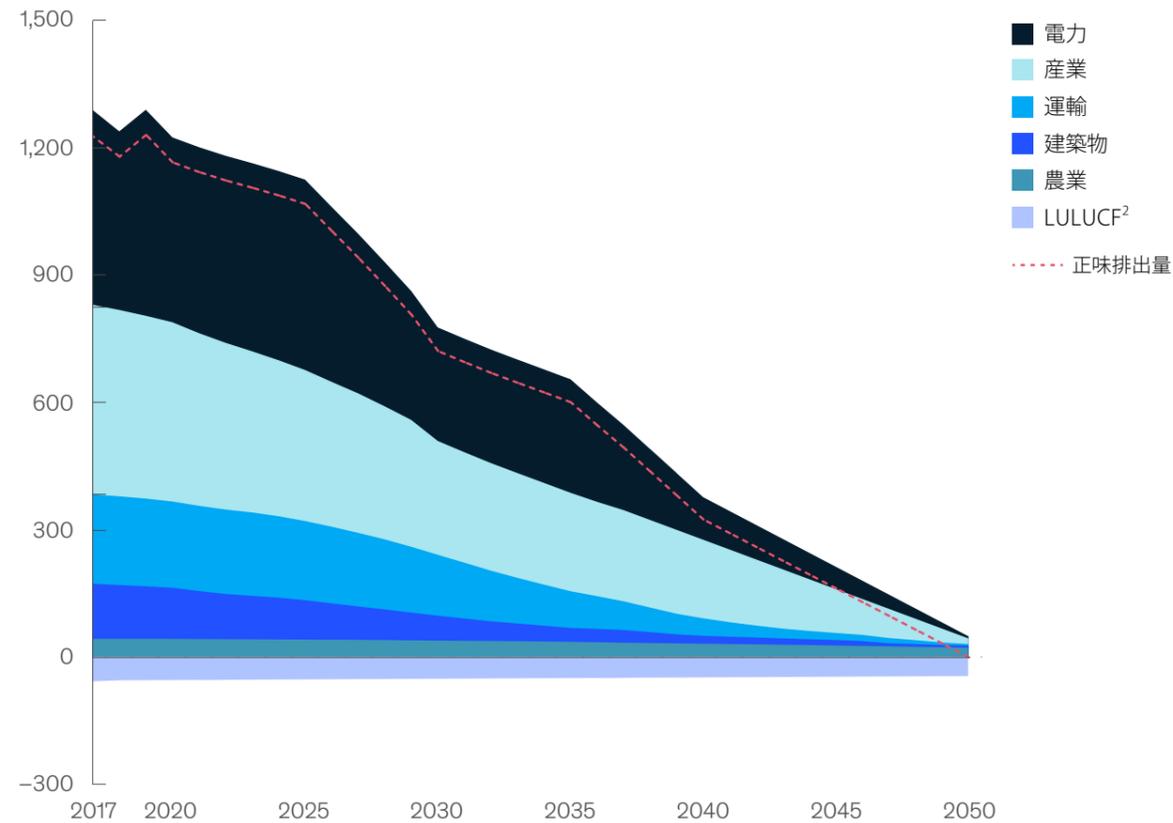


²⁸ Paolo d'Aprile, Hauke Engel, Stefan Helmcke, Solveigh Hieronimus, Tomas Naucier, Dickon Pinner, Godart van Gendt, Daan Walter, Maaike Witteveen, "How the Union could achieve net-zero emissions at net-zero cost," マッキンゼー、2020年12月3日、McKinsey.com

図表 9

マッキンゼーの脱炭素化への主要シナリオによれば、2050年までに日本はネットゼロを達成

マッキンゼーの主要シナリオに基づく部門別総排出量、MtCO₂e¹



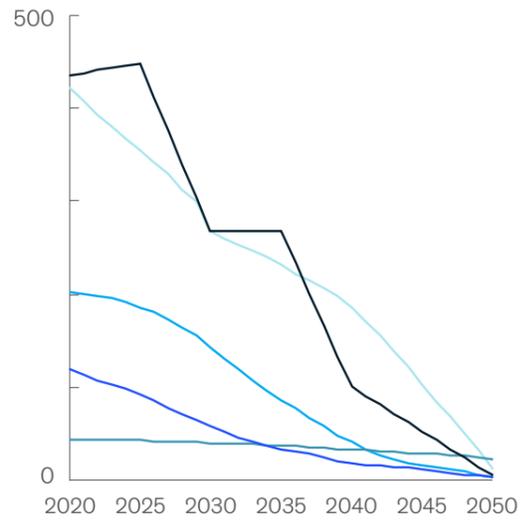
現状の排出³
MtCO₂e¹, 2017年



脱炭素化のコスト
ドル、tCO₂e当たり

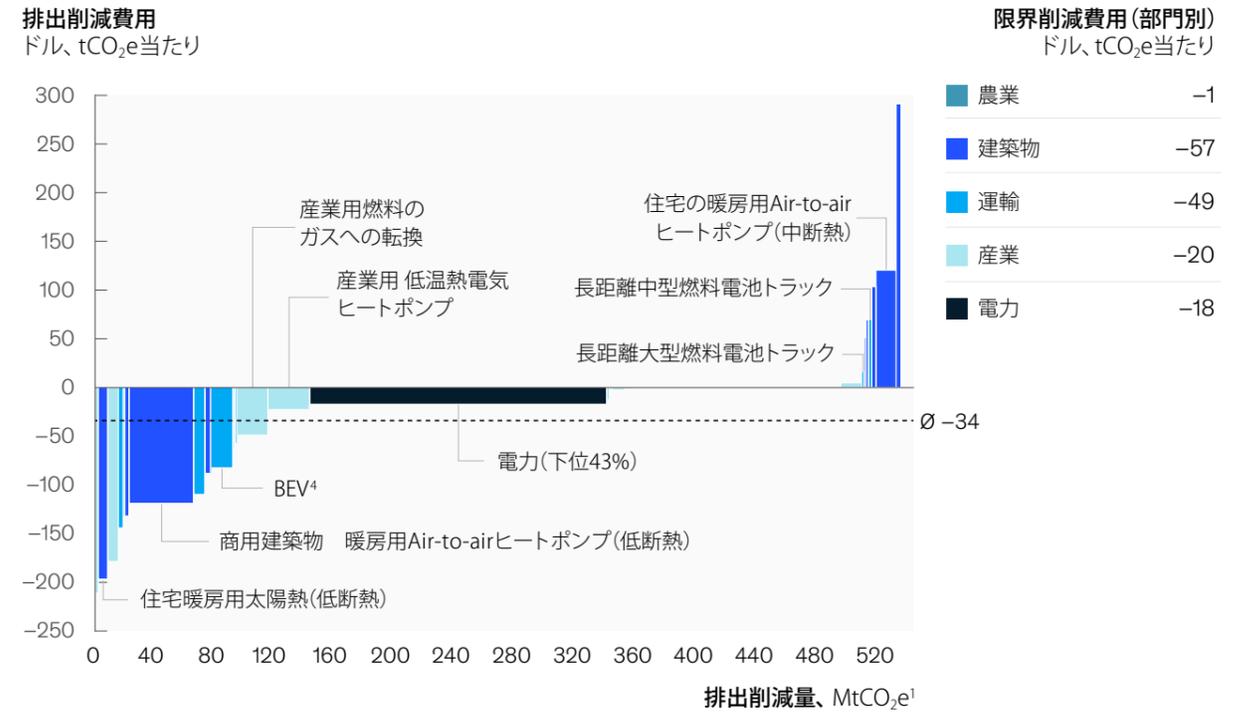
部門	2020-30	2020-50
電力	-18	81
産業	-20	41
運輸	-49	-62
建築物	-57	6
農業	-1	5

排出量の推移³
MtCO₂e¹

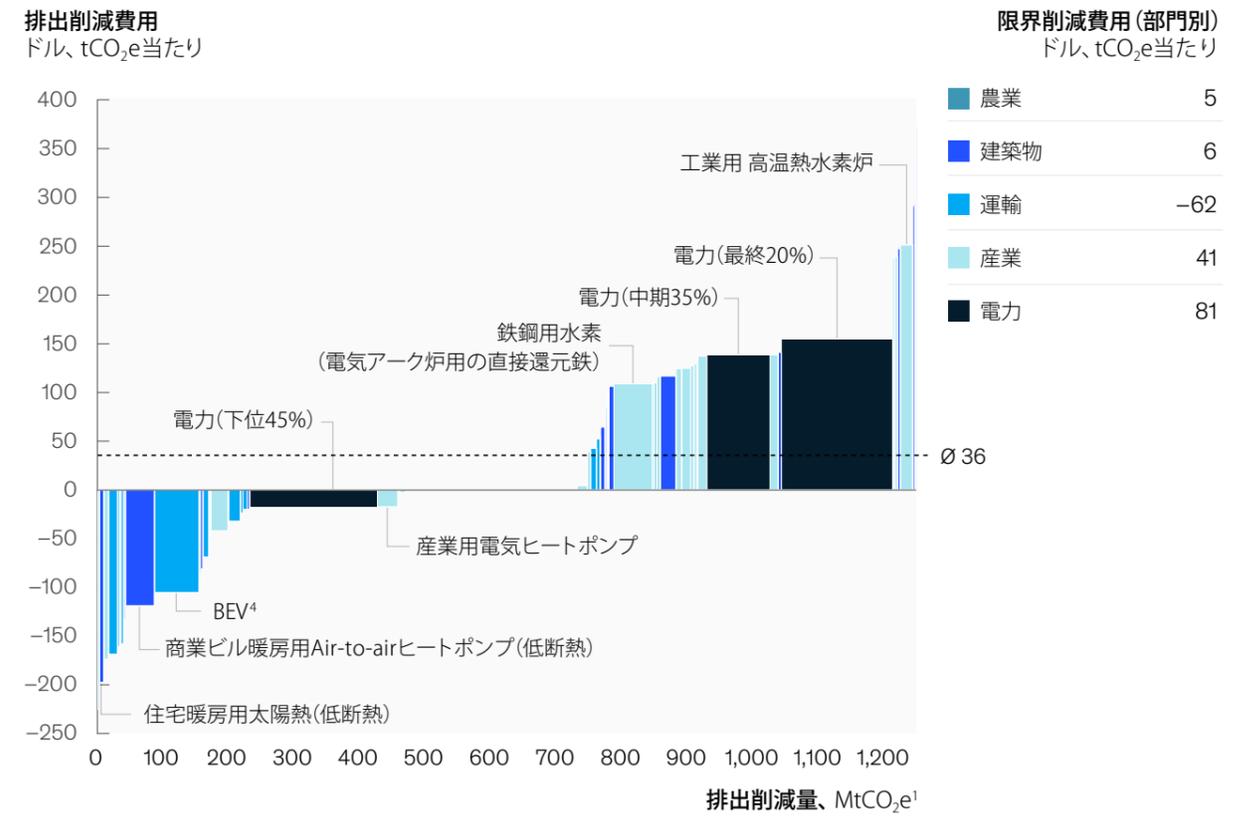


図表 9 (continued)

2030年の日本における温室ガス排出削減コスト曲線(部門別)



2050年の日本における温室ガス排出削減コスト曲線(部門別)



¹百万二酸化炭素換算トン
²土地利用、土地利用変化および林業
³LULUCFからの負の排出を除く
⁴バッテリー電気自動車
 資料: 国連気候変動枠組条約2020年国家インベントリ報告書、マッキンゼー分析

2.2 ネットゼロ達成に必要な技術

8つの脱炭素方策

2050年までにネットゼロを達成するには、主要5部門のすべてで大幅な改革が必要になる。この改革は、燃料変換からCCUSの導入まで8つの方策に分類できる(図表10)。各方策には多種多様な手段が含まれる。たとえば、建築物部門で電化という方策を実行する際には、暖房では電気ヒートポンプへ、調理施設では電気調理機器への切り替えという手段を用いることになる。また場合により、ひとつの手段に2つ以上の方策が含まれることもある。たとえば、バイオエネルギーによる二酸化炭素回収・有効利用・貯留(BECCUS)では、バイオマスを燃料として使用し(第1の方策)、その結果排出される二酸化炭素をCCUSを用いて回収する(第2の方策)。

電化とゼロカーボン電力の活用による排出量の削減は、2030年時点での削減量のうち69%を占め、またその他の要因として、活動レベルの低下(日本の人口減少による工業生産高とエネルギー使用量の低下)が18%を占める。さらに燃料の変換(石炭や石油からガスへ)などその他の手段を用いれば、残りの排出量も削減できる。

電化については、2030年から2050年の期間中にポテンシャルの限界に達し、これに替わりその他のソリューションが重要な役割を果たしていくことが予測される(図表11)。続く重要手段として挙げられるのがCCUSと水素であり、それぞれ排出削減で15%と12%の寄与が期待できる。

図表 10

2050年ネットゼロ達成シナリオを構成する8つの方策



需要サイドの対策と循環性
リサイクル、代替材料の使用など製品の循環性を高めることで一次資源の需要を軽減



燃料転換
産業利用やビルの暖房で現在使用中の石炭・石油由来電力を排出量の少ないガスに転換



電化およびカーボンニュートラル化石燃料を、風力、太陽光、水素、アンモニア発電など再生可能な電力に転換



燃料または原料としてのカーボンニュートラル水素
鉄鋼やアンモニアの製造では炭素を大量に消費する燃料や原料をカーボンニュートラルな水素に転換



燃料または原料としてのバイオマス
燃料または原料を持続可能な手段で生成したバイオマスまたはバイオガスに転換(化学製品の生産におけるバイオベース原料など)



炭素の回収・貯蔵または利用(CCUS)
各プロセスまたは燃料消費から排出されるCO₂を、貯蔵(CCS)または使用(CCU)するためにCO₂を回収する技術を活用



土地利用又は農業慣行の変更
正味排出量を削減するために、土地利用や農業慣行を変更する(例: 植林によるネガティブエミッションや家畜の飼料変更など)



その他
例: セメントや石灰窯の燃料としての廃棄物の利用、エチレン生産のためのバイオエタノールの脱水

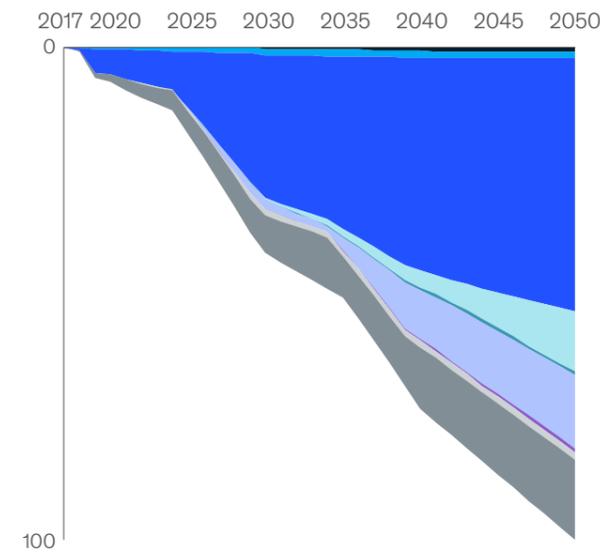


活動レベルの低下
人口減少とGDP予測の変化による工業生産やビルの暖房・電力需要の減少

図表 11

マッキンゼーの主要シナリオに基づき2050年までにネットゼロを達成するには、脱炭素化方策の組み合わせが重要になる

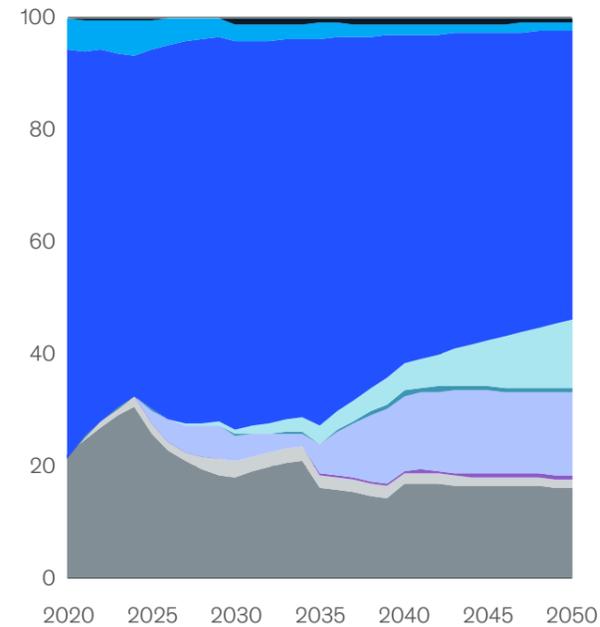
温室効果ガス削減に対する方策別の寄与
2017年度比の相対排出削減量



年間削減量に占める割合¹
%

2030年対2017年	2050年対2017年	説明
1	1	需要サイドの対策と循環性
3	1	石炭・石油からガスへの燃料転換
69	51	電化とゼロエミッション電力
1	12	燃料または原料としての水素とアンモニア
0	1	燃料または原料としてのバイオマス
5	15	二酸化炭素回収・有効利用・貯留(CCUS)
0	1	土地利用または農業慣行の変更
3	1	その他
18	16	活動レベルの低下

年間削減量に占める割合¹
%



¹炭素回収・貯留を伴うバイオエネルギーの利用(BECCUS)による二酸化炭素削減はバイオマスではなくCCUSとして計上
資料: マッキンゼー分析

主な脱炭素手段

脱炭素化に役立つ15の手段を用いれば、日本の排出量を2050年までに85%削減できる可能性がある(図表12)。中でも主要5手段は、活動レベルの低下、洋上風力発電、発電におけるCCUSの活用、分散型太陽光発電、および建築物におけるヒートポンプの活用であり、これらが脱炭素化達成の半分以上に寄与するだろう。

技術的成熟による排出削減

すでに成熟した、または初期の導入段階にある技術を活用すれば、日本の排出量は、2050年までに54%削減できるだろう。こうした技術の例として、洋上風力発電、

太陽光発電、建築物への電気ヒートポンプの設置などが挙げられる(図表13)。また2030年以降には、CCUSやFCEVといった実績ある技術を早急に拡充し、排出量をさらに20%削減する必要がある。さらに残りの9%(日本国内の活動レベルの低下による16%の削減を除く)については、現時点で研究開発段階にある新たな技術を活用して削減していくことになるだろう。こうした新技術に加え、電力および産業では水素とアンモニアへの切り替え、運輸部門では飛行機や船舶への切り替えも必要になる。この切り替えを実行するためにも、長期的な技術開発に取り組むことが重要になる。

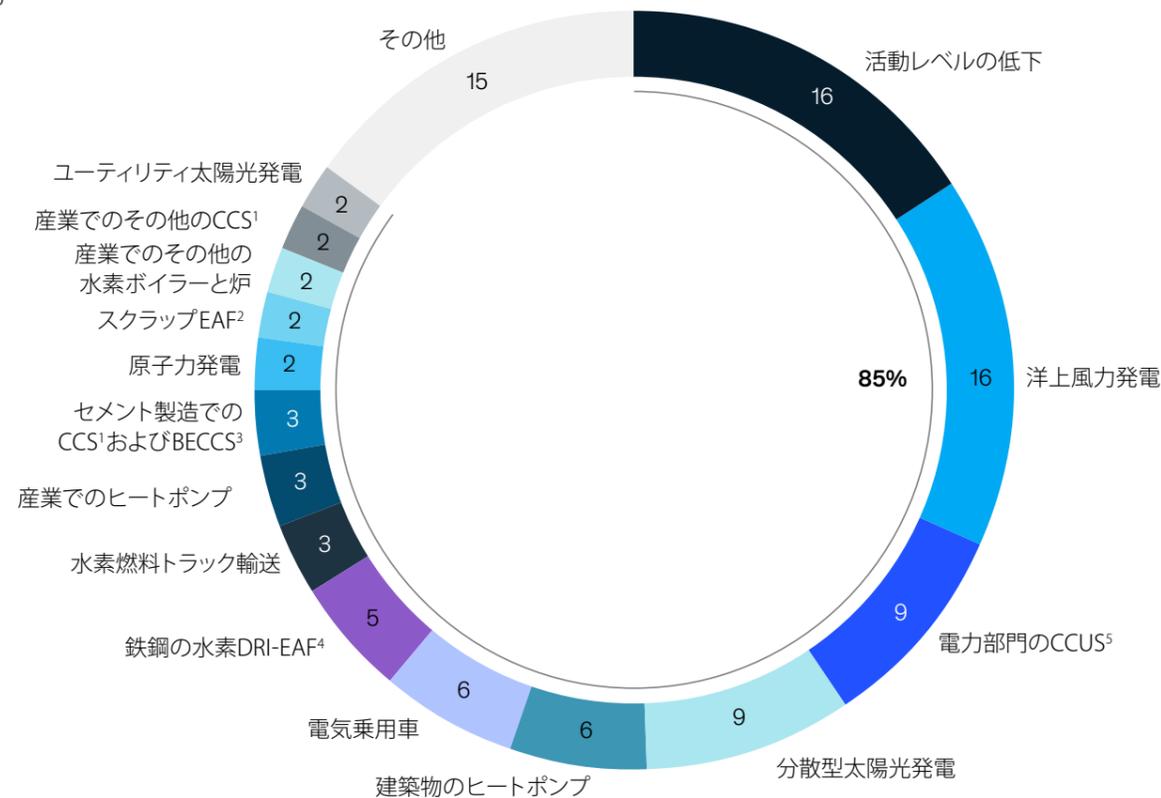
行動変容による潜在的インパクト

マッキンゼーが構築したシナリオには含まれていないが、人々の行動変容が、向こう30年間の脱炭素化をめぐる日本の取り組みを加速することも考えられる。たとえば、相当数の人々が車の運転から公共交通機関の利用に移動手段を切り替え、さらに肉の消費を減らせば、日本の排出量を、追加コストほぼゼロで想定より早く達成できるだろう。またこうした行動変容により、高コストの水素やCCUSといった技術を用いて行う排出削減の規模を縮小することもできる。

図表 12

脱炭素化の上位15施策で2050年までに排出削減量の85%を削減可能

2050年時点で年間削減量に占める割合 %

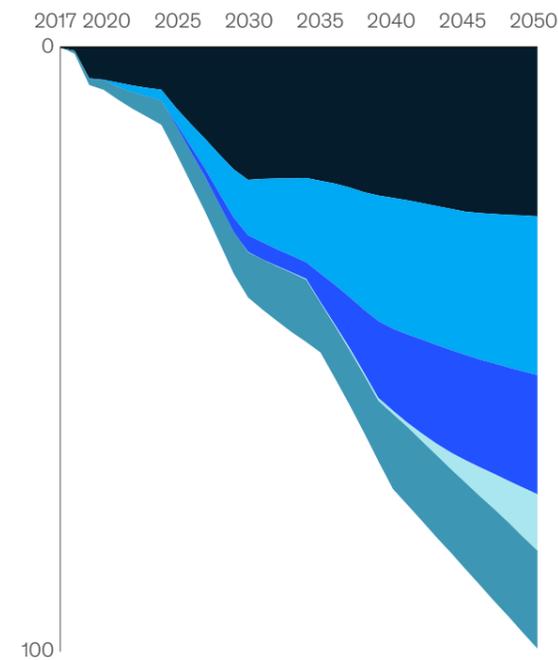


注: 端数は四捨五入のため必ずしも合計が100にならない
¹二酸化炭素回収・貯留
²電気アーク炉
³二酸化炭素回収・有効利用・貯留付きのバイオエネルギー
⁴直接還元製鉄; 電気アーク炉
⁵二酸化炭素回収・有効利用・貯留
 資料: マッキンゼー分析

図表 13

早期導入した成熟技術、または実証済み技術により排出量の75%を削減可能

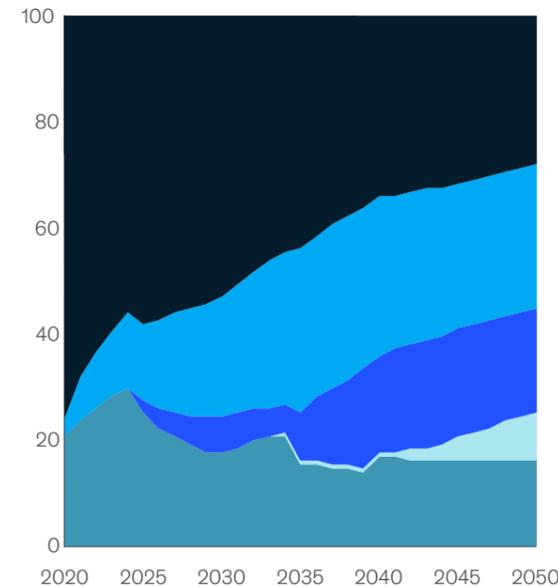
温室効果ガス削減への寄与(技術の成熟度別)
2017年度比の相対削減率(%)



年間削減量に占める割合 %

2030年対2017年	2050年対2017年	技術の発展状況	事例
53	28	成熟済	太陽光発電、陸上風力、原子力、建築物の電化、EAF ¹ 、燃料転換、リサイクル
22	26	早期導入	洋上風力、BEV ² 、工業熱源用ヒートポンプ、工業熱源用太陽熱、CLT ³
7	20	実証済み技術	電力と産業のCCUS ⁴ 、FCEV ⁵
0	9	研究開発	電力、産業、海運、航空における水素とアンモニアの利用
18	16	活動レベルの低下	産業、建築物をめぐる熱と電力のニーズ

年間削減量に占める割合 %



¹電気アーク炉
²バッテリー電気自動車
³直交集成板
⁴二酸化炭素回収・有効利用・貯留
⁵燃料電池自動車
 資料: マッキンゼー分析

2.3 日本のエネルギーシステムに及ぼす脱炭素化の影響

よりパワフルな電力へ

現在、日本の一次エネルギー需要の43%は電力部門から生じており、電力部門がこ

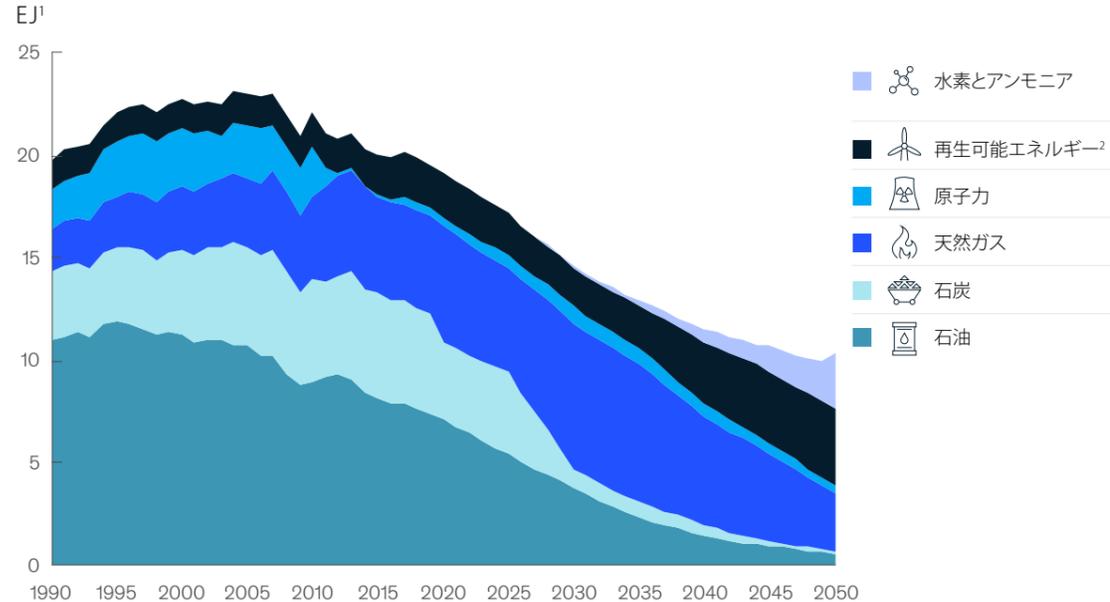
こで得たエネルギーを他部門に供給する恰好となっている(図表14)。ここでいう他部門とは産業、運輸、建築物、農業を指し、これらが一次需要の残り57%を占めている。2030年に近づくと、運輸部門では石油を燃料源とする自動車から電気自動

車へ、建築物部門では空調と給湯で電気と水素へ、産業部門では製造プロセスで電気、水素、バイオマスの混合使用へ、農業部門では電化した農機への移行が進む。そしてこれに伴い、電力部門の一次エネルギーの消費割合が高まる。

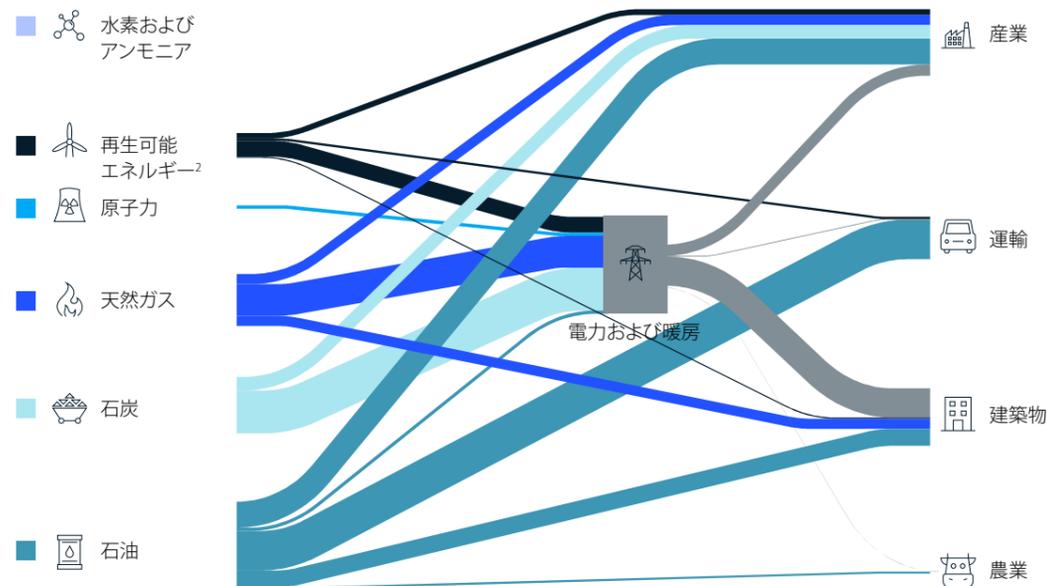
図表 14

再生可能エネルギー、低炭素水素、アンモニアが主な一次エネルギー供給源となるが天然ガスも引き続き大規模に活用

一次エネルギー総需要

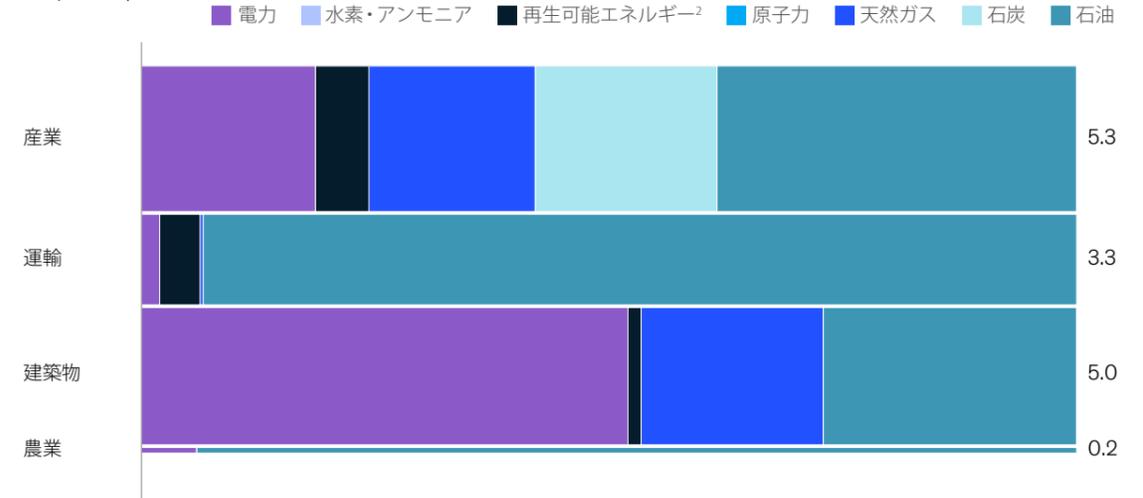


一次エネルギー供給から最終エネルギー消費まで EJ、2017年

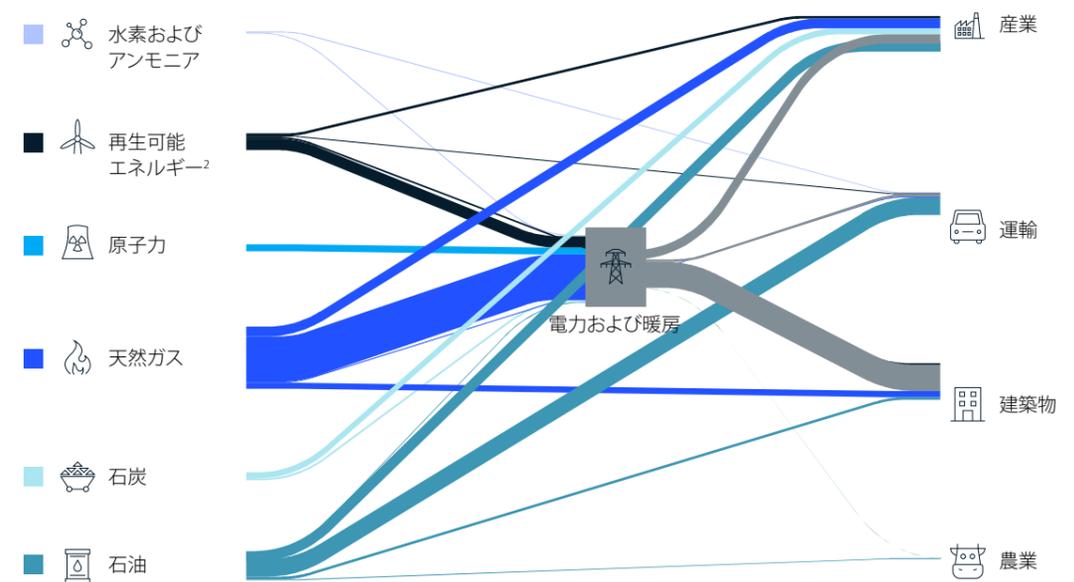


図表 14 (continued)

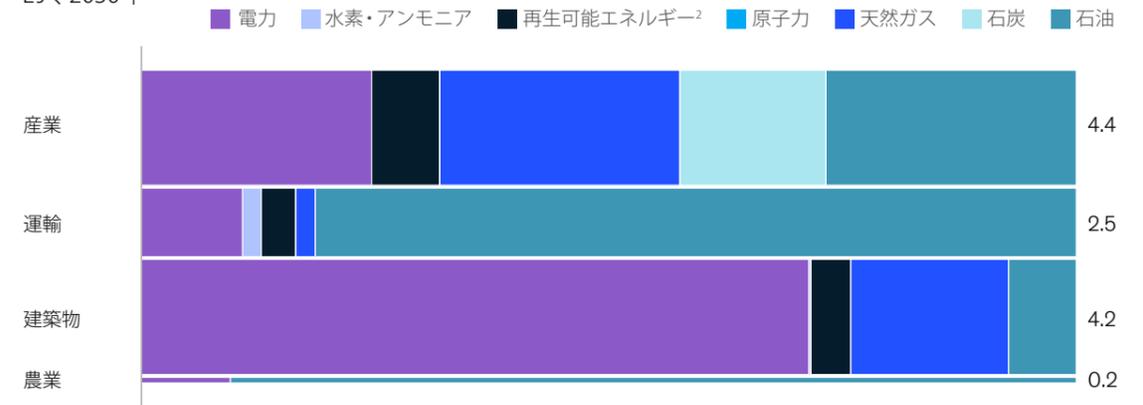
最終エネルギー消費量 EJ、2017年



一次エネルギー需要から最終エネルギー消費まで EJ、2030年

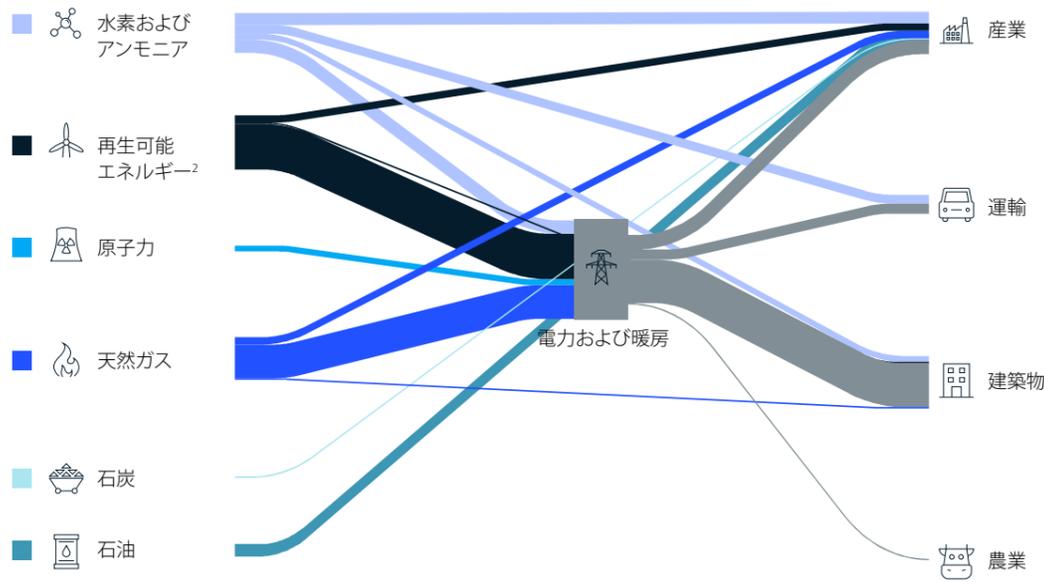


最終エネルギー消費量 EJ、2030年

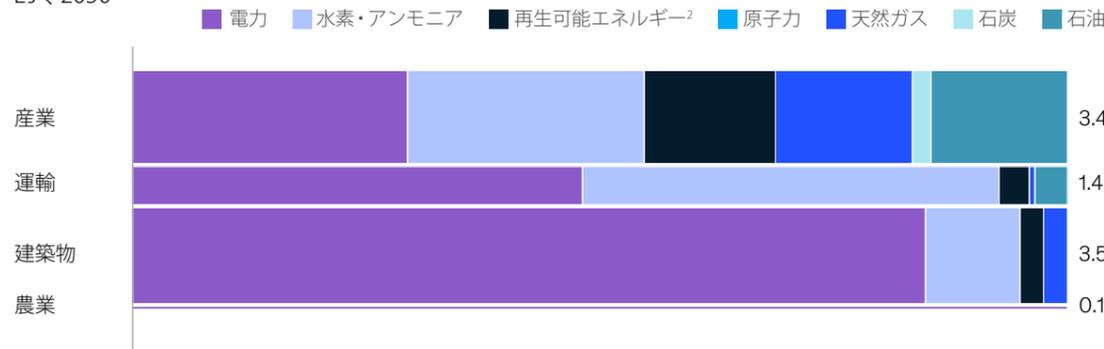


図表 14 (continued)

一次エネルギー需要から最終エネルギー消費まで
EJ、2050年



最終エネルギー消費量
EJ、2050



¹ エクサジュール
² 水力、バイオマス、太陽光、風力、地熱を含む
資料: 経済産業省、マッキンゼー分析

電力部門は、低炭素エネルギーを他部門に供給するため、2050年までに日本の一次エネルギー総量の65%を消費することになり、最終的なエネルギー消費構成でも電力が56%を占めることが予測される。また他の部門における直接的な燃料需要については、低炭素水素とCCUSを使用して脱炭素化することができるだろう。

化石燃料の段階的な廃止

マッキンゼーのコスト最適化シナリオでは、石炭と石油の使用量が2050年に向け段階的に減少していく(図表15)。2030年までには、石炭火力発電の使用量が93%減少

し、石炭の使用量のほとんどが削減されると予測される。2030年までは、石炭は製鋼など産業部門の一部製造プロセスで依然として使用されているものと思われるが、2050年までには、ほぼ全量の水素とガスによる直接還元鉄(DRI)に置き換わる。また石油の消費量も、2030年までに52%、2050年までには93%減少する。電力と熱供給のために用いる石油は、電気、または暫定的な措置としてガス燃料に転換されることになる。運輸部門では、自動車やトラックによる石油消費がBEVやFCEVの導入により減少するが、航空や海運業界の一部では引き続き石油を使用していくも

のと予測される。また潤滑油、グリース、石油化学製品に用いるナフサ原料などの石油製品では、石油の非燃料使用が続くだろう。電力部門における石油と石炭の段階的な廃止を受け、短・中期的には、再生可能エネルギーと水素が満たせない需要ギャップを補完する目的で、ガスの使用量が増えていくことが予測できる。このため、2030年までにはガス需要の大幅な増加が予測される。しかしこの増加分は、建築物および産業部門が低炭素型の代替エネルギーに移行することによる、ガス消費量の減少により相殺できる。2050年までには、CCUS

機能を備えたガス火力発電所が総発電量の20%以上を占め、製鋼ではDRIなどの工業プロセスで引き続きガスが使用されると予測される。このため2050年まで、日本における天然ガス需要の減少率は、40%のみに留まる。

主要技術と燃料

再生可能エネルギー: 日本の電力供給を脱炭素化するには、2050年までに、さらに太陽光発電で131ギガワット(GW)、風力発電で78GWの発電容量を確保する必要がある(図表16)。これを達成すれば、排出量を334MtCO₂e削減し、新たに614テラワット時(TWh)の電力を供給できる。

低炭素水素とアンモニア: 鉄鋼生産や長距離トラックによる輸送など排出削減が最も困難なサブ部門では、化石燃料を水素に置き換えることにより、2050年までに、国内のGHG総排出量を年間66MtCO₂e削減できる。2030年を過ぎると水素の消費量は急速に拡大し、2050年までには、水素が電力部門の最大の需要源になる。

CCUS: 日本の電力および産業部門が脱炭素化を達成する上で、CCUSも重要な役割を果たす。一例を挙げれば、セメントの

生産ではCCUS以外の脱炭素化ソリューションが存在しないことから、この技術を生産プロセスに適用することになる。

電化: 2050年までには、各部門の電化に伴い電力需要が27%拡大することが予想される。電化は、運輸部門のBEV導入や建築物の暖房に電動ヒートポンプを使用するなどの取り組みを通して達成できる。産業部門では、急速に進む電化に伴い、より高温熱の加熱機能を求めて、産業用ヒートポンプに関するさらなる技術開発が必要になる。

代替的シナリオ

本レポートでは、日本の排出削減目標を達成するため、技術的に実現可能であり、社会的コストが最適なシナリオを提示している。しかし、日本が目標達成に採用する施策は多種多様な要因の影響を受けることになる。そこでマッキンゼーは、2050年までにネットゼロを達成する上で、可能性の高い別の2つのシナリオについても検討を行った:

- 再生可能エネルギープッシュシナリオ: 我々のコスト最適化シナリオでは、地質学および社会的な制約を理由に、日

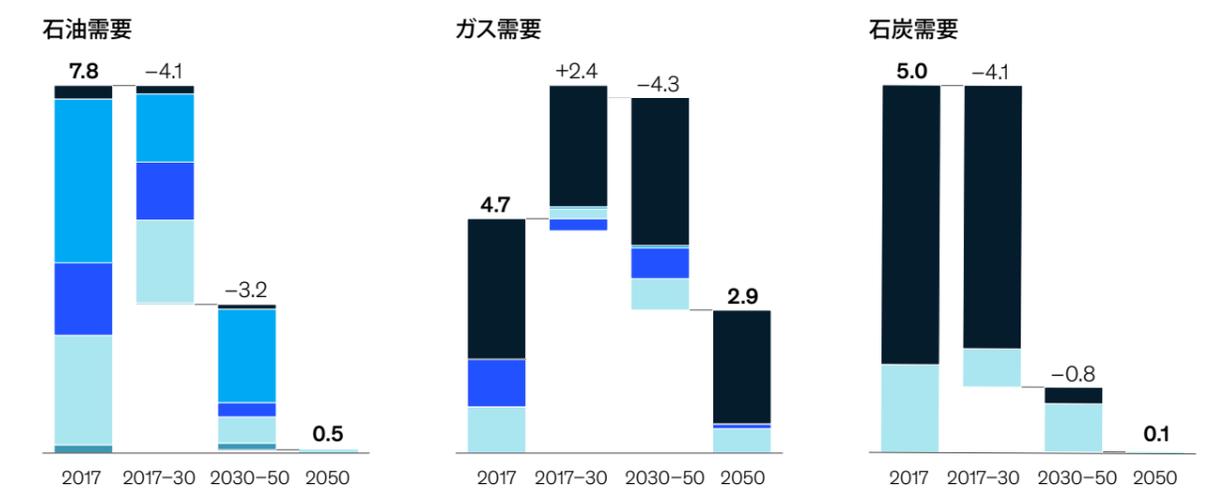
本の総発電量に占める再生可能エネルギーの比率を60%にとどめている。しかし一連の制約を解消できれば、再生可能エネルギーの使用率を拡大し、限界削減費用を大幅に節減できる。そのためには、陸上風力発電施設の近隣での建設への反対(NIMBY)への対応、洋上風力発電設備に要する海上スペースの確保に向けた漁業権や海運区域の管理、農業ソーラーシェアリングや水上太陽光発電といった新たなビジネスモデルの検討などが必要になる。こうした手段により、風力および太陽光発電で新たに135GWの発電容量を確保でき、さらに発電総量に占める再生可能エネルギーの割合を77%まで拡大し、これにより水素やCCUSなど高コスト技術に対するニーズを減少させる。具体的には、2050年までに水素需要を年間700万トン、炭素回収量を年間4,500万トン減少させ、エネルギー供給システムにおける限界削減費用の3分の1を節減して24ドル/トンまで下げられる。またこれにより、日本のエネルギー自給率も、2050年までに、コスト最適化シナリオで示した57%から73%まで拡大できる²⁹。

²⁹ 以下の仮定による: 原子力は国内再処理により自給できるものと想定、水素とアンモニアの50%は輸入に依存、バイオマスの国内最大供給量は年間2,600万トンと想定

図表 15

石油と石炭の使用量は2050年までにほぼ全量の置き換え完了が見込めるが、ガスは使用量が中期的に増加し、その後も2050年まで重要な役割を担う

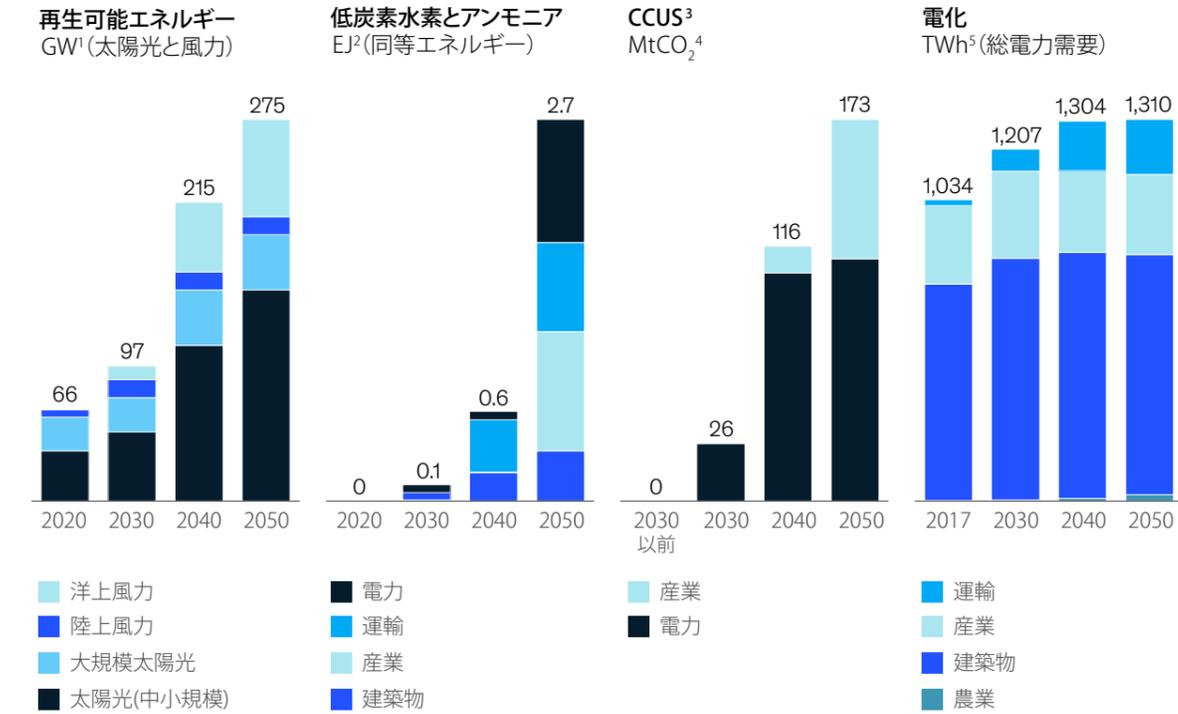
一次エネルギー総需要、EJ¹



注意: 端数は四捨五入のため必ずしも合計と一致しない
¹ エクサジュール
資料: マッキンゼー分析

図表 16

マッキンゼーの主なシナリオは、主要4技術の普及を前提としている



¹ギガワット
²エクサジュール
³二酸化炭素回収・有効利用・貯留
⁴百万二酸化炭素換算トン
⁵兆ワット時
 資料: マッキンゼー分析

一 産業部門の再構築シナリオ: 再生可能エネルギーをめぐる日本固有の制約により、国内の産業部門における脱炭素化は、再生可能エネルギーや水素の供給が十分かつ安価な国々に比べて高コストになる。このため日本国内で生産する工業製品の価格は輸入品より高くなり、輸出品としての競争力は低くなる。しかし、日本が付加価値の低いエネルギー集約型の生産部門をアウトソーシングできれば、産業部門で脱炭素化の限界削減費用の節減が実現する。具体例を挙げると、鉄鋼部門では、水素コストの低い国から粗鋼を輸入して国内で鉄鋼製品を完成させる、化学製品や石油化学部門では、汎用エチレン誘導体を輸入して国内で特殊化学製品を生産するようなやり方で

ある。こうした再構築により、産業部門の限界削減費用を、コスト最適化シナリオで示した41ドル/トンから34ドル/トンまで下げられる。しかしこの代替シナリオは産業部門のみを対象としているため総限界削減費用節減への寄与は限定的であり、コスト最適化シナリオで示した36ドル/トンから33ドル/トンにまで下げる程度にとどまる。さらに産業部門でこうした再構築を実行するには、削減漏れを防ぐために、生産の一部をアウトソーシングした国でも脱炭素化が完全に完了している保証が必要になる。

また、現時点で最もコストを最適化できると考えられるシナリオが、別の不確実性の影響で変化する可能性もある。原子力発

電の使用拡大は限界削減費用の大幅な抑制につながる。さらに現時点ではまだ表出していない技術上の革新的な進歩にも同様の効果がある。液体水素の輸送をめぐる将来発生するコストと技術的な成熟度に関する不確実性の如何によっては、アンモニアが電力構成の最大項目になるようなことも起こり得る。CO₂を国内にどれほど貯留できるか、他国への程度輸出すべきか、さらに総合的な限界削減費用はどれだけかかるのか、そのいずれも未だ明確にはなっていない。今後さらに、こうした多様な要因で、脱炭素化へのシナリオは大きく変わることもある。



3. 各部門の深掘り分析

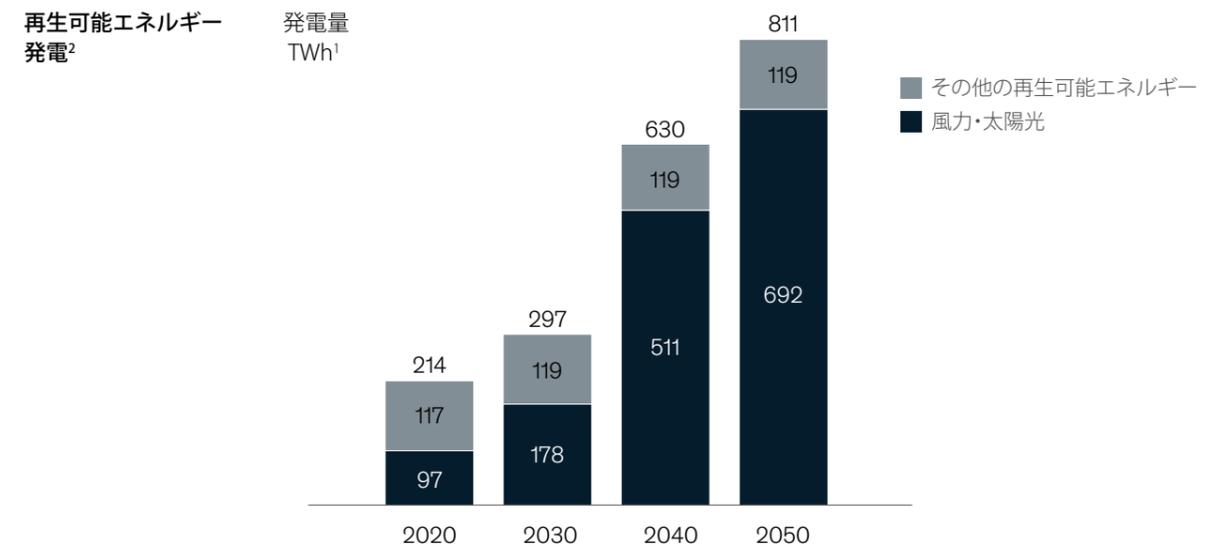
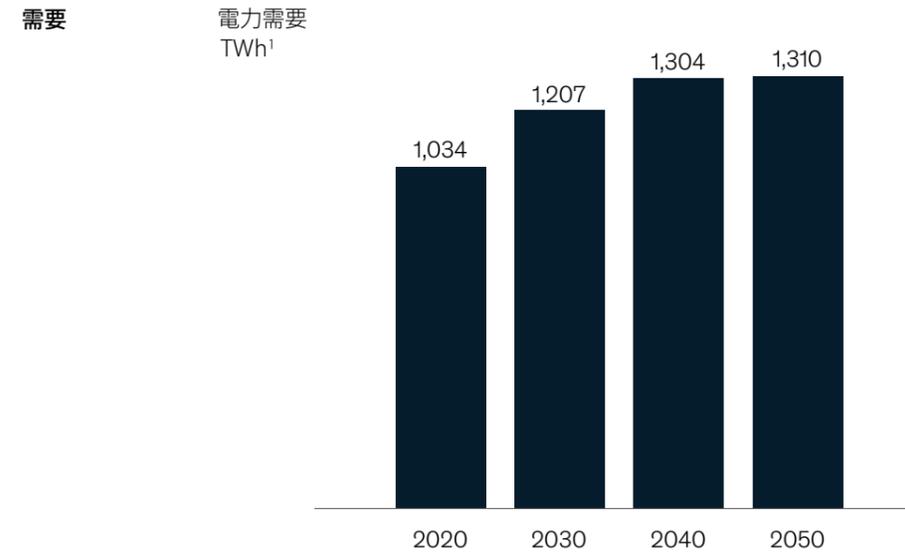




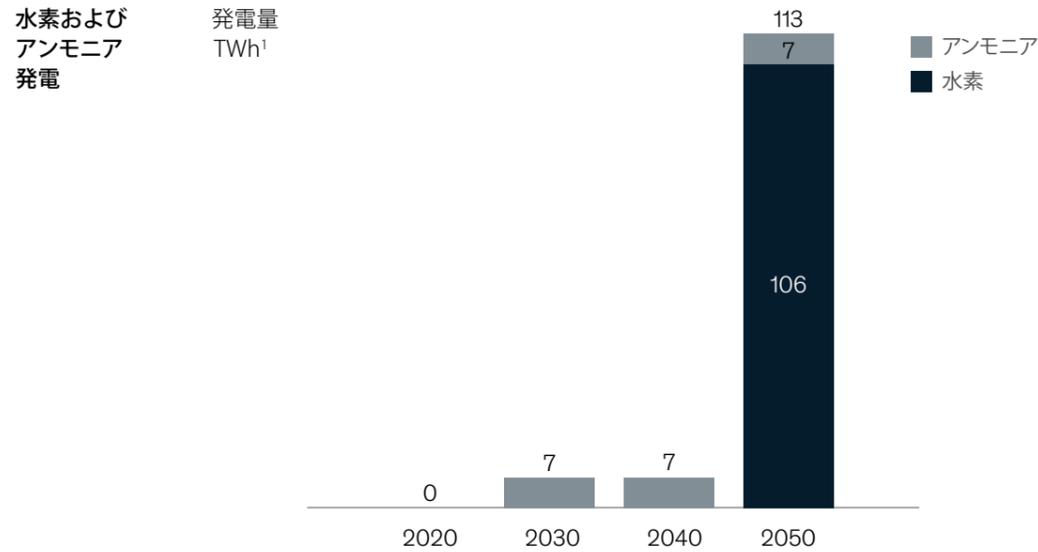
図表 17

電力部門のシナリオ概要

2050年までに電力需要が30%拡大。増加後の需要全体の約70%を、再生可能エネルギー、低炭素水素、アンモニア発電で供給。



図表 17 (continued)



総発電量に占めるシェア %



¹兆ワット時
²太陽光、風力、水力、地熱、バイオマスを含む
 資料: 経済産業省、マッキンゼー分析



3.1.1 現在の電力部門の排出量

— 2017年、日本の電力部門から発生した排出量は458MtCO₂eとなり、国内総排出量の36%を占めた。他の主要先進国と比べ、日本の電力部門は化石燃料に大きく依存している。石炭、石油、天然ガス発電が電力構成の79%を占め、非水力発電(太陽光、風力、バイオマス、地熱)による再生可能エ

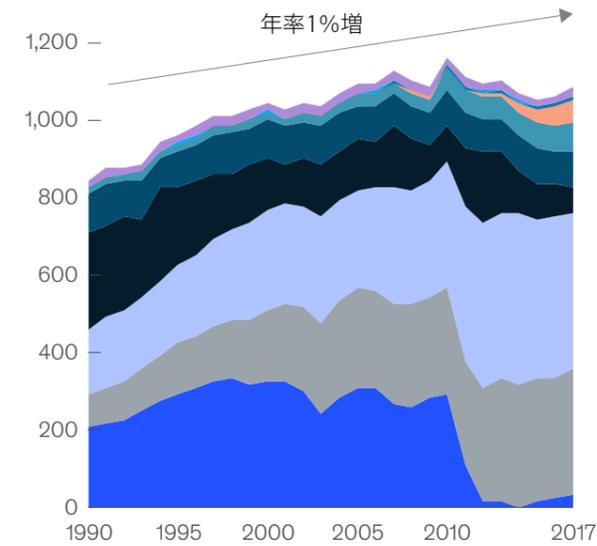
ネルギーは10%にすぎない。これに対し、英国では再生可能エネルギーが電力構成の29%、ドイツでは31%、スペインでは26%を占めている(図表2)。福島原発事故後に原子力発電所が待機状態となったことを受け、化石燃料発電への依存度はさらに高まった。この需要ギャップを埋めたのは石炭とガスによる発電で、これにより電力の

炭素強度(1kWhの発電から生じる二酸化炭素量)が急激に上昇した(図表18)。さらに水力発電と原子力発電が需要ギャップの残り12%を賅ったが、水力発電のポテンシャルはすでに限界に達しており、原子力発電所の再稼働についてもいまだ議論が続いている。

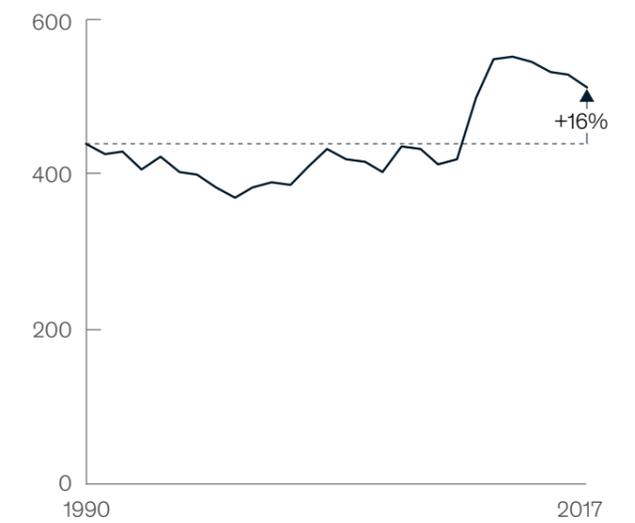
図表 18

電力部門の炭素強度は福島の原発事故後に石炭およびガスが需要ギャップを埋めたことで急激に上昇した

電気の発電構成、TWh¹



電力部門の炭素強度、gCO₂/kWh²



- その他の非RES³
- その他のRES³
- 陸上風力
- 洋上風力
- 太陽光
- バイオマス
- 水力
- 石油
- 天然ガス
- 石炭
- 原子力

¹テラワット時
²キロワット時当たりの二酸化炭素グラム数
³再生可能エネルギー源
 資料: Enerdata

3.1.2. ネットゼロへの道のりにおける電力部門の役割

2050年のネットゼロ目標を達成するため、電力部門は、ゼロエミッション発電源に切り替え、発電容量を拡大して他部門の電化に伴う電力需要の増加に対応せねばならない。

マッキンゼーのコスト最適化シナリオでは、向こう30年の間に日本の電力需要は約30%増え、2017年の1,013TWhから2050年に1,310TWhまで拡大するものと予測している(図表19)。この需要増加の半分以上が運輸部門の電化から、約3分の1が建築物部門の電化から、残りが農業機器の電化から生じるものと予測される。

我々のコスト最適化シナリオでは、電力部門の排出量が2030年までに45%、2050年までに99%減少するものと予測している(図表19)。

2030年まで

マッキンゼーのコスト最適化シナリオにもとづく、電力部門は、2030年に排出46%減という目標を達成するため、石炭火力

による発電容量を93%減らさねばならない(図表20)。

この石炭火力発電の減少分を補完するため、かわりにガス火力(削減対策の有無に関わらず)による発電量が2030年までにほぼ2倍になる。石炭火力発電から排出量の少ないガス火力発電への切り替えは、2030年に至る脱炭素化において最大の方策である。ガス火力発電であれば、長期的な視野からみても、太陽光と風力発電が発電構成における割合を高めていく過程で、発電容量を柔軟に変化させながら対応できる。

また石炭火力発電とアンモニア混焼により新たに27TWhの電力を確保すれば、石炭資産の有効活用も可能になる。

日本以外の先進国では、太陽光と風力による発電が次世代の電力需要を賄う上で最も省コストのオプションとなっている³⁰。しかし日本では、太陽光も風力も依然として化石燃料よりコストが高い。これは、サプライチェーンの規模が小さいこと、許認可手続きに時間がかかること、地域ごとの発電が行われていないことによる。各地

域のサプライチェーンが充実し、規制プロセスの合理化が進めば、太陽光、陸上風力、洋上風力による発電が段階的に普及していくことも期待できるが、発電構成における寄与は、2030年までに年間32GW(100TWh)程度にとどまる可能性が高い。

原発事故後に停止していた17の原子力発電所を再稼働させ、さらに建設中の2基が完成すれば、2030年までに、ゼロエミッション発電により年間12GW(90TWh)の電力を追加できる。

2050年まで

2030年から2050年に至る電力部門の脱炭素化では、技術の多様化が進む可能性が高い。太陽光と風力による発電が化石燃料より低コスト化すると大規模な導入が進むことから、再生可能エネルギーによる発電容量は、2050年までに78GW(514TWh)規模まで拡大するものと予測できる。化石燃料発電に低炭素の水素とアンモニアの混焼を用いる方法は供給コストの削減に役立ち、太陽光と風力のポテンシャルが限界に達した段階で、さらに積極的に採

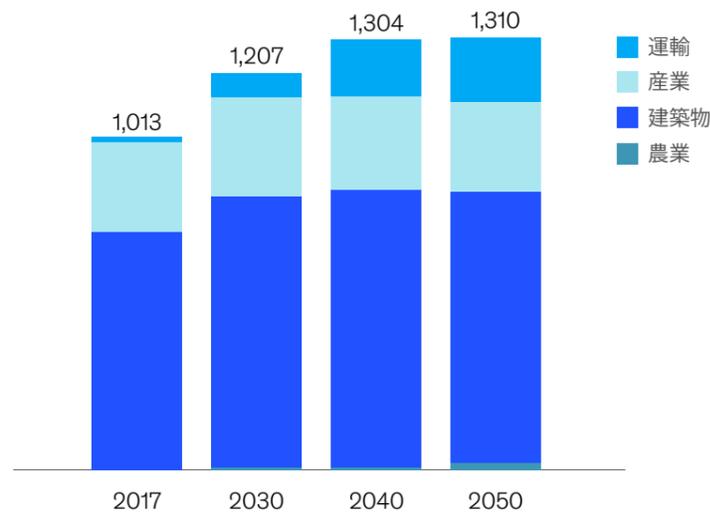
³⁰ Matthew Mercure, "BNEF: Onshore wind is cheapest source of new-build generation," North American Windpower, 2020年4月30日、nawindpower.com

図表 19

電力需要は最終用途部門の電化により30%拡大 太陽光、風力、ネットゼロ火力発電の導入拡大で需要拡大に対応

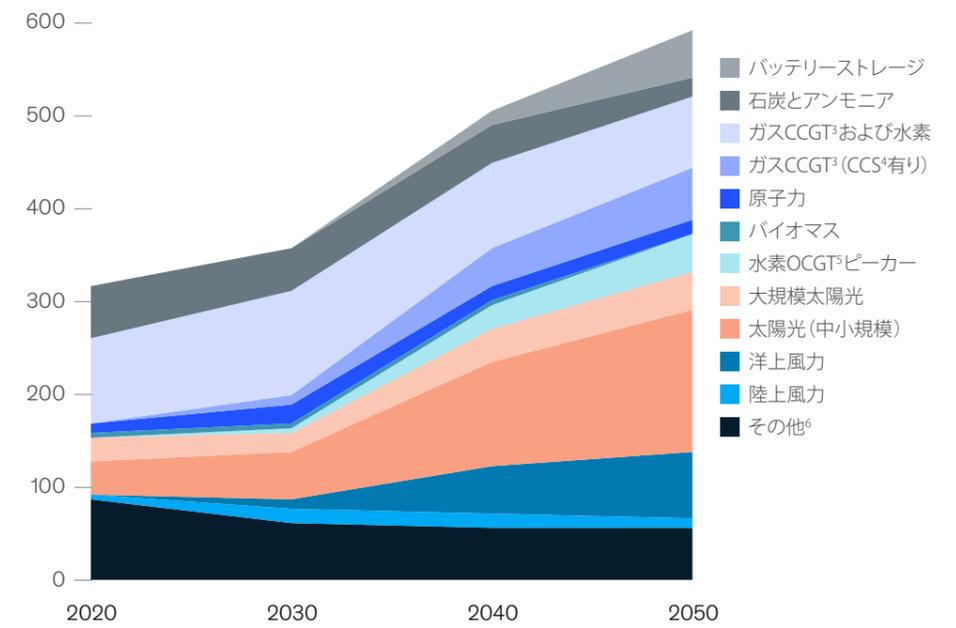
電力需要

(部門別、TWh¹)



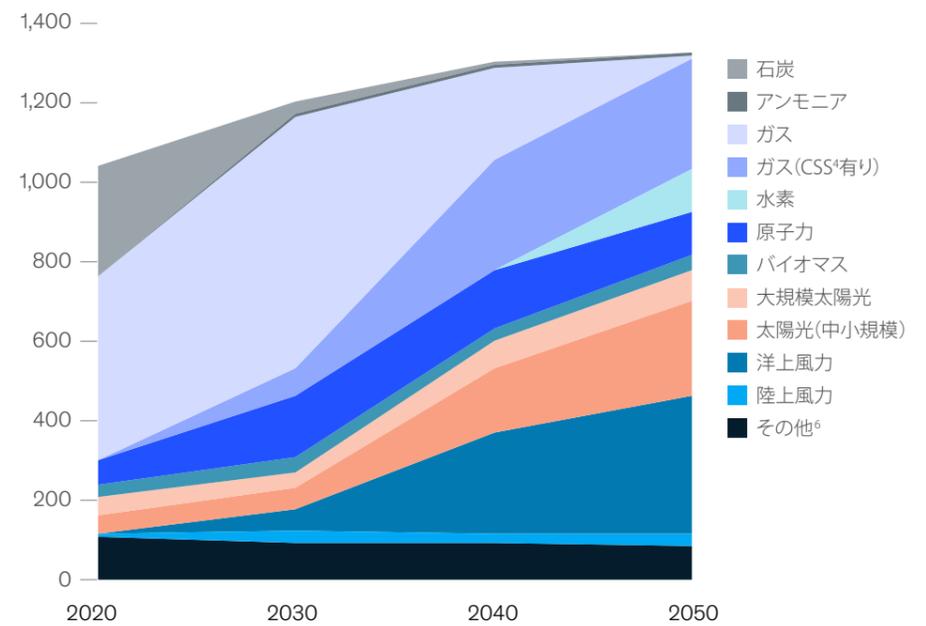
図表 19 (continued)

容量構成 GW²



変動制再生可能エネルギーのシェア(%)	21	27	43	47
蓄電および揚水発電のシェア(%)	7	7	7	12

発電構成 TWh¹



水素混焼のシェア(%)	0	0	12	95
アンモニア混焼のシェア(%)	0	20	48	100

¹兆ワット時

²ギガワット

³コンバインドサイクルガスタービン

⁴二酸化炭素回収・貯留

⁵オープンサイクルガスタービン

⁶その他は石油、水力、地熱、揚水を含む

資料: マッキンゼー分析

用されるようになるものと予測される。こうした低炭素技術により、2050年までには年間113TWh(発電構成の9%)の電力を確保できる可能性がある。

天然ガススペースの発電でさらに280TWhの電力を追加できれば、所期の炭素回収量を達成してネットゼロが実現するだろう。

再生可能エネルギー

再生可能エネルギーは、電力部門の脱炭素化にとって理想的な選択肢だが、一方で、我々のコスト最適化シナリオでは、日本の電力需要の60%しか満たせない(欧州連合では90%)。

その第1の理由として、地質学的な制約がある。太陽光および陸上風力による実用規模の発電設備を設置するには、山岳地

帯が多く平坦なオープンスペースが限られる日本の地形が障害となる。また日本の沿岸海域は水深が深く、このため洋上風力発電施設の43%には、まだ未成熟な浮体式タービン技術を使用することとなるだろう。また頻繁な地震や台風に加えて平均風速が比較的低いことから、風力発電設備の建設では特殊な要件が必要になる。

第2の理由は、社会的な制約である。地域エゴと呼ばれる地域の抵抗感情が強い。陸上の風力発電施設では騒音が問題となり、洋上施設の設置では漁業や海運業者のグループから反対の声が上がる。

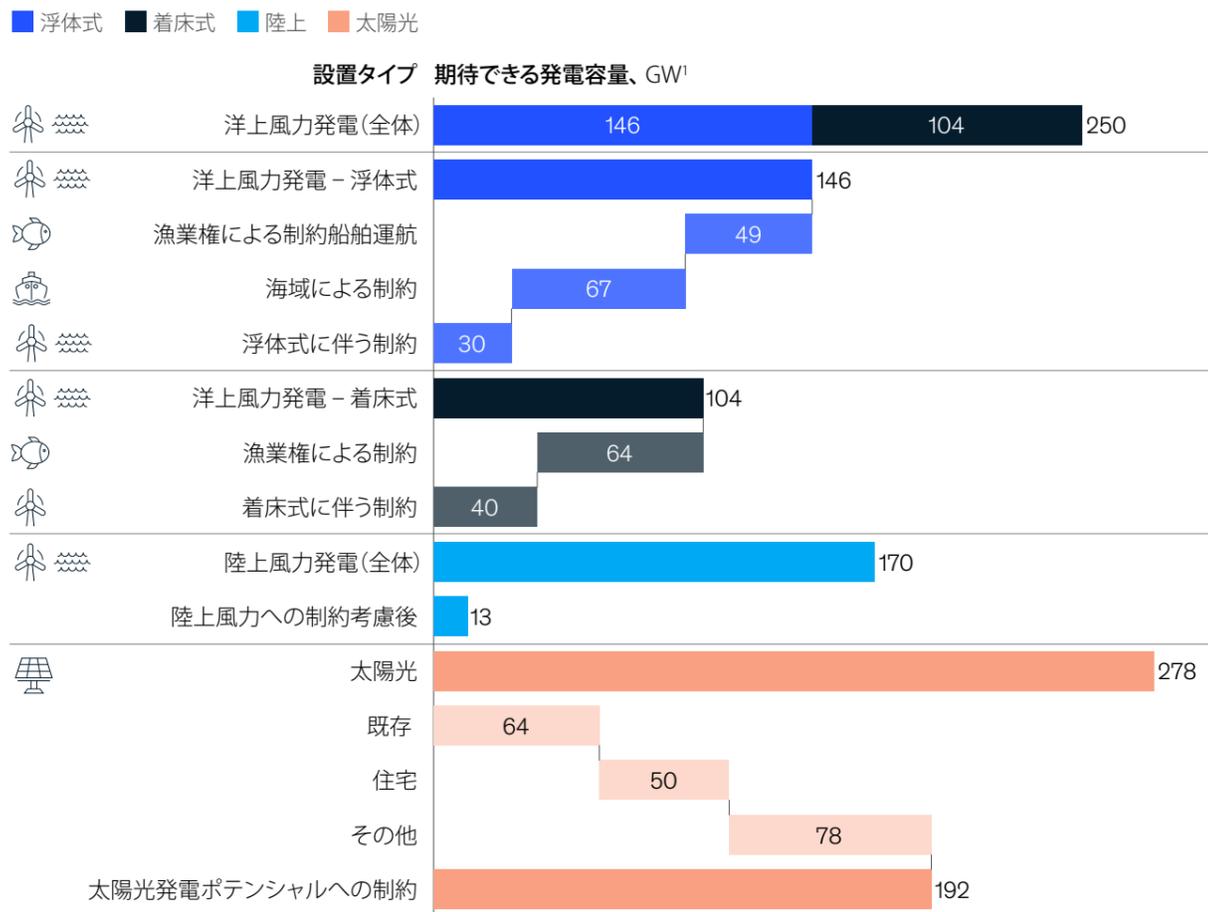
こうした制約を踏まえると、日本の電力部門に対する再生可能エネルギーの寄与は、2050年までに太陽光が192GW、洋上風力が70GW、陸上風力が13GWにとどまる

だろう(図表20)。中でも発電施設の設置に利用できるスペースが多様なことから、最もポテンシャルが高いのが太陽光発電である。日本の新築住宅および工業ビルで屋上にソーラーパネルを設置しているのはわずか2.6%、森林と平野への設置は0.2%に過ぎない。農業用ソーラーシェアリングが様々な用途に実証されているにもかかわらず、このビジネスモデルの国内への導入はいまだ限定的である。

環境省が、洋上風力発電により600GWを超える電力を確保できることを示唆する一方で、電力中央研究所(CRIEPI)は、洋上風力による発電総量を250GWと見積もっている。CRIEPIの試算では、海岸からの距離を30kmではなく22kmに想定し、さらに発電に必要な平均風速も秒速6.5メー

図表 20

マッキンゼーの最適化シナリオに基づく、2050年の発電容量では、洋上風力が70GWに、陸上風力が13GWに、太陽光が192GWに制約される



¹ギガワット
資料: 電力中央研究所; 環境省; マッキンゼー分析

トルではなく7.0メートルに設定した上で、発電施設の候補地から、船舶が一ヶ月に30隻以上往来する区域を除外している。さらに海運と漁業区域に関する制約を加えると、日本の洋上風力発電をめぐるポテンシャルは、CRIEPIの試算による250GWからわずか70GWまで減少してしまう。マッキンゼーが予測した陸上風力発電による13GWは、地域住民の反対により、2030年以降に新たな発電所の設置が禁止されるという仮定にもとづいている。

本レポートの中心となるコスト最適化シナリオでは、太陽光と風力による発電量拡大の85%が2030年以降に実現するものと予測している。日本では現在、太陽光と風力による発電は化石燃料より高コストになる。

しかし時間の経過とともに、サプライチェーンの拡大、業界ベストプラクティスの充実、規制負担の軽減といった進展を受け、日本の太陽光・風力発電をめぐるコストもいずれ低下していくだろう。また、関連技術をめぐる世界的なコスト低下が進めば、太

陽光と風力発電の競争力もさらに高まるはずである。

マッキンゼーのコスト最適化シナリオでは、2030年代の後半に、太陽光と洋上風力の新規建設はガスよりもコスト競争力をもつと予測している(図表21)。

システムの柔軟性

変動の多い太陽光および風力発電による発電容量を管理するには、システムの柔軟性が不可欠である。長引く台風で太陽光や風力の発電状況に障害が生じた場合には、強力なバックアップ電源が必要になる。

- バッテリー貯蔵:** 最大6時間までの需給調整を想定した場合、バッテリーが重要なソリューションになる。我々のコスト最適化シナリオでは、2030年までの時間枠では太陽光と風力発電の開発をめぐる制約があるため、バッテリー貯蔵容量もわずか2GW増加するにとどまる。しかし2050年までの時間枠で見ると、新たに50GWを超えるバッ

テリー容量を確保でき、バッテリー貯蔵量は総発電容量の9%相当まで拡大するものと予測できる。

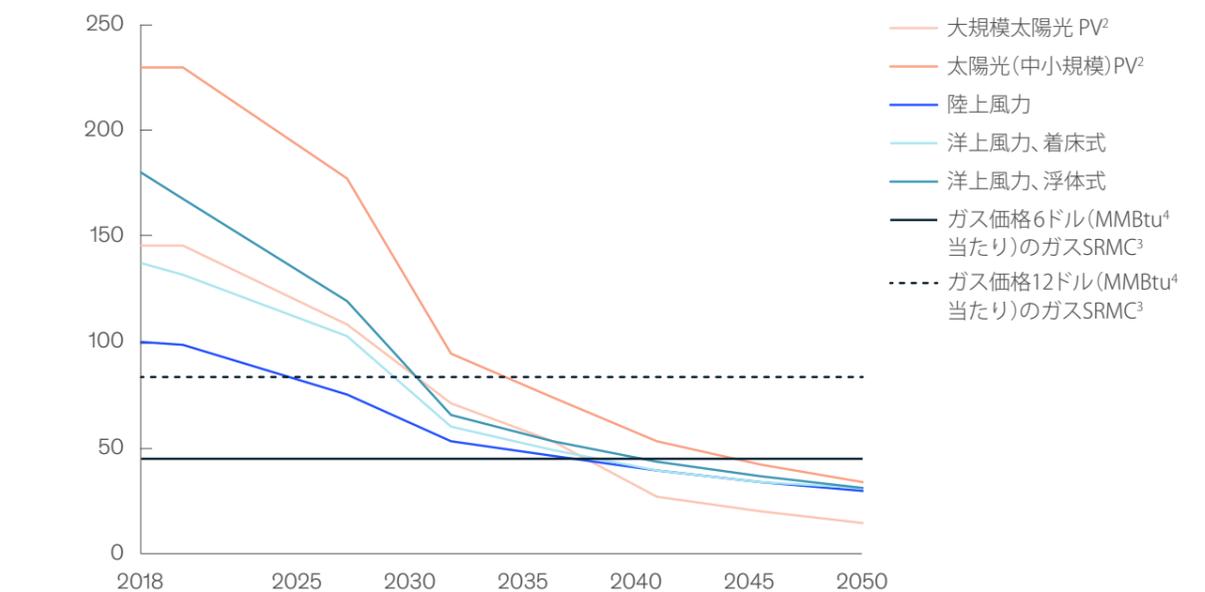
現在のバッテリー技術では、合理的な土地利用と実現可能なコストで、長期的なバックアップの供給は不可能である。バッテリーを実用的なソリューションとして、長期的かつ大規模なエネルギー貯蔵に利用するには、関連技術を大きく進化させる必要がある。

- ネットゼロ火力発電:** 2050年時点で再生可能エネルギーの普及率が60%程度にとどまる可能性が高いことを踏まえ、日本は、さらに190GWの電力需要をこれ以外のネットゼロ火力発電で補わねばならない。その候補として挙げられるのが、水素・アンモニア共燃火力発電やCCUSによるガス・石炭発電などである。こうした発電から電力を得られれば、短期的な柔軟性を実現しながら長期的なバックアップを確保できるだろう。

図表 21

太陽光と風力の発電コストは2030年前後にガス火力の限界発電コストを下回る 2050年までに6米ドル(mmBtu 当たり)と、ガスの限界発電コストを下回る

発電コスト、ドル(MWh¹当たり)



¹メガワット時
²太陽光発電
³短期的限界費用
⁴100万英国熱量単位
資料: マッキンゼー分析

- **水素製造:** さらに別の需給調整オプションとして、太陽光および風力発電による余剰電力を活用して低炭素水素を生成する方法がある。ただし再生可能エネルギーの普及率が60%にとどまることを踏まえると、太陽光と風力からの余剰電力はさほど期待できない。このため電気分解ベースの水素製造が電力システムの柔軟性に果たす役割も限定的である。
- **揚水式発電:** 揚水式発電を活用すれば、6-10時間にわたるバックアップ電力を確保できる。国内の水力発電施設

設の大半は揚水式の発電設備を備えており、これにより合計21GWの電力を確保できる。今後、新たな施設建設の可能性はないが、変動の大きい需給バランスに対応する上でこの発電施策が重要な役割を果たすことには変わりない。

さらに、車両・送電相互接続技術やスマートサーモスタット、家庭用冷暖房の負荷を微調整して太陽光・風力による電力供給量の変化に適合させるといった技術を活用すれば、電力システムの柔軟性を維持し、送配電網の強化をめぐるニーズを軽減で

きる。こうした対策の効果と可用性を定量化する際に生じる不確実性を理由に、マッキンゼーの分析ではこのタイプの需給管理をモデル化していない。しかし、いずれも導入すれば、電力システム全体にかかるコスト削減を期待できる。

ネットゼロ火力発電

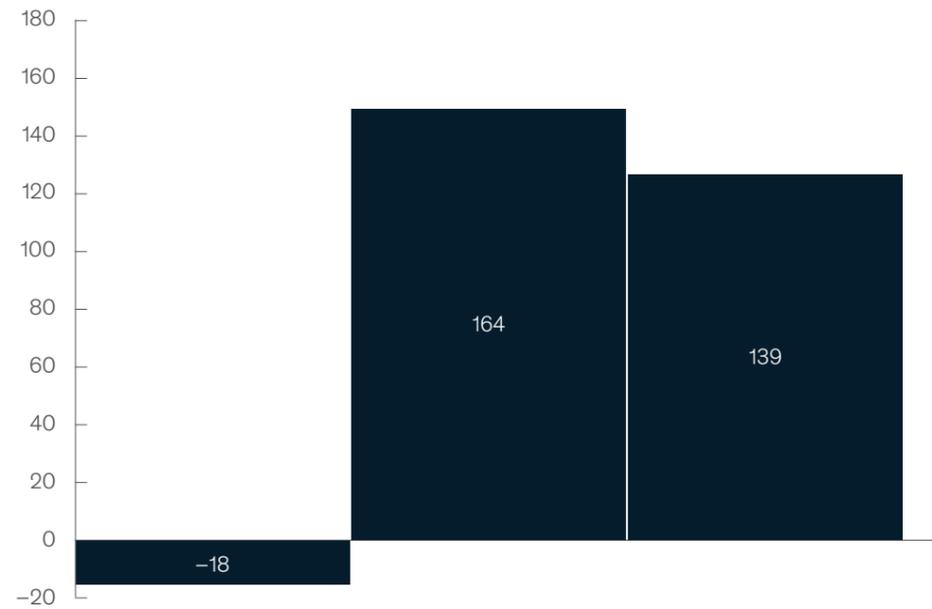
CCUS、低炭素水素、アンモニアを用いたネットゼロ火力発電を用いると、日本の再生可能エネルギーでは満たせない電力需要の40パーセントを賄える。しかしそのいずれも、コストの問題とサプライチェーン確立をめぐる課題を抱えている。



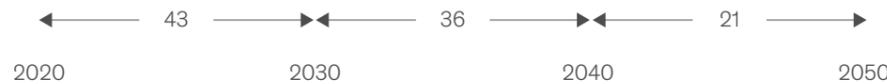
図表 22

2030年までの排出削減はコストを節減しながら達成可能だが、それ以降は排出削減はコストが増加する予測

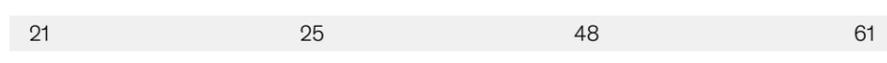
平均削減コスト、ドル(tCO₂e¹当たり)



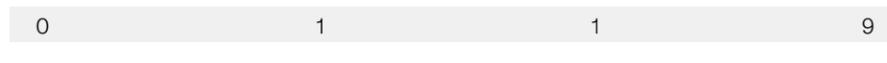
CO₂ 総削減量に対する寄与 (%)



発電構成に占める再生可能エネルギーの普及率 (%)



発電構成に占める水素とアンモニアの普及率 (%)



¹ 二酸化炭素換算トン
資料: マッキンゼー分析

低炭素水素とアンモニア

2050年までに年間113TWh(電力構成の9%)の電力を確保できるだろう。マッキンゼーのコスト最適化シナリオでは、2030年までの電力部門による脱炭素化の取り組みにおいて、低炭素水素とアンモニアの果たす役割は限定的である。2030年までに排出46%減という日本政府の目標を達成する上では、石炭からガスへの大規模な燃料切り替えが最も経済的なソリューションとなる。アンモニアは、現在の技術では既存の石炭火力発電所で最大20%までの混焼に利用するのが限界であり、排出削減への寄与は20%にとどまる。これに対し、燃料を石炭からガスに切り替えた火力発電により、排出量を50%削減できる可能性がある。このため、向こう10年間の排出削減では、アンモニア混焼よりもガスが高効率のソリューションとなる。

また長期的には、太陽光と風力発電の施設開発に制約があることを踏まえ、低炭素の水素とアンモニアが電力構成の9%を占

めることが予測される。低炭素水素およびアンモニアは、一部置き換え可能なゼロエミッションの発電ソリューションである。2つのソリューションの相対的な競争力に関する主な不確定要因として水素の輸送コストが挙げられる。また、輸送インフラの拡充とコスト減が実現しない限り、ガスの輸入は依然として高コストである。我々のコスト最適化シナリオによると、2050年までの発電では水素がアンモニアより大きな役割を果たすことが予測される。これは、水素の輸送コストが下がることを想定したことによる。アンモニアは、中期的には水素の輸送インフラが充実するまで、長期的に水素インフラが成熟しなかったとしても、きわめて重要な役割を果たすことが予測される。

- CCUSを備えた石炭とガスベースの発電により、2050年までに年間280TWh(総電力の21%)の電力を確保できる可能性。これを実現するには、110MtCO₂eの炭素回収が必要となる

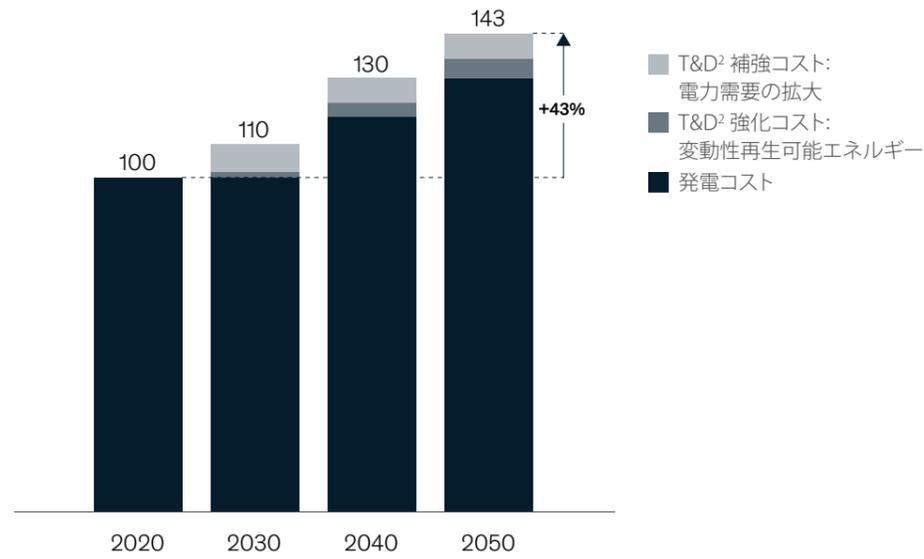
が、これは総炭素回収量の64%パーセントを占める規模である。我々の仮説では、石炭またはガス+CCUSのコストが水素またはアンモニアベースの発電を下回るが、CCUSは、予測されるエネルギー需要と再生可能エネルギーの発電容量の間に存在する40%の格差全体を埋めるには至らない。総合的にみると炭素貯留のポテンシャルには限界があり、需給格差の一部は、CCUSではなくアンモニアと水素の共焼による火力発電で賄うことになる可能性が高い。

送配電網インフラをめぐるニーズ

我々が構築したコスト最適化シナリオでは、変動の大きい太陽光や風力による発電容量は2050年までに210GW拡大し、一方で総電力需要も年間297TWh増加していく。再生可能エネルギーの流動性とエンドユーザーからの高まる需要に対応するには、送配電網の補強が必要になる。

2050年までに、電力システムをめぐるコストが40%以上昇する可能性

電力システムのコスト、ドル (MWh¹当たり) 2020年の水準を100として指数化



¹メガワット時
²送配電
 資料: マッキンゼー分析

送配電網の補強コストは、各所在地における既存の敷設状況に左右されるため、現在から2050年までの間に電力システム全体の補強にかかるコストを予測することは難しい。しかし大まかに試算してみると、送配電網をめぐる累計で3,900億ドル規模の予算が必要になるものと思われる。一連のインフラ資産の減価償却期間を30年と仮定すると、耐用期間中に供給できる電力は約36,000TWhとなるが、これは向こう30年間にわたる送配電網の補強を踏

まえた電気料金に換算すると、平均12ドル/MWhの値上りを意味する。

電気代への影響

マッキンゼーのコスト最適化シナリオにもとづくと、電力部門では、短期的には主に石炭からガス発電への切り替えにより負のコストで脱炭素化を達成できる。しかし2030年を過ぎると脱炭素化コストは急激に上昇する。これは、より高コストの低炭素水素、アンモニア、CCUSの大規模な導

入が始まるからである(図表22)。削減コストの高騰を反映して、平均発電コストも2020年の74ドル/MWhから2050年までには95ドル/MWhまで上昇し、これにより2050年までには総コストが108ドル/MWhとなる。これには、送配電網の補強にかかる12ドル/MWhの追加コストも含まれる(図表23)。

3.1.3 主な不確実性と成功要因

主な不確実性

日本の電力部門における脱炭素化では、以下のような不確実性によりコスト最適化シナリオに変化が生じる可能性がある:

- **技術の進歩:** 水素またはアンモニアを100% 燃焼させる技術は未だ存在せず、発電における水素とアンモニアの寄与は、この技術の実現にかかっている。現在検証中の革新的な技術には、酸素燃焼を利用してCCUSのコストを削減するAllam発電サイクルなどがあるが、こうした技術が完成したあかつきには、電力部門の脱炭素化をめぐる総合的なコスト削減が実現することが期待できる。
- **政府と公的機関の優先事項:** 10年以上にわたる取り組みにも関わらず、再生可能エネルギーと原子力発電が電力構成に占める割合が未だ伸び悩む現状を受け、日本政府は「3E+S (エネルギーの安全性を踏まえた自給率、経済効率性、環境適合の同時達成)」の基本方針を通して、エネルギーの安全保障を強く訴えている。しかし日本政府が、本格的に再生可能エネルギー

の開発にかかる高コストを負担し、漁業や海運をめぐる世論を動かし、太陽光と風力発電の導入ポテンシャルを制限する地元住民の抵抗に立ち向かうのか、あるいはエネルギー自給率を目指して原子力発電をめぐる安全上の懸念を解消する方向に向かうのか、その答えは未だ明らかになっていない。

- **炭素貯留インフラの開発:** 炭素貯留はまだ候補地を探す段階にあり、CO₂の輸送インフラも未開発である。このため2050年までに年間200Mtの貯留容量を確保できるか否かは未だ不明である。
- **水素のサプライチェーンとコスト:** 低炭素水素の導入では、水素の輸送コストの高さが最大の障害となっている。前述のような低炭素水素の大規模導入を実現するには、水素輸送インフラの規模と成熟度を拡充するため、必要な設備投資をめぐるコミットメントが必要になる。

成功に導く主要因

日本の電力部門における脱炭素化を実現するためには、以下のような政策と規制の下支えが必要である:

- **地方自治体との連携:** 太陽光と風力の発電ハブを確立するため、サプライチェーンの拡張、技術力の高い人材の確保、設置コストの削減が必要である。
- **最終顧客を奨励する施策:** ゼロエミッション電力に対して割高の電気料金を支払うためのインセンティブを用意する、あるいはゼロエミッション電力の使用に対して助成金を支給するといった施策が求められる。
- **太陽光と風力に関する許認可をめぐる規制緩和:** 環境影響の評価を迅速化し、相互接続規制を合理化すれば、より早期に新たな発電施策を導入できる。
- **送配電網の補強奨励に向けコスト負担を明確化:** 政府が、企業が投資を回収できるような仕組みを盛り込みながら、全国規模で送配電網を開発する計画を策定することも考えられる。再生可能エネルギー開発企業が負担するコストを明確化することにより、民間投資家の信頼感も高まる。北海道、本州、九州における風力発電の普及を加速する目的で、地域間の送配電網の容量を23GW増強するという先頃の計画発表は、こうした点から大きな前進と言えるだろう³¹。

³¹ "Japan aims to supercharge interregional power grid," 日経国際版(Nikkei Asia), 2021年4月15日, asia.nikkei.com

3.1.4 主な課題と機会

主な課題

日本の電力部門における脱炭素化には以下のような課題がある:

- **太陽光と風力発電の急速な発電量拡大:** 本レポートの中心となるコスト最適化シナリオでは、太陽光と風力による発電容量が2030年までに年間3GW、2030年-2050年には年間9GW拡大するものと予測している。この急速な展開に伴い、サプライチェーンと労働力の大幅な増強が必要になる。特に、洋上風力による発電容量の拡大は、巨大な構造物の輸送が難しいことから、各地域における風力タービンの製造能力が鍵となる。しかし日本では現在、各地方で風力タービンの製造を行っておらず、この先、少なくとも年間3GW分の発電容量を賄えるだけの設備を整備していかなければならない。たとえば企業単位では、生産性の向上や脱炭素化によって従業員のリスクリングが必要になると予測されている業界と連携することにより、新たな太陽光・風力発電施設を設置する際に要する労働力を確保する機会を探り、従業員のリスクリングを通して再生可能エネルギー部門への異動を支援するような取り組みが可能である。
- **分散型太陽光発電の普及をめぐる建物所有者への依存:** マッキンゼーのコスト最適化シナリオでは、分散型太陽光発電が、2050年までの発電構成で

年間152GW(236TWh)を占めると予測している。このポテンシャルを実現するには、建物所有者が屋上にソーラーパネルを設置する必要がある。日本政府は、新築公共建築物のすべてにソーラーパネルの設置を義務付ける提案を行っているが、今のところ民間の建物は対象から除外されている³²。分散型太陽光発電は実用規模の太陽光発電施設をめぐる日本の地理的な制約を踏まえるときわめて重要であり、そのポテンシャルを最大限に引き出すには、ソーラーパネルの設置義務を民間の建物にまで拡大し、さらに資本投資の際に高い割引率に直面する建物所有者を支援するための財政インセンティブを整備し、設備投資を促さねばならない。

- **電気料金の高騰:** 2050年までに、電力システムをめぐるコストは40%以上拡大する。これは、送配電網の補強コストに加え、発電の現場で、より高コストのCCUS、水素、アンモニアの大規模導入が始まることによる。企業が値上げによりコスト増を補填しようとする、一般家庭の負担が増え、日本製品を輸出する際の競争力も損なわれる可能性がある。

主な機会

一方で、脱炭素化により、日本経済に以下のような多様な機会をもたらすことが期待できる:

- **水素技術:** 日本の電力・ガス事業者と

発電機器メーカーにとって、脱炭素化は、成長する水素市場に参入し、ポートフォリオを多様化し、水素技術とインフラの輸出で主導的な立場を確立する絶好の機会となる。

- **水素取引:** 日本の電力会社、ガス会社、商社は世界有数の液化天然ガス(LNG)バイヤー兼トレーダーである。このため同様のノウハウを水素取引で活用することができる。
- **海外展開:** 日本の公益事業は、再生可能エネルギー、水素、その他の脱炭素化技術をめぐる専門知識を共有することで海外に進出し、東南アジアを中心とした近隣諸国の脱炭素化を支援できる。
- **農村部の活性化:** 農村部における太陽光・風力発電の開発を通して、地方の人口減少をめぐる対策の観点からも重要となる農村活性化の機会を創出できる。また、2050年までに洋上風力発電によりさらに70GWの発電容量が必要となることから、この機会を利用して、関連産業の成長を支援し、農村部が雇用と収入を得る機会を提供できる。

3.2 産業部門



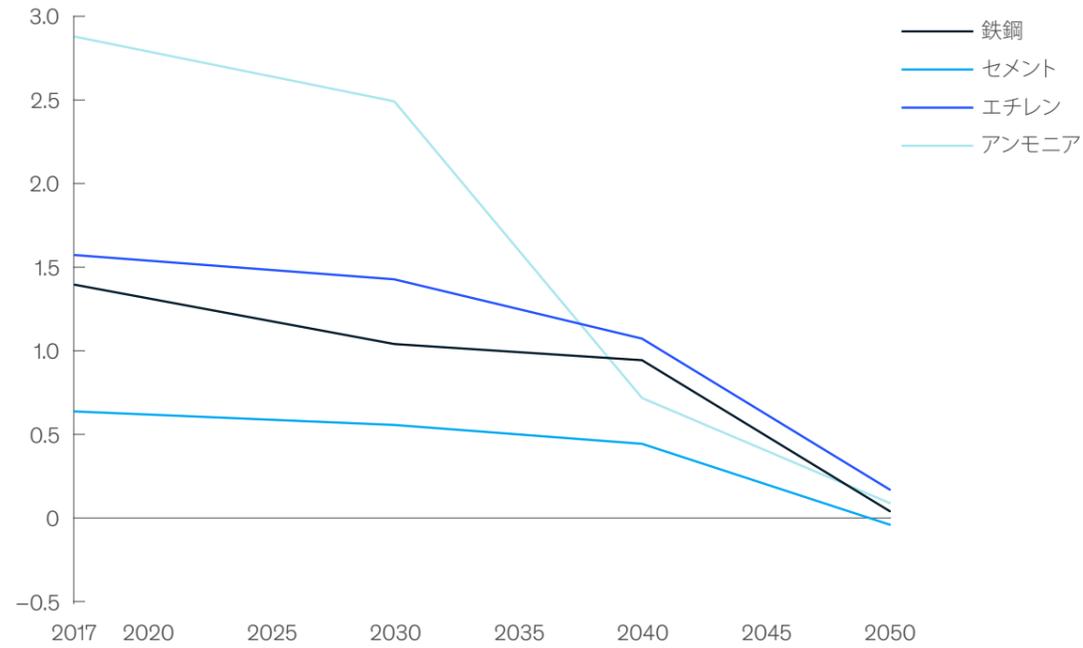
³² Takanori Okabe, "Japan pushes solar panel mandate for new public buildings," 日経国際版 (Nikkei Asia), 2021年6月4日, asia.nikkei.com asia.nikkei.com

図表 24

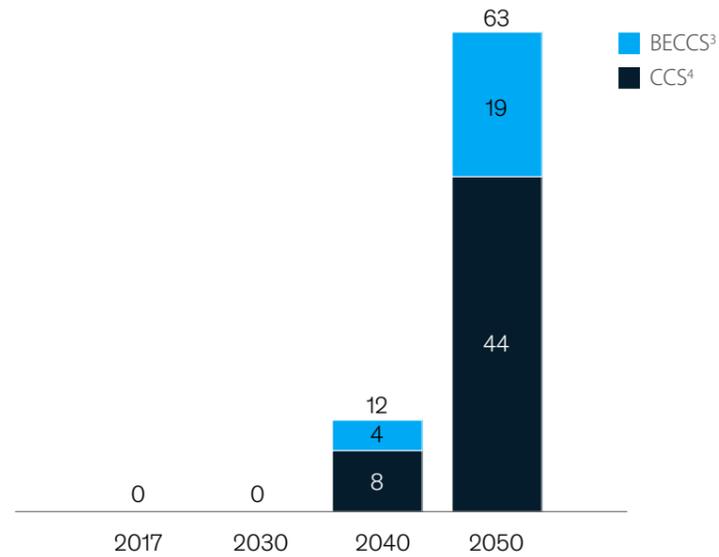
産業部門のシナリオ概要

2050年までに水素、CCUS、電化、活動レベルの減少により排出量96%減が実現。

平均炭素強度、製品1トン当たりの生産から生じるtCO₂e¹

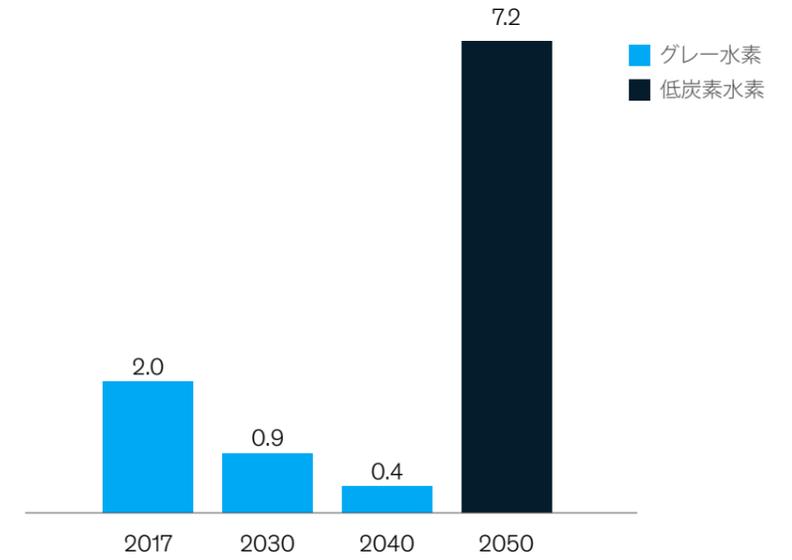


回収炭素
Mt²CO₂/年



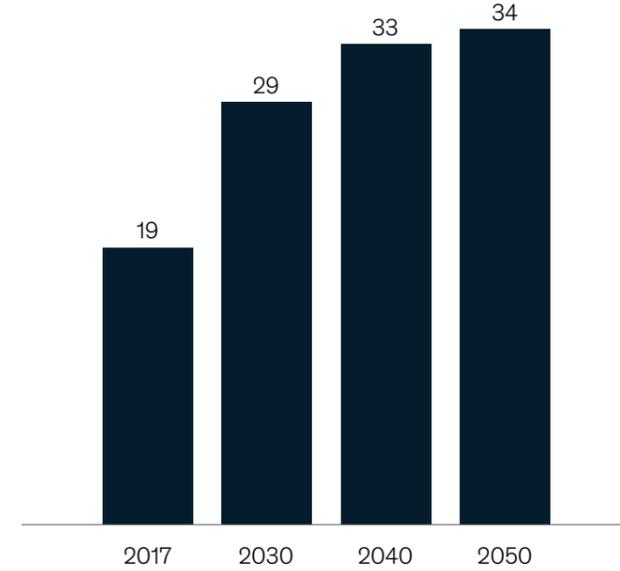
図表 24 (continued)

水素消費量⁵
100万トン



電化率

最終エネルギー消費量に
占める電力の割合 (%)



¹ 二酸化炭素換算トン

² 百万トン

³ 二酸化炭素回収・貯留付きバイオエネルギー

⁴ 二酸化炭素回収・貯留

⁵ 総水素消費量は既存の精製水素利用が低下し、低炭素水素の大規模利用が開始する2040年まで減少する

3.2.1 現在の産業部門の排出量

2017年、日本の産業部門から発生した排出量は446MtCO₂eとなり、国内総排出量の35%を占めた(図表25)。排出量のほぼ60%は、鉄鋼(33%)、化学製品(10%)、セ

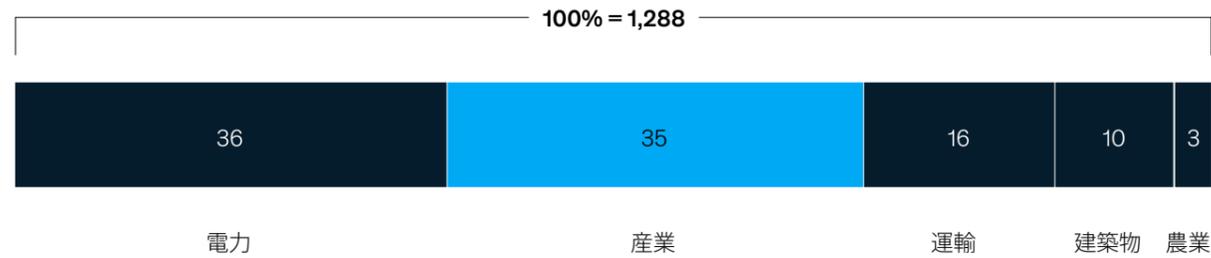
メント(9%)の生産など重工業から発生した。また主な排出源は燃料の燃焼と製造プロセス、および原料の使用の2分野である。排出量の約4分の3は、製造プロセスで熱

源となる燃料の燃焼によるものである。残りの27%は製造プロセスに伴う排出で、これには冷蔵庫から漏出するハイドロフルオロカーボン(HFC)、天然ガスパイプラインから漏出するメタンなどがある。

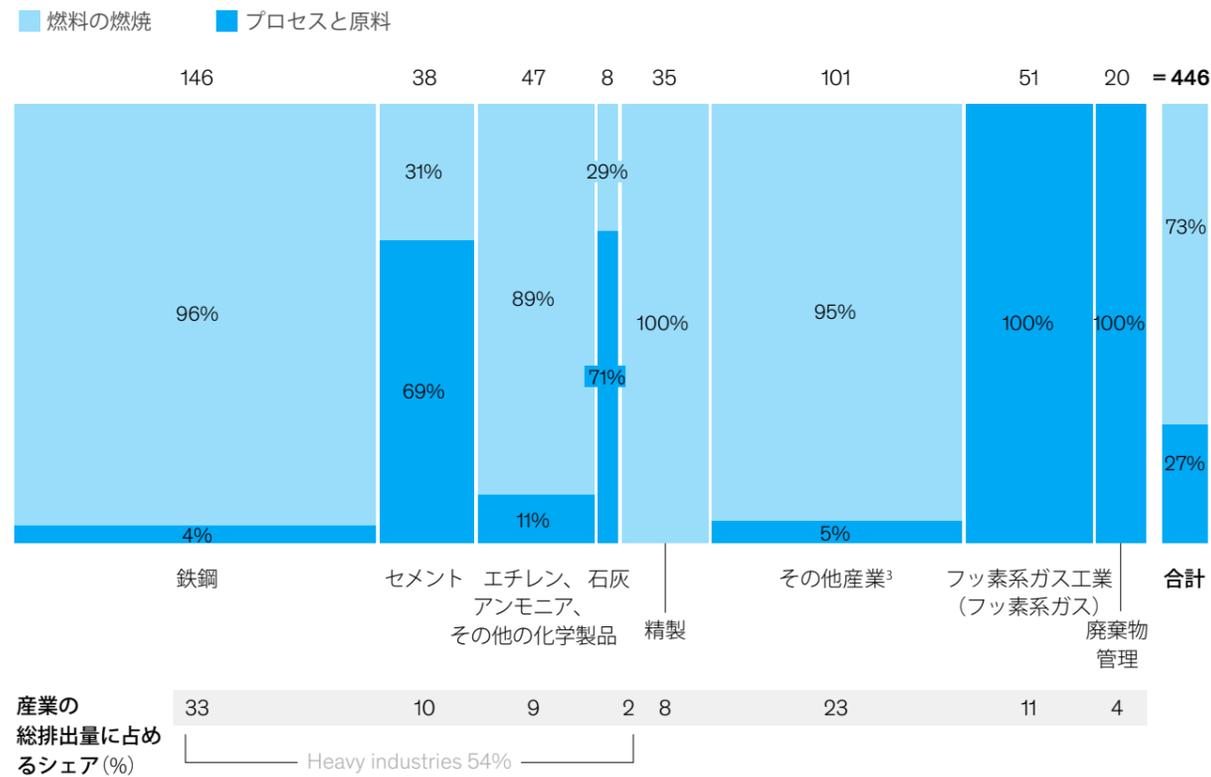
図表 25

水素、CCUS、および電化により、産業部門から生じる排出量の半分以上は削減可能
削減量の3分の1は自然な活動レベルの低下により達成

部門別の排出量、¹ 2017年、MtCO₂e²、%



2017年 日本の温室効果ガス排出量 (産業部門のサブ部門および排出源別、MtCO₂e²、%)



注: 端数は四捨五入のため必ずしも合計が100にならない。
¹土地利用、土地利用変化および林業(LULUCF)から得る58MtCO₂eの負の排出量を除く
²百万二酸化炭素換算トン
³その他の産業には以下を含む: 紙およびパルプ、ガラス生産、機械製造、繊維、建設と鉱業、炭酸塩生産の他プロセス用途、燃料と溶剤用途から生じる非エネルギー製品、ドライアイスの使用。
 資料: 国連気候変動枠組条約 2020年 国家インベントリ報告書



日本の産業部門は、プロセスの特性と排出するGHGのタイプにより分類できる(図表26)。その内訳は:

- **重工業:** 日本の産業排出量の54%を占める重工業グループには、鉄鋼、化学薬品、セメント、石灰製造が含まれる。重工業が排出する二酸化炭素の80%以上が、基礎製品を製造する際に行う燃料の燃焼によるものである。一例を挙げると、鉄鋼製造に使用する溶鉱炉の温度は1,800℃まで達する必要がある。残りの排出量は、製造プロセスによるもので、セメント製造で石灰石の加熱の際に生じる二酸化炭素などである。こうした排出量を削減するには、原料の変更や製造プロセスの再構築が必要になる。高温熱と製造プロセスからの排出という2つの要素が、産業部門の排出削減を困難にしている。
- **精製:** 精製は、日本の産業排出量の

8%を占めており、その主な排出源は、石油の分解と蒸留に要する最高400℃のプロセス加熱である。

- **その他:** このグループには、ガラス、パルプと紙、食品と飲料、非鉄金属、機械製造など多様なサブ部門が含まれ、日本の産業排出量の23%を占める。主な排出源は、機械の加熱と稼働に必要な燃料の燃焼である。
 - **フッ素系ガス:** 産業排出のうち11%は、冷蔵庫やその他の冷却システムから漏出するフッ素系ガス(F-ガス)から生じている。
 - **廃棄物管理:** さらに、廃棄物の焼却から生じる排出量および埋め立て地から漏出するメタンが、排出量の4%を占めている。
- 日本は、2029年までにこのF-ガスの排出量を、2011年-2013年度の平均値比で40%削減することを目指している。さらに

2036年までにはF-ガス排出量の85%削減を目指しており、その施策として、2015年に施行のフロン排出抑制法、ならびに1988年に署名したモントリオール議定書で定めるハイドロフルオロカーボンの消費規制の遵守に注力している³³。この施策の規模は、2050年までに、2017年度比で78%排出減に相当する。日本は、短期的な規制目標の達成に向け順調に取り組みを進めている。

日本は、環境省が作成した計画に基づき、2050年までに廃棄物管理による排出量を削減していく計画である³⁴。目標の達成には、各自治体から出るゴミのリサイクル率を高めて焼却と埋め立てを軽減する、焼却施設にCCUSを導入する、自治体のゴミ埋め立てに上限を課すといった施策が必要である。

³³「改正フロン排出抑制法と管理者の取組について」、東京都環境局、2019年11月、www.kankyo.metro.tokyo.lg.jp
³⁴「廃棄物分野における地球温暖化対策について」、経済産業省、2021年4月9日、www.meti.go.jp

3.2.2 ネットゼロへの道のりにおける産業部門の役割

1990年以来、日本の産業排出量は年間約1%の割合で減少している。産業部門の全サブ部門はエネルギー効率が改善され、鉄、鉄鋼、セメントの生産など高排出量の活動が一部で減少している。また人口減少により、産業の活動レベルも低下しつづけることが予想される。2050年までに、アンモニア生産は51%減、精製は43%減、エチレン生産は30%減、鉄鋼は20%減、その他の化学製品の生産は19%減、セメント生産は12%減と見込まれる。こうした生産量の減少を踏まえると、

具体的な脱炭素介入がなくても、日本の産業排出量は2050年までに34%減少するものと予測できる。

しかしこの減少率では、日本が2050年までに設定した排出削減目標を達成するにはまだ不十分である。マッキンゼーのコスト最適化シナリオにもとづくと、日本の産業部門では、ネットゼロ達成に向け、2030年までに排出量を40%減、2050年までに97%減とすることに加え、主に BECCUS をセメント生産と高温熱の産業用加熱炉に適用することにより19 MtCO₂eの負の排出を確保できる。さらに産業内のその他の

サブ部門から得られる負の排出で3%の排出量を相殺する必要がある。

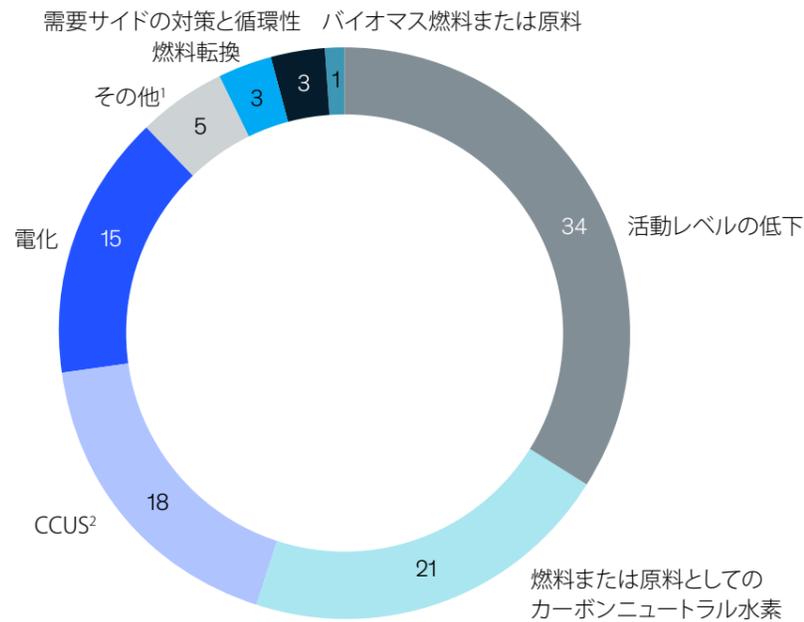
以上の排出削減を達成するためには、以下のような方策が考えられる(図表26)。

- － **石炭・石油ボイラーおよび炉からガスボイラーへの切り替え:** 2030年までに、石炭火力ボイラーと加熱炉の約半分をガスボイラーに切り替え、さらに2045年までには切り替えを完了する。また石油火力ボイラーと炉も、2030年までにガスボイラーへの切り替えを完了する。この切り替えにより、10 MtCO₂eの排出量を削減できる。

図表 26

水素、CCUS、および電化により、産業部門から生じる排出量の半分以上は削減可能削減量の3分の1は自然な活動レベルの低下により達成

年間排出削減量のシェア 2050年時点、%



¹セメントや石灰窯の燃料としての廃棄物の利用、エチレン生産用バイオエタノール脱水を含む
²二酸化炭素回収・有効利用・貯留
 資料: マッキンゼー分析

- － **電化プロセスと発熱:** ヒートポンプは高温熱プロセスには適さないものの、2050年までに、化学および一般産業部門の低-中温熱源の約70%を供給できる。さらに2050年までに、鉄鋼生産の35%で電気炉(EAF)を導入することが予想される。以上の技術変化により、年間56MtCO₂eの排出量を回避できる。
- － **複数の産業部門でCCUSとBECCUSを導入:** 2050年までに、セメント生産の67%でCCUSを導入し、残る33%で同時期までにバイオマスとCCUSを導入する。またCCUSを使用した天然ガスDRIは、2050年までに製鋼の17%で導入されることが予想される。さらに化学製品とその他の産業では、高温発熱プロセスの30%にCCUSが適用される。以上の技術変化を総合すると、年間66MtCO₂eの排出量を削減できる。
- － **代替原料および燃料として水素を活用:** 2050年までには、鉄鋼の48%が、低炭素水素を用いたDRIから生産されることになるだろう。一方、化学製品やその他の産業では、2050年までに、高温発熱プロセスの約60%で水素が使用されることが予測される。以上の技術進化により、80 MtCO₂eの排出量を削減できる。
- － **人口減少に伴う産業活動の低下と経済の脱炭素化を受けた化石燃料の精製量減少:** 運輸部門の脱炭素化により、ガソリンとディーゼルの需要を98%減らすことが可能になる。同時に、建築物の暖房や産業の発熱プロセスにおける石油からガスへの完全移行を受け、精製部門の活動が減少する。先進国の経済が飽和状態に達し人口が減少するに伴い、鉄鋼の生産は20%、建設用セメントの生産は12%減少することが予測される。こうした推移により、年間126MtCO₂eの排出量を回避できる。
- － **需要側の施策奨励と循環性の底上げ:** 直交集成板(CLT)の導入により、セメント需要の10%を置き換えることができる。また、プラスチックのリサイクル拡大によりバージン・プラスチックの

需要を10%減らし、エチレン生産の必要性を軽減できる。これらの対策により、年間でさらに10MtCO₂eの節減が可能となる。

他の先進国と比べ、日本の産業部門における脱炭素化シナリオでは、発熱と電化プロセスの果たす役割が比較的少ない。電気ボイラーと炉は現在でも利用可能であり、一部の工場ではすでにエネルギー効率に優れた電気ヒートポンプを導入している。しかし電化のコスト効果が高くなるのは、ヒートポンプや電気アーク炉など他のゼロエミッションソリューションと比較した場合に限られる。こうしたプロセスでは莫大なエネルギー生成や原料効率の向上を同時に実現できるからである。日本の電気料金をめぐる予測を踏まえると、中-高温の発熱のみに使用する電気ボイラーや炉では、電化の効果が低下する。

電気ヒートポンプは、低温プロセスの代替施策として期待できる。これは、比較的省コストで設置できることに加え、熱生成にかかるエネルギー効率を3倍に高めることができるためである。現在の産業用電気ヒートポンプは140°Cまでしか加熱できないが、進行中の研究開発ではこれを200°Cまで上げることを目指している³⁵。

電気ボイラーと炉は、いずれも大幅に高い温度まで到達でき(それぞれ最高400°Cと1,000°C)、他の産業分野ではわずかではあるものの、産業部門では主に鉄鋼製造で使用されている。日本の再生可能エネルギーによる電力供給は全体の60%が限界となるため、電力部門は代わりに水素とアンモニアを使用して発電しなければならず、これが電気料金の引き上げにつながってしまう。日本の産業では、水素ボイラーと炉へのダイレクトな切り替えの方が、水素から生成した電気を使用するよりもエネルギー効率もコスト効果も優れている。

鉄鋼セグメントでは、スクラップ鋼を電気アーク炉で処理することが可能で、これにより原料コストと必要なエネルギー量が大幅に減少する。結論として、このタイプの電化は、電気コストはかさむものの水素やCCUSといった代替ソリューションに対抗できるコスト競争力がある。

水素を代替原料として、化石燃料の高温熱プロセスで使用することにより、日本の産業部門の脱炭素化に対する大きな成果を期待できる。しかしこれは最もコストがかかるアプローチでもあり、限界削減費用は約150ドル/トンとなる。ヒートポンプでは対応できない高温熱プロセスの脱炭素化に期待できるソリューションは水素であり、製鋼の還元剤として石炭に代わるゼロエミッション原料としても活用できる。

化学的特性が競争力の鍵となるプロセス排出の脱炭素化で最もコスト効果が高いのは水素である。例を挙げると、製鋼におけるDRI-EAFの限界削減費用は109ドル/トンとなり、これは水素を使用する方策では比較的安価だが、各国が導入する他の脱炭素化手段と比較すると依然として高コストである。

しかし加熱の脱炭素化では、水素の発熱量の高さが強みとなる。産業用加熱の脱炭素化で水素を使用すると平均約240-250ドル/MWhのコストとなり決して安価とはいえないが、日本の電気料金の高さを踏まえると、依然として電気ボイラーや炉よりは割安である。コスト高であるとはいえ、重工業部門以外では大半の工場がCCUSを導入するほどの規模がないことを踏まえると、こうした中小の現場には水素の方が適している可能性がある。しかし小規模工場で水素の導入を実現するには、炭素回収技術の進歩を待たねばならない。中小企業が産業コンソーシアムを創設し、地域のCO₂収集パイプラインシステムに予算を投じることでCCUSの導入を実現する可能性もある。

³⁵「最高200°Cの加熱が可能な産業用高効率高温ヒートポンプの開発に着手」、MONOist、2020年10月6日、monoist.atmarkt.co.jp

上位3部門の脱炭素化シナリオ

マッキンゼーのコスト最適化シナリオでは、鉄鋼の排出量が2030年までに31%減、2050年までに98%減となる。これを実現するには以下の展開が条件となる(図表27):

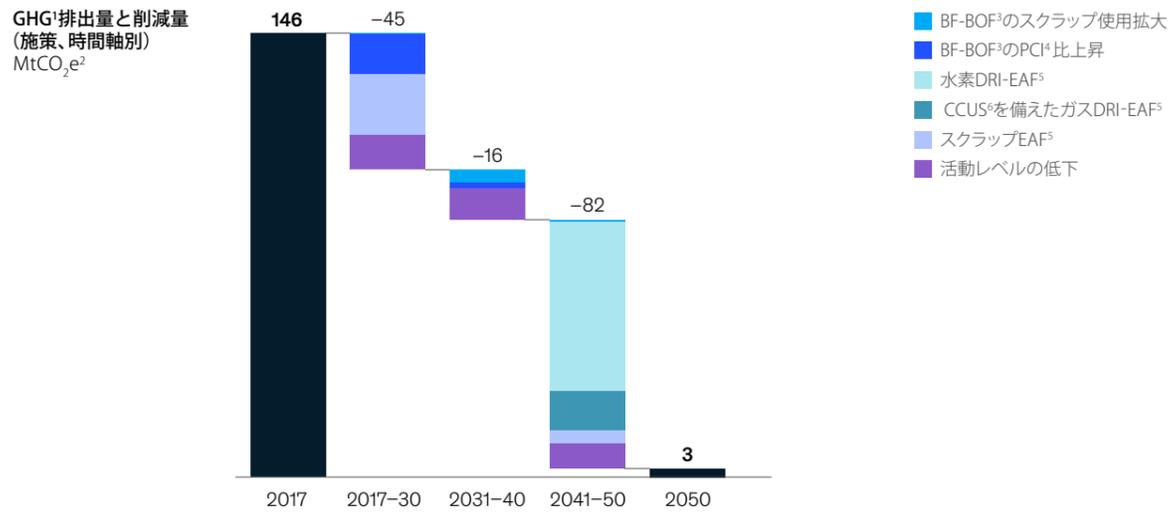
- 2050年までに、水素によるDRI-EAFが鉄鋼生産の48%、スクラップEAFの35%、CCUSが稼働するガスDRI-EAFの17%を占める。
- 2040年までに、スクラップEAFの割合

が24%から35%に拡大する。中期的には、鉄鋼生産の脱炭素化でEAFが最も現実的なソリューションとなる。これは水素とCCUSのインフラが未だ成熟していないためである。スクラップ

図表 27

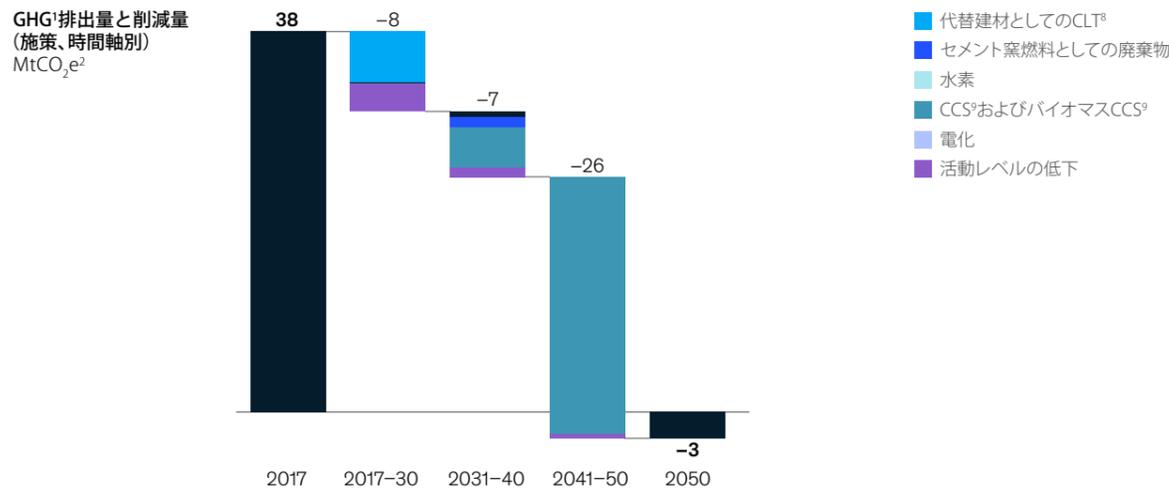
鉄鋼部門の脱炭素化には電化、水素、およびCCUSいずれも重要である一方、セメント部門の脱炭素化はCCUSに依存している

鉄鋼



資料: マッキンゼー分析

セメント



資料: マッキンゼー分析

¹ 温室効果ガス
² 百万二酸化炭素換算トン
³ 高炉・転炉
⁴ 微粉炭噴射
⁵ 直接還元鉄、電気炉
⁶ 二酸化炭素回収・有効利用・貯留
⁷ 二酸化炭素換算トン
⁸ 直交集成板
⁹ 二酸化炭素回収・貯留

供給をめぐる制約が懸念される一方で、スクラップ鋼の世界生産は粗鋼の世界生産の35パーセントに相当する。2050年までには56%まで拡大することが可能であり、すべてのスクラップ鋼を収集して再利用できれば、スクラップEAFが鉄鋼生産の50%以上を占めることが可能となる³⁶。

- 水素DRI-EAFは、低炭素水素のコストが下がる2040年以降に導入される。
- 既存の高炉・転炉(BF-BOF)の全容量は、2040年までに新たに建設した水素またはガスDRI-EAFに置き換えられる。EAFの総容量が拡大することを受け、既存EAF容量で2050年まで運用しつづけるか小規模な改修を行うことになる。
- 微粉炭噴射の比率上昇など従来型BF-BOFをめぐる段階的なプロセスの変化

を受け、水素やCCUSが利用可能になる以前に中期的な脱炭素化の達成が可能となる。

セメント

我々のコスト最適化シナリオにもとづくと、セメントからの排出量は2030年までに21%減、2050年までに107%減となっており、その実現には以下の展開が条件となる(図表27):

- 2050年までに、セメントの全生産でCCUSを導入する。セメント生産の排出は希釈化した低圧CO₂フローであるため、CCUSの導入は137ドル/トンと比較的高コストになる。セメント業界では炭素回収の施策をめぐる検証を行っており、これが現時点でセメント生産を脱炭素化する唯一の方法である。例を挙げると「European Cement Research Academy(欧州セメント研究

アカデミー)」が酸素燃焼炭素回収に関する技術を開発したが、これは燃焼プロセスで空気の代わりに純粋な酸素を使用することで純粋なCO₂フローを得る技術である。コストの高さから、セメント生産にCCUSが導入されるのは2040年以降になるだろう。セメント生産では、バイオマスとCCUSの使用により負の排出を創出できる。バイオマスの供給には制約があるが、我々が構築したシナリオでは、2050年までに、バイオマスとCCUSの組み合わせがセメント生産の3分の1を占めるものと予測している。

- 人口減少による建設資材の需要減を受け、セメント排出量が10%減少する。建築物部門でセメントの代わりにCLTを使用することにより、さらに排出量の12%削減が可能となる。

³⁶ 「日本製鉄 カーボンニュートラルビジョン2050」、日本製鉄、2021年3月30日



化学製品

化学製品部門では製造プロセスの異なる多様な製品を扱っており、それぞれに異なる脱炭素化アプローチが必要となる。ここでは最大の単一製品サブ部門として、エチレンとアンモニア生産の2分野を取り上げる。

マッキンゼーのコスト最適化シナリオにもとづくと、エチレンの排出量は2030年までに21%減、2050年までに92%減となるが、これには以下の展開が条件となる：

- プラスチックのリサイクル拡大により、エチレンから製造する未使用プラスチックをめぐり需要が減少する。プラスチック廃棄物による汚染に対する意識が高まり、リサイクル活動を通してエチレン需要が少なくとも10%減少する。需要減少と人口減少が相まって、2050年までにエチレンの排出量が32%減少する。
- エチレン生産の約4分の3をCCUSを備えた従来型ナフサクラッカーで行うことにより、2050年までに、エチレンの排出量が50%減少する。
- 水素とバイオマスを使用した従来型ナフサクラッカーによるエチレン生産が、2050年までに9%を占める。代替燃料

はCCUSよりも高コストとなるため、転換は2040年代半ば以降となる。

- バイオエタノールの脱水などの代替プロセスを導入することにより、排出ゼロのエチレン生成が可能になる。しかしこうした代替案では、従来型ナフサクラッカーを用いて生成していた高付加価値の化学副産物が得られないため、解決策としてのポテンシャルは限定的である。

我々のコスト最適化シナリオにもとづくと、アンモニア生産は54%減となることが予測され、残るアンモニア生産にはCCUSが導入される。アンモニア生産における水蒸気メタン改質(SMR)プロセスでは高圧・高純度CO₂フローが生成されるため、アンモニア生産におけるCCUSの使用コストは他部門よりはるかに低くなる。これがCCUSの初期導入例のひとつとなり、炭素の輸送と貯留インフラが利用可能になる2030年前後から導入が始まる。

前述の脱炭素シナリオに加えて、開発中の技術革新については、具体的なコスト情報が不足しており、実現化のタイミングも不確定なため、本レポートではモデル化しなかった。しかしこうしたイノベーションが実現すれば、削減コストの一部を下げることが可能となる。例を挙げると：

- セメント製造におけるクリンカの一部において、鉄鋼生産からの溶鉱炉スラグ、さらに石炭火力発電所からのフライアッシュ等の代替原料への置き換えが進むことにより、石灰石の加熱から生じるクリンカ量の削減が可能となる。
- 混合プラスチック廃棄物を原材料にまで戻せる化学的リサイクルにより、バージン・プラスチックの生産に要するエチレン生産量のさらなる削減が期待できる。燃料油の精製需要が大幅に減少する脱炭素化した将来においては、精製企業には、クラッキングをめぐり専門知識を活用した新たなビジネス機会がもたらされる可能性がある。
- 日本の産業部門におけるエネルギー効率はずでに高水準であるが、廃熱のカスケード利用、新たな化学プロセス、電気技術を用いた製造現場のスポット加熱などにより、さらなる効率向上が期待できる。

3.2.3 主な不確実性と成功要因

主な不確実性

- コモディティ価格:工業生産原価に占める燃料と原料コストの割合はきわめて大きく、このため商品価格の推移によっては、経済的な観点から排出削減方策のヒエラルキーを再編成することになる可能性がある。例を挙げると、我々のコスト最適化シナリオでは、電気料金の高さを理由に電気ボイラーや炉は水素ボイラーより高コストとしている。しかし日本国内で再生可能エネルギーがさらに普及し、これに伴いコストが低下すれば、電気ボイラーや炉が、それまで以上に重要な役割を担うことも考えられる。
- 炭素貯留をめぐり安全性に関する国民の懸念:地下にCO₂を貯留することに関するリスクは一般に広く認識されている。このため、CCSのポテンシャルが十分に発揮されない可能性がある。この抵抗感ゆえに日本の炭素貯留量が大幅に減ることがあるならば、産業部門の各企業は、炭素の利用や回収した炭素を第三国に輸送して貯留するといった別のオプションを検討せねばならなくなる。

成功に導く主な要因

- 脱炭素をめぐり投資に対するインセンティブ政策:産業部門の企業では脱炭素化の取り組みによるコスト増が生じる。このため政府や関係者が、こうした取り組みにかかる投資にインセンティブを提供し、公平な競争を支援する必要がある。インセンティブには、民間市場から企業が一定の収益を得ることができる炭素取引制度や、税制上の長期優遇措置、さらに初期コストをめぐり資金調達へのアクセス優遇などが挙げられる。さらに、脱炭素化に予算を投じる国内企業が高排出量の輸入製品によって不利を被ることがないように、貿易規制が必要になる場合もあるだろう。
- 研究開発資金をめぐり長期コミットメント:水素やCCUSといった産業部門の企業向け排出削減技術の多くは未成熟であり、一企業による取り組みの限界を超えた莫大な研究開発予算を

必要とする。このため、多くの不確定要因を抱えながらも、各企業では、自社が注力する技術をめぐり戦略的な決定を下し、共同研究開発に着手するために業界パートナーシップを構築する必要がある。また政府が長期的な支援の仕組みを明確にすることにより、研究開発投資を奨励することもできる。

- 製品の切り替えと循環性に関する規制強化:産業部門を脱炭素化する最も効果的な施策のひとつは、現在の原材料を再生可能またはリサイクルした材料に切り替えることである。具体的には、建築物のコンクリートの代わりにCLTを、バージン・プラスチックの代わりにリサイクルプラスチックを使用するといった取り組みが挙げられる。こうした変革を実現するためには、政府による規制に原料切り替えを盛り込む、建築基準法を強化する、CLTの義務化やプラスチックの強制的なりサイクル目標を設定するといった施策が必要である。

3.2.4 主な課題と機会

主な課題

- 技術の成熟度:CCUS技術、高温熱電気加熱、および水素DRI技術は、いずれも大規模な導入が可能な段階に至っていない。
- インフラとエコシステムの成熟度:回収した炭素を貯留場まで運び、さらに低炭素水素を工場まで輸送するには、タンカー、パイプライン、トラック向けに新たなロジスティクスインフラを構築しておく必要がある。
- 日本製品の競争力:発電に低炭素水素を使用し、国内生産より高いコストで水素を輸入する必要があることから、日本の製造メーカーは、脱炭素化コストの低い国と競合する場合、不利になる可能性がある。産業部門の競争力を維持するため、日本企業は、エネルギー強度が低く、高付加価値で、技術的に高度な専門知識を要するバリューチェーンのセグメントにおける差別化を追求すべきである。
- 政策の実現可能性:国内メーカー間、さらに国内と海外メーカー間の公平な競争環境を維持するため、炭素価格

の設定と国境炭素調整税の導入が必要になることも考えられる。しかしこうした介入は政治的に難しく、実現に向けた交渉にも時間がかかることが予想される。特に国境調整税は二国間あるいは多国間の協定に加え、世界貿易機関による既存の法的枠組みの改訂を要する。

主な機会

- グリーン製品をめぐり需要の高まり:高品質のグリーンスチール、炭素硬化コンクリート、グリーンケミカルなど環境配慮型の製品をめぐり国内および輸出需要の増加により、国内メーカーが、新たな差別化の機会を通して利益と収益を拡大する機会を得ることが可能となる。
- 新たな収入源:原料としての回収炭素販売、グリーン製品製造に関する技術移転、大規模導入による水素インフラの輸出、合成燃料の生産、水素ステーションの運用などを通して新たな収入源の創出が可能となる。
- テクノロジーのリーダーシップ:炭素リサイクルサプライチェーン、政府支援による研究開発エコシステム、さらに多種多様な水素技術のアプリケーションをめぐり開発での高い競争力と先行者利益を確立すれば、日本企業が競争優位性を獲得し、技術輸出の機会を得ることが可能となる。



図表 28

運輸部門のシナリオ概要

運輸部門は、電気乗用車、カーボンニュートラル・トラック輸送、海運および航空部門におけるバイオ・合成燃料の導入促進により、2050年までに排出量97%減を達成可能。

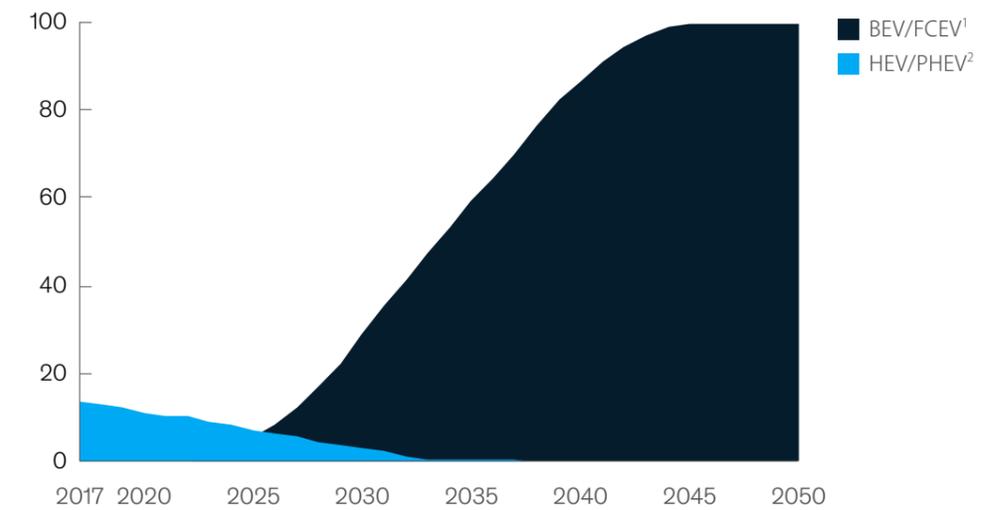
乗用車販売

総走行距離に占める割合(%)

	2017	2030	2050
BEV/FCEV ¹	0	90	100
HEV/PHEV ²	14	0	0

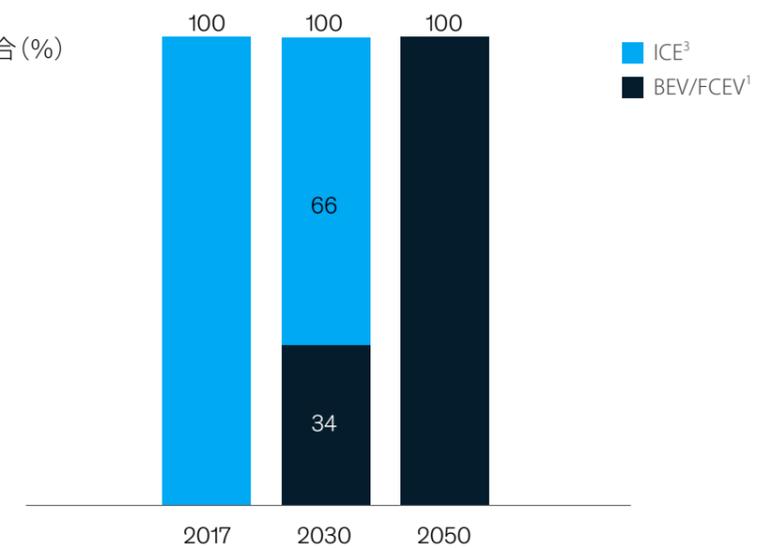
乗用車輸送の内訳

総走行距離に占める割合(%)



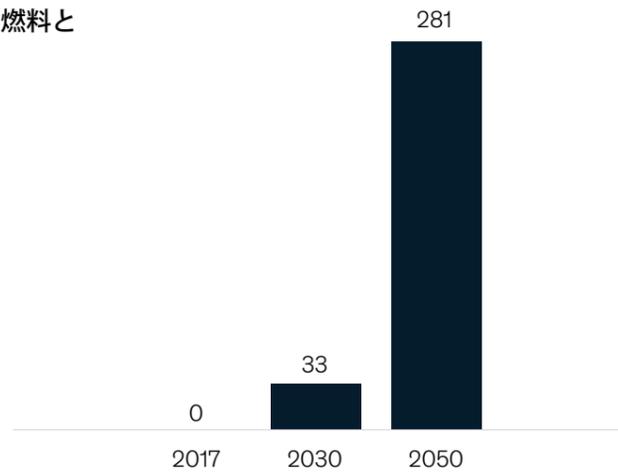
トラック輸送の内訳

総走行距離に占める割合(%)



図表 28 (continued)

海運および航空のバイオ燃料と合成燃料、MBOE⁴



¹ バッテリー電気自動車、燃料電池自動車
² ハイブリッド電気自動車、プラグインハイブリッド電気自動車
³ 内燃機関自動車
⁴ 百万石油換算トン
 資料: マッキンゼー分析

3.3.1. 現在の運輸部門の排出量

2017年、日本の運輸部門から発生した排出量は210MtCO₂eとなり、国内総排出量の16%を占めた。排出量の85%は道路輸送(50%は乗用車、35%はトラック)から生じており、残る排出源は航空(6%)、鉄道(5%)、海運業界(4%)となっている(図表29)。

直近の動向をみれば、脱炭素化の取り組みを実行しない限り、日本の運輸排出削減はわずかな成果にとどまるか、2050年まで同水準で推移することが予測できる。2010年から2018年にかけて、日本全体の旅客移動キロ数は年間1.4%増加した。グローバル化とEコマースがさらに

進む中、国際・国内ロジスティクスをめぐる需要も拡大していくものと思われ、この部門のカーボンフットプリントもさらに増加することが予測される。しかし一方で、日本の人口減少が、こうした排出拡大要因を相殺することも予想できる。

図表 29

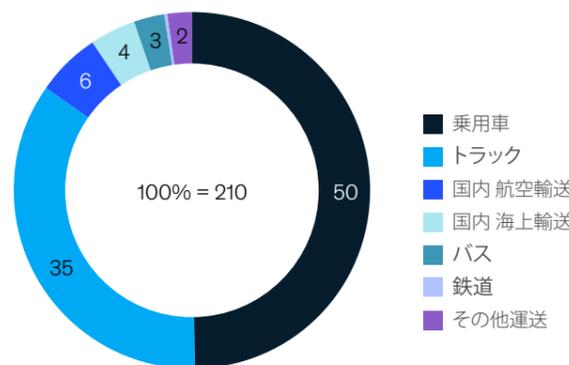
運輸部門から生じる排出量の85%を乗用車とトラックが占めている

部門別の排出量¹、2017年、MtCO₂e²、%



運輸サブ部門別の排出量

2017年、%

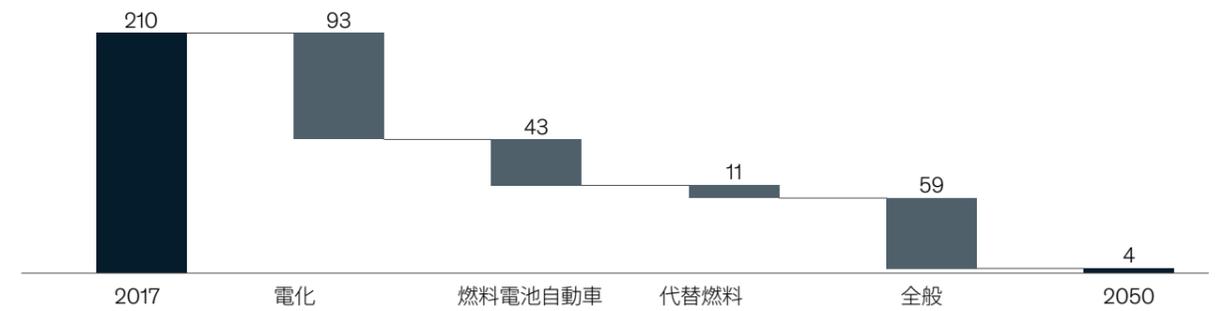


注: 端数は四捨五入のため必ずしも合計が100にならない。
¹ 土地利用、土地利用変化および林業(LULUCF)から得る58MtCO₂eの負の排出量を除く
² 百万二酸化炭素換算トン
 資料: 国連気候変動枠組条約 2020年 国家インベントリ報告書

図表 30

運輸部門では、排出量の約半分を電化により削減

国内輸送の排出削減(施策別)、2017年-2050年、MtCO₂e¹



施策概要	車、都市圏以外のトラック、都市圏のバスの電化	燃料電池自動車 (主に長距離トラックとバス用途)	航空と海運の代替燃料(バイオおよび合成)使用	車両とエンジンの設計、オペレーション効率の向上; 行動変容と人口減少による需要の低下
排出削減のシェア (%)	45	21	5	29

各施策は多様な方法で組み合わせ可能。最善のコスト最適化シナリオは不確定

資料: マッキンゼー分析

3.3.2 ネットゼロへの道のりにおける運輸部門の役割

日本がネットゼロを達成するためには、2030年までに運輸排出量を少なくとも32%削減し、2050年までにさらに66%削減する必要がある。この変化率は、現状水準からの大幅な引き上げを意味する。この削減目標を達成するには、主に4つの方策が必要となる(図表30):

- **都市圏のバス、都市圏以外のトラックの電気自動車への切り替え:** 自動車、トラック、バスの32%をバッテリー充電式車両に移行すれば、2030年までに排出量が20%減少するだろう。
- **長距離車両への水素使用:** 化石燃料駆動によるすべての長距離トラックとバスをFCEVに切り替えることで、2050年までに排出量が21%減少するだろう。
- **航空・海運業界における代替燃料の使用とエネルギー効率の向上:** 飛行機と船舶でバイオ燃料や合成燃料への切

り替えを行えば、2050年までに両業界の排出量が52%減少し、運輸部門全体の排出量も5%削減できるだろう。航空機のエネルギー効率を高める設計および技術進歩が実現すれば、さらなる排出削減も可能となる。

- **消費行動の変革:** 内燃機関(ICE)自動車の使用禁止、渋滞料金の導入、スマート・パーキングソリューションといった施策に加え、公共交通機関の利用促進により、2050年までに運輸排出量の28%削減が可能となるだろう。

排出削減に向け最終的に用いるソリューション構成は、技術の成熟度や導入しやすさ、スケジュール、コスト次第となる。

電気自動車、市内バス、都市・地域トラックへの切り替え

2030年の排出削減目標を達成するため、この年までに国内で新たに販売する自動車、トラック、バスの90%をBEVに移行する必要がある。電動自動車の導入を加速

するには、BEVの総所有コスト(TCO)をICEより下げねばならないが、これは2020年代後半に実現するものと考えられる。バッテリー価格は低下しつづけるものと思われ、2050年までには、BEV所有が従来型自動車の所有より年間700ドル程度コスト安となるだろう。さらにすべてのBEVがバッテリー充電にグリーン電力を使用するようになれば、いずれ車両排出量がゼロになる。

自動車業界が電動車/バリューチェーンに移行することを受け、バッテリーの生産量拡大と新たなインフラ整備が必要になる。このため、向こう10年間、自動車業界の脱炭素化ではハイブリッド乗用車が重要な役割を果たすだろう。しかし2025年までにはBEVの総所有コストがハイブリッド車より低くなることが予測されることから、新車販売で早期にBEVへの切り替えを行うことにより、日本の脱炭素化コストを最低水準に維持することができる。

長距離車両に水素を使用

長距離トラックとバスの脱炭素化では、FCEVへの切り替えが現時点で最善のオプションである。FCEVの燃料補給時間はBEVより短くエネルギー密度も高いため、長距離車両に適した車両といえる。また2035年までには、FCEVのTCOがICEと同水準になることが予想される。FCEVは水素駆動であるため、水素のポンプ価格を大幅に下げ、迅速な導入を実現しなければならない。

FCEVの販売率は現在のところごくわずかにとどまっているが、2030年の排出削減目標を達成するには、2050年までに、新たに販売する大型トラックの94%をFCEVにする必要がある。この市場シェアを達成できれば、運輸部門の排出量が21%減少する。

FCEVは、低炭素水素で稼働させる限り、水蒸気と熱以外を排出しない。しかし、日本の再生可能エネルギー容量には限界があり、その普及率も発電総量の60%が限界となる。その主な理由として、地形と地質学的な制約に加え、地域内に風力・太陽光発電施設を建設することに対するコミュニティの抵抗が挙げられる（詳細は3.1.2を参照）。

道路を走る全車両がバッテリー駆動になった時点で、日本は低炭素水素を輸入し、拡大する電力需要を賅わねばなくなる。この移行に向けて国内の準備が進む中、日本は、水素を直接燃料として使用するFCEV乗用車の開発に注力するか、あるいはブルーまたはグリーンの水素を用いて発電した電気で駆動するBEVに焦点を当てるかの選択を迫られることになるだろう。「グリーン」の水素は、ゼロエミッション電気をを用いて水を電気分解することにより生成し、そのコストは主に電解槽の設備コストとゼロエミッション電気の運用コストにより決まる。「ブルー」の水素は、一般的にSMRを用いて天然ガスから生成し、CCUSによりCO₂の排出量を軽減することになる。FCEV乗用車の開発はBEVよりコストがかかるが、効率面でより優れている。なぜなら、水素を燃焼してBEVの運転に必要な電力を生成する場合、そのエネルギー効率は45%にとどまり、FCEVで水素を直接燃料として用いる際の60%より低くなるからだ。

FCEVとBEVのいずれも多様な課題を抱えている。水素を用いると発電効率が悪く、このためすでにコスト高の水素をさらに輸入する必要が生じてくる。ただしBEVはすでに消費者の支持を得ており、世界16の自動車メーカーが市場シェアの57%を占めている現状がある。各メーカーはBEVこそ業界の未来を担うものと考えており、ICE販売を段階的に廃止する目標日程も公表済みである。FCEV乗用車をめぐるコストは、時間の経過とともに大幅に低下していくだろう。しかし2050年時点では、BEVの所有より依然として10%のコスト高にとどまっている可能性が高い。

さらに乗用車カテゴリーにおけるFCEVへの切り替えは、長距離トラックやバス向けインフラ以上に高密度な水素ステーションのネットワークが必要になる。FCEVの走行距離は比較的に長いものの、大都市では住宅地や商業地域の近辺に水素燃料補給ステーションを建設する必要がある。既存の燃料ステーションを改造することも可能だが、水素を輸送するため最低でもパイプラインの建設や改修を行わねばならない。

補助金や多様なインセンティブ制度を活用し、FCEVのTCOがBEVと同水準になるよう促すことも考えられる。しかしこうしたインセンティブが給油インフラの開発と選択可能なFCEVモデルのラインナップ拡大につながらない限り、消費者は利便性と選択肢の広さを理由に依然としてBEVを選ぶだろう。いずれにしても、BEVとFCEVの普及を同時に進めることは困難である。各国の自動車メーカーでは、米国と中国の消費者需要をきっかけに製品イノベーションが生まれる傾向があり、さらに米国と中国は再生可能エネルギーをめぐり日本のような制約を抱えていないことから、FCEVに有利なインセンティブを導入する動機も存在しない。

燃料電池乗用車のポテンシャル

TCOがBEVと同水準になる2050年頃になると、FCEVが市場に登場しはじめるだろう。

－ FCEVの開発を加速すれば、限界削減費用が上昇する。2050年までにFCEVが保有車両の30%を占めるシナリオでは、運輸部門の限界削減費用が47%増加し、-62ドル/トンから-33ドル/トンに、経済全体の限界削減費用も11%増加して46ドル/トンになる可能性が

ある。

しかし、FCEVへの切り替えがコスト高となっても路上のBEV台数が減少すれば、電力の切り替えコストを建築物や産業など他の電化に割り当てられる。

航空および海運業界の代替燃料

航空

日本の運輸排出量に占める国内航空の割合はわずか6%に過ぎないが、削減が最も困難なものこの部門からの排出量である。製品寿命が長くイノベーションサイクルが長い航空機に関しては新たな技術導入が遅れる傾向があり、さらに2050年までジェット燃料に使われることが予測される化石燃料であるケロシンと比較して、代替燃料のコスト競争力が上回る可能性は低い。問題をさらに複雑化させる要素として、2030年までに飛行機を使う旅行が34%増加することが予測される。

たとえ日本が航空機のネットゼロを義務付けたとしても、各国の航空企業が代替燃料ベースの航空機への切り替えに踏み切るには市場規模が小さすぎる。航空業界の排出削減を促すには、国際条約に加え、国際民間航空機関(ICAO)や国際航空運送協会(IATA)といった業界団体を通じた取り組みが求められる。

このため当面の間、日本では、国内旅行をめぐる排出目標を策定するとともに、航空機のエネルギー効率の向上に加え、バイオ燃料をめぐる開発に注力していくべきである。また中期的には、短距離航空にバッテリーや燃料電池を導入することも考えられる。大型航空機では、水素タービンや直接水素推進が技術的な面からみて実現可能だが、開発と導入拡大には相当の時間がかかることが予想される。さらに最長距離の航空機については、引き続き高度バイオ燃料と合成燃料が使用される予測だが、これらは双方を合わせても航空業界の現在の燃料使用量の0.1%に満たない。

燃料の切り替えにより航空部門のCO₂排出をゼロにすることは可能だが、炭素と同じく地球温暖化の原因となっている亜酸化窒素ガスや水蒸気、飛行機雲からの排出削減にはつながらない。バイオ燃料と合成燃料への切り替えにより、総合的な気候インパクトは36-60%減少するが³⁸、ここでは、

気候インパクトを50-75%削減できる水素タービンへの切り替えがさらに望ましい。これに加えて水素燃料電池を導入すれば、気候インパクトを75-90%回避することが可能となる。

海運

近年、海運業界はエネルギー効率の大幅な改善を実現しており、現在では10年前に販売されていた船舶に比べ燃料効率も向上している。国際海事機関(IMO)では、2050年までに2008年比で排出50%減という業界目標を掲げており、さらに船舶による大気汚染を軽減するため、燃料の硫黄含有量に上限を設ける規制も導入している。

IMOの削減目標とネットゼロを達成するため、日本の海運業界は、エネルギー効率の向上を目指しながら、同時に新たな技術と燃料の導入を促進していかねばならない。推進力や船体設計といった船舶をめぐる技術を強化し、速度制限やジャストインタイムの着荷など運用面での改善が実現すれば、2030年までにエネルギー効率を35%高めることが可能となる。しかし燃料電池など推進力に関する新技術や高度バイオ燃料・合成燃料などの導入はコストがかさむ可能性があり、100-300ドル/トンの限界削減費用が追加で生じるものと予測される。

最大規模の外洋貨物船から短距離フェリーに至るまで、船舶の排出削減には多様な施策が必要である。短期的にみると、大幅な設備変更が必要ない大型船舶には、混合高度バイオ燃料を使用できるだろう。

いずれ水素ベースの燃料価格が手頃になれば、大型船舶ではさらに、純粋水素、合成マリンガスオイル(MGO)、アンモニア、メタノールといった代替燃料源の活用にも着手できるはずである。実用規模でみると、2030年から2040年の間には、水素ベースの燃料が先進バイオ燃料とコスト面で競合するようになるだろう。

3.3.3 主な不確実性と成功要因

主な不確実性

－ **石油価格の大幅な下落**: これにより、BEVのTCOがICEと同水準まで下がる

時期が遅れる可能性がある。また電気料金の値上げも同様の影響を及ぼす。

－ **バッテリー価格の急激な低下**: バッテリー価格の低下に関する現在の予測は2030年までに60%減となっているが、もし価格が70%低下すると、長距離トラックではBEVの価格がFCEVを下回ることになる。同様に、高密度バッテリー化学やバッテリー寿命の延長といった技術イノベーションが実現すれば、長距離トラックとバスで、BEVがよりコスト安のオプションとなる。

－ **水素、燃料電池、水素タンク価格の急速な低下**: これにより価格面の競争力でFCEVがBEVを上回ることになるだろう。もし水素の小売価格が2050年までに84%低下した場合、地域内トラックとバスでFCEVが最も低コストのオプションになることもあり得る。

－ **技術の進化と燃料価格の推移**: 先進バイオ燃料の価格が長期にわたり低下しない場合には、2030年代前半までに航空および海運業界の脱炭素化を達成する上で、アンモニアなど水素ベースの燃料が最も低コストのオプションとなる可能性がある。さらに、2040年までに合成燃料の価格が80%以上下がれば、合成ケロシンとマリンガスオイルがバイオ燃料以上に低コストになることもあり得る。

－ **サービスとしてのモビリティ(MaaS)の早期導入**: 厳格な規制を理由に日本ではライドシェアリング(相乗り)が一般化しにくいのが、規制緩和により相乗りが広く浸透しはじめれば、乗用車の排出減少が期待できる。自律型電気自動車のシャトルサービスも移行コストの削減に貢献するものと思われるが、結果的に公共交通機関よりライドシェアリングを利用する人が増え、これが排出量の増加につながるリスクもある。

－ **顧客嗜好の変化**: 政府によるインセンティブの導入を待つまでもなく、BEVに対する国民の関心が高まればBEV導入が加速する可能性もある。たとえば、新型コロナの流行期間中には、BEV販売台数が従来型ICEより高い回復力をみせており、消費者嗜好が変化

しつつあることを示している。

－ **自家用の非電気自動車をめぐる技術進歩**: ルーティングの効率を向上させ、渋滞時のアイドリングを減らすことも、二酸化炭素の排出削減に貢献するだろう。また高度アナリティクスを活用した交通・駐車事情の管理も排出削減への効果を期待できる。さらに現在、移行期間中に合成燃料を非電気自動車に使用する技術についても研究が進んでいる。

成功に導く主要因

－ **意欲的な政策支援**: コスト最適化シナリオは、規制当局が設定するゼロエミッション技術と燃料の導入をめぐる目標により大きく左右される。BEV、トラック、バスを早期に導入するには、現在の施策を上回る意欲的な目標とその他の規制による支援が必要である。日本政府は、最も運転頻度の高い部門を対象にBEV導入を奨励する施策を講じるべきだろう。旧型ICEを廃車にしてBEVに買い換える、公共交通機関とライドシェアリングの利用を促進するといった取り組みに向けたインセンティブの整備も重要である。

－ **再生可能な発電の大規模な導入**: BEV・FCEVの大規模な普及を支えるには、2050年までに最低でも年間190TWhの電力が必要になるだろう。また水素のコスト競争力の向上は、低コストの再生可能電力の供給量に大きく依存することになる。

－ **BEVと燃料電池インフラの大規模な整備**: BEVへの切り替えには、BEV充電の密度、速度、相互運用性を強化した新たな充電・給油ステーションが必要になる。またFCEVの利用を実現するには、トラックとパイプラインによる水素配送ネットワークを整備し、水素ガスと液化水素を日本全土に輸送しなければならない。

－ **BEV-FCEV/バリューチェーンへの大規模投資**: ゼロエミッション自動車への移行には、自動車製造の再構築と新たなリサイクル施設の建設が必要になる。2030年までにバッテリー生産能力を年

^[1] “Clean skies for tomorrow,” 世界経済フォーラムとマッキンゼー・アンド・カンパニーによる共同レポート、2020年11月14日、p.14, McKinsey.com

間185GWhまで拡大するには、バッテリー原料となるリチウム、ニッケル、コバルトの供給量を増やさねばならない。生産企業では、新たな鉱山の開発を支援できる価格と時間軸でオフテイク契約を結ぶ必要がある。電池化学の継続的なイノベーションに加え、リサイクルのさらなる促進も、こうした原料金属の不足をめぐりリスク軽減に役立つことが期待できる。

- **代替燃料と新技術をめぐる投資:** 拡大する需要を満たすには、原料収集インフラ、ゼロエミッション電力供給、生産・貯蔵施設、輸送インフラをめぐる設備投資が必要になる。さらに新たなパワートレイン技術や港湾・空港インフラの整備に向けた支出も求められる。政策立案者は、カーボンプライシングの改善とインセンティブの強化を通してこうした設備投資への意欲を高め、

航空・海運業界の企業が投資に対する公正な利益を獲得できる環境を整備するとともに、各種機器や燃料供給インフラをめぐる研究開発を奨励すべきである。

3.3.4 主な課題と機会

主な課題

陸上輸送:

- **技術の成熟とコストパリティ:** TCOをICE車両と同水準まで下げることが、BEVおよびFCEV導入の鍵となる。
- **インフラ整備とエコシステム:** BEVおよびFCEVの導入と並行して充電・水素ステーションのネットワークを整備する必要がある。日本では再生可能エネルギーの供給量に限界があるため、運輸部門を脱炭素化するにはBEVとFCEV乗用車の組み合わせが必要にな

る。このため2種類のインフラを整備し、水素ステーションの緊密なネットワークを構築する必要がある。

- **原材料の可用性と生産能力:** EV普及率を必要な水準まで高めるには、バッテリーの生産能力を、2030年までに2020年比で10倍に拡大せねばならない。これには、レアメタルなど原材料の確保はもとより、需要に対応できる生産能力の拡張が必要になる。このため、海外の金属資源への投資に加え、輸出各国との貿易関係を構築しておくことが重要である。またバッテリー製造の設備や労働力への投資も不可欠となる。しかしバッテリーの生産量を拡大するために必要な迅速かつ大幅な進展には困難が伴う。
- **規制環境:** 日本の自動車に対する需要は国内より米国や欧州連合、中国で高く、このため輸出先の国のネットゼロ

政策が日本の自動車メーカーの戦略に影響を与えている。現時点で、日本政府はEVへの切り替えに対して限定的なインセンティブしか提供しておらず、長距離トラックとバスのFCEVへの移行に対するインセンティブは皆無である。またICEの使用禁止を支援する施策もほぼ存在しない。

- **社会と市場の圧力:** 日本の全人口の10%以上が、自動車産業に従事している。EVへの移行により、スペア部品やメンテナンスをめぐる需要が減る一方、販売モデルの変化を受け、従業員向けに大規模な再研修や異動の必要が生じ、これが国民の反発につながるリスクがある。日本における運輸部門の脱炭素化にFCEV乗用車が必要になっても、各国の自動車メーカーが他市場でのEVに対する需要増への対応に焦点を絞っている限り、選択できるFCEVモデルの幅に制約が生じる可能性もある。

航空および海運:

- **技術の成熟とコストパリティ:** 合成燃料の大規模生産には炭素が必要だが、

炭素の供給量は、2040年を目指し炭素回収技術がさらに普及するまでは限定的であろう。また、航空・海運部門で持続可能な燃料の普及を促す取り組みも、新たな燃料が従来型よりコスト高となることから困難だろう。ジェット燃料や重油と同等のTCOを実現するには、燃料の切り替えを奨励する規制を世界規模で導入する必要がある。

- **インフラ整備とエコシステム:** 日本政府が航空業界の脱炭素化を義務付けても、世界からみれば日本市場の規模は比較的小さく、このためボーイングやエアバスといった大手国際企業に低排出・代替燃料による航空機の開発を動機付けるには至らないだろう。こうした規制義務は、米国や欧州連合など大規模な市場に限って効果を発揮する。
- **規制環境:** 海運業界の重油をLNGに置き換えるというIMOの現行の施策に向け大きな一歩を踏み出している。しかしIMOが義務化を行わない限り、この部門でも再生可能燃料の導入拡大がなかなか進まない可能性がある。

主な機会

- **電気自動車販売の伸び:** 日本国内のすべての乗用車とトラックを脱炭素化した技術(BEVとFCEV)に切り替えれば、この国の自動車産業には莫大なメリットがもたらされるだろう。
- **新たな収入源:** EVの導入が拡大すれば、自動車メーカーは新たな製品ラインの拡張に着手できる。具体的には、車両用バッテリー、ソフトウェア、コネクテッドカー向けインフラなどが挙げられる。さらにアナリティクスを活用したルーティングの効率化、駐車管理、倉庫容量計画などにより、企業が新たな収入源を活かしてコスト効果を高め、排出量を削減する機会も生まれるだろう。
- **グリーンブランディングを通じた収益性の強化:** 環境保護の取り組みやグリーン製品に対する消費者の志向の高まりを受け、自動車メーカーでは、ブランドの強化や価格の引き上げに踏み切ることも可能になるだろう。



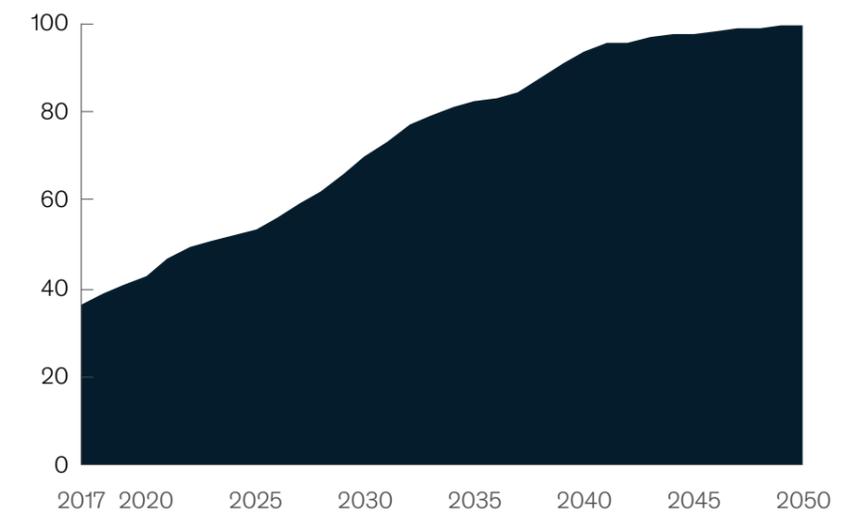


図表 31

建築物部門のシナリオ概要

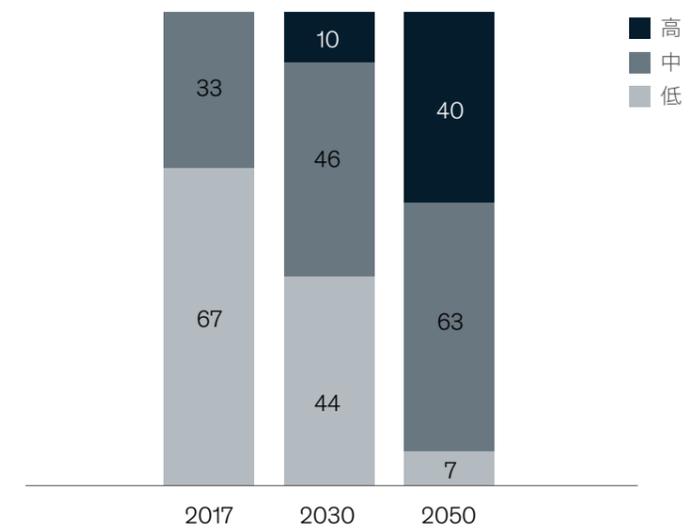
建築物部門は、建物の断熱性向上、低炭素型の暖房と調理技術への切り替えにより、2050年までに排出量98%減を達成可能

ゼロエミッション加熱を備えた建物¹
総件数に占める割合:%



建物の断熱レベル

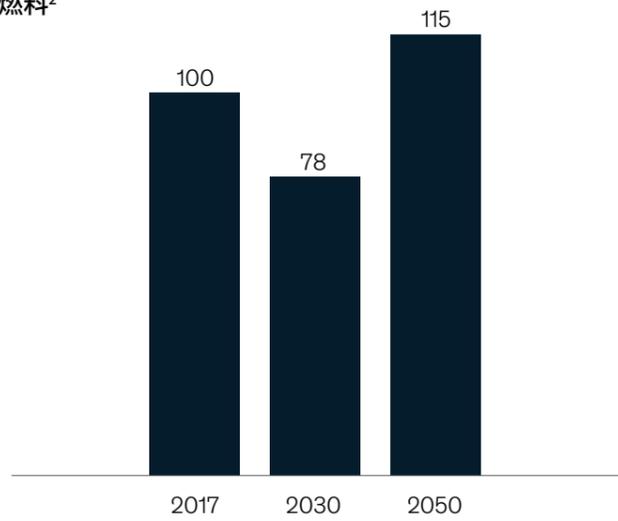
総件数に占める割合:%



図表 31 (continued)

建築物部門における気体燃料²

総使用率 (%)
2017年水準を100%
として指数化



カーボン ニュートラルガスの割合³, %



¹ ゼロエミッション加熱は暖房・給湯・調理用のバイオガス、バイオマス、電力、水素、太陽熱、空気熱源ヒートポンプ、給湯空調ヒートポンプを含む

² 気体燃料はガス、バイオガス、水素を含む

³ カーボンニュートラルガスはバイオガスと水素を含む
資料: マッキンゼー分析

3.4.1 現在の建築物部門の排出量

2017年、日本の建築物部門から発生した排出量は129MtCO₂eとなり、国内総排出量の10%を占めた。このうち82%が暖房から、12%が調理から発生している(図表32)。排出量の半分強が住宅、残りが商業施設からのものとなっている。

ガス供給網に接続されていない農村部では、暖房は石油に頼っている家庭が多い。これに対し、ガス供給網を利用できる地域では、一部の世帯に限り、コストやその他の理由で石油を選択している。北海道、東北、北陸では、30-60%の世帯が暖房と調理に灯油を使用している。一方、関東、東海、近畿といった都市部では、家庭用の暖房と調理にガスを使用している。日本全体では、建築物排出量の62%が石油暖房から、20%がガス暖房から、9%が

ガス調理から、3%が石油調理から、6%がその他から排出されている。

過去10年にわたり、建築設備の効率向上と人口の減少に伴う居住者数の減少を受け、建築物からの排出量は縮小傾向にあり、今後もこの推移が続くものと予測される³⁹。一方で、日本の建築物の65%以上では断熱効率が未だ不十分であり、壁や屋根、床、窓などからの熱放出により建築物のエネルギー効率が低下している。

2020年に改訂された日本の省エネ基準では、中・大規模の業務用建築物のみを対象として一定の断熱水準を義務化しており、この水準は各地域の地理的条件により異なる⁴⁰。たとえば、北海道で求められる断熱水準は、関東など南部地域の2倍に定められている⁴¹。その一方、日本北部はヨーロッパ各国より低温であるにも関わらず、断熱要件についてはドイツやデンマーク、英国などの方が厳格である⁴²。

住宅の場合、断熱効率の推奨基準を定める省エネ基準は地域ごとに異なり、義務化もされていない。このため、日本の住宅で基準を満たすものは62%にとどまっている⁴³。また大型の住宅ほど断熱効率が低く、これは持ち家ではなく賃貸物件が大半を占めるためだと思われる。

3.4.2 ネットゼロへの道のりにおける建築物部門の役割

2050年までに国内のネットゼロを達成するため、日本の建築物部門は2017年比で2030年までに排出量を55%減(年間71 MtCO₂e)、さらに2050年までには98%減(年間125 MtCO₂e)とする必要がある。この目標は、建築物の断熱性能を向上してエネルギー需要を減らすとともに、暖房と

調理に要する残りのエネルギーを再生可能技術に切り替えることで達成できるだろう。

建築物の断熱性向上

排出削減目標を達成するには、既存の商業施設や住宅の56%に2030年を期限として中・高水準の断熱設備を導入し、さらに2050年までには93%への導入を目指す必要がある。しかし、中・高水準の断熱機能を備えた日本の商業施設や住宅は2017年時点で33%にとどまっている。目標達成のためには、新たに建設する建築物の断熱に焦点を絞るべきだろう。これは、日本の建築物の平均耐用年数が比較的短く、断熱材の強化にかかるコストが初期投資の約3倍となるためである⁴⁴。さらに、改修を要する建築物で断熱機能の強化を行うか否かの決定は、その改修により残りの耐用年数で期待できる省エネポテンシャルの程度により判断すべきだろう。

窓の断熱機能を強化することもきわめて重要である。日本では、建築物で発生する熱損失の半分以上が窓からの放出による。日本の窓サッシに広く使用されるアルミニウムの熱伝導率は、英国、ドイツ、米国、韓国などで普及している樹脂や木材といった他の材料よりはるかに高い。

暖房・調理用ゼロエミッション技術への切り替え

暖房

暖房から生じる排出を脱炭素化するには、以下のような熱源を組み合わせた暖房システムに切り替える必要がある(図表33):

- 2030年までに、暖房の53%をヒートポンプで行い、2050年までには61%に拡大する。(2017年の導入率は33%)。
- 2030年以前にバイオガスおよび水素ボイラーが導入される可能性は低いが、

2050年までには暖房構成の30%を占めることも可能だろう。

- 暖房システムにおける太陽熱の利用は、2017年水準の1%から2030年までに8%まで拡大し、それ以降は同水準を維持すべきである。

上記の施策により、建築物の排出量は2030年までに年間71MtCO₂e減、2050年までには年間125 MtCO₂e減となるだろう。

その他の建築に導入されるエネルギーシステムは、地域、建物の種類、建物の密度、エネルギー資源の入手しやすさなどにより判断すべきである。たとえば、Air To Water (ATW) ヒートポンプは比較的温暖な地域では効果が高いが、屋外設置スペースが限られる高層ビルへの導入には制約がある。一方、太陽熱エネルギーは、屋上にオープンスペースを確保しやすい地方や農村部に導入しやすい。

⁴⁴ "Japan aims to supercharge interregional power grid," 日経国際版(Nikkei Asia), 2021年4月15日, asia.nikkei.com

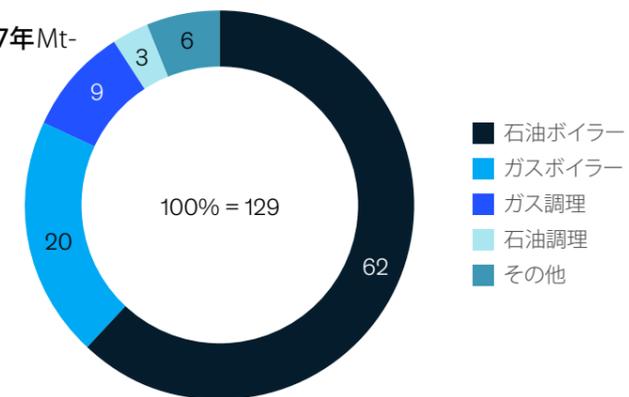
図表 32

建築物部門から生じる排出量の大半は、暖房用の石油とガス由来

部門別の排出量¹、2017年、MtCO₂e², %



建築物部門の排出量2017年MtCO₂e², %



¹ 土地利用、土地利用変化および林業(LULUCF)から得る58MtCO₂eの負の排出量を除く

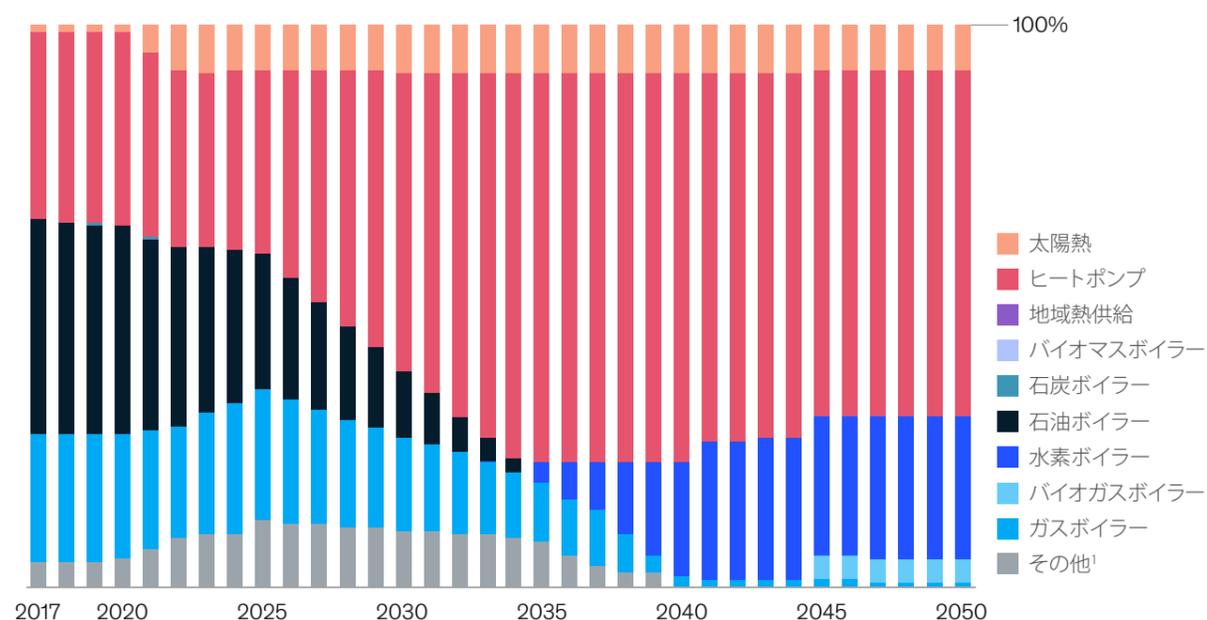
² 百万二酸化炭素換算トン

資料: 国連気候変動枠組条約2020年 国家インベントリ報告書

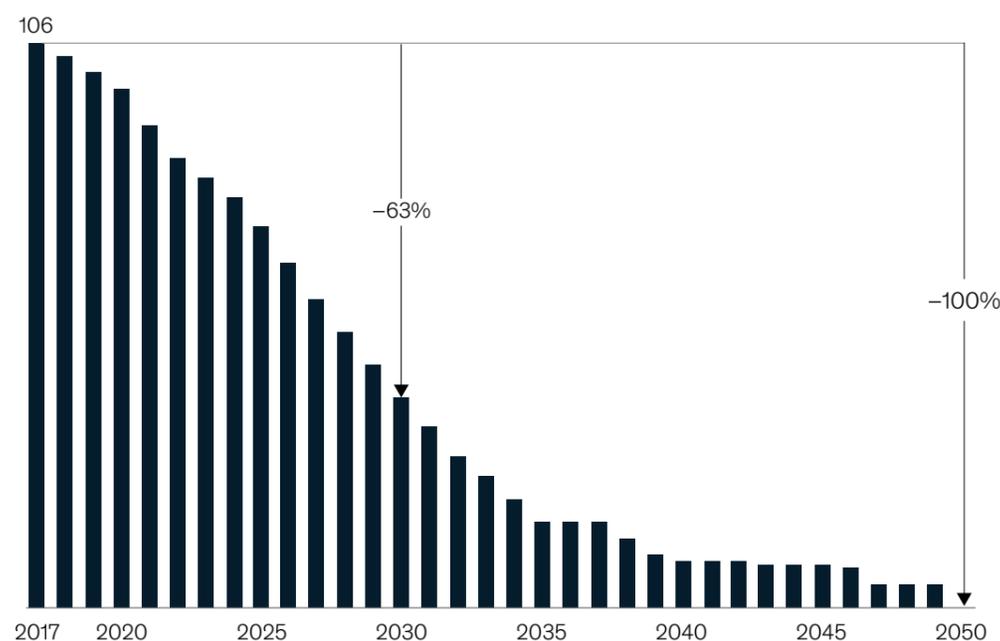
図表 33

建築物部門の脱炭素化では、ヒートポンプが重要な役割を果たす可能性がある

暖房技術構成の変化、普及率(%)



暖房と給湯による排出量、MtCO₂e²



¹ その他は電気ボイラーと誘導加熱を含む
² 百万二酸化炭素換算トン
 資料: マッキンゼー分析

調理

調理では、石油やガスオーブンからゼロエミッション技術への切り替えにより、建築物の排出量を削減できる。これには以下のような燃料構成の推移が必要である:

- 2017年に調理用エネルギー構成の34%を占めた電気は、2030年までにさらに62%まで拡大し、その後2050年までには再び43%まで低下するだろう。これは、エネルギー効率に優れたヒートポンプの導入が進み、総合的なエネルギー使用量と電力需要が減少するためである。
- 2017年の日本では調理用エネルギーとしてまったく使用されていなかったバイオガスと水素は、2030年までに燃料構成の4%を占め、2050年までにはさらに49%まで増えるだろう。

3.4.3 主な不確実性と成功要因

主な不確実性

- **エネルギー価格:** 多様な燃料の価格変化により、ゼロエミッションエネルギー源への切り替えが加速・減速することが考えられる。ガスや石油の価格が低下した場合、建物所有者に対して化石燃料の使用規制を課さない限り、電気や水素への移行が遅れる恐れがある。
- **国民の意識向上:** 持続可能な生活慣行の必要性をめぐり国民の意識が高まれば、予想より早期にエネルギー消費量の削減が実現することも期待できる。照明を消す、使用しない機器の電源を抜くなど、日本国民は、すでに省エネの重要性をよく認識している。しかし断熱性能の向上や持続可能な暖

房・調理設備への切り替えについて多くの国民の協力を得るには、長期的なコスト効果をめぐり、さらに積極的な啓蒙が必要だろう。

- **技術の進歩:** デジタル化が加速すれば、予想より早期にエネルギー需要が減少することも期待できる。たとえば、使用していない機器の電源を自動的に切るスマート家電でエネルギーの無駄を減らし、視覚化テクノロジーでエネルギー使用量とコストに関するユーザーの意識向上を図ることも可能である。

成功に導く主な要因

- **国の政策:** エネルギー効率基準を、手始めに住民の抵抗が少なく導入インパクトが大きい地域から義務化していくことが必要である。政府は、すべての新築物件と特定の既存物件が断熱基準を満たすよう義務付けるべきだろう。さらに住宅の所有者には、物件の販売や賃貸に際して建物のエネルギー性能に関する情報開示を求めることも必要である。
- **金銭的インセンティブと支援:** 日本政府は、既存の建物所有者が断熱性能を強化するための金銭的インセンティブを整備すべきだろう。特に、断熱材の改善に投資した住宅所有者がエネルギーコストの削減から直接恩恵を得られないような賃貸住宅の場合に有効である。政策立案者は、バイオガスと水素インフラの改修・拡張を促進するため、金銭的な支援を十分に行わねばならない。さらに、建物所有者がバイオガスや水素ボイラーへの切り替えを行う場合や、暖房・調理設備に太陽熱エネルギーを導入する場合にも、継続

的にインセンティブを提供していくことが必要である。

3.4.4 主な課題と機会

主な課題

- **技術の成熟度:** バイオエネルギーと水素ボイラーについては、関連技術が成熟し、コストが下がり、関連インフラの利用が実現する段階まで急速な導入拡大は期待できない。
- **多額の初期投資:** 断熱機能の強化や持続可能な暖房・調理設備の設置にかかる多額の事前コストは、特に低所得の住宅所有者にとって大きな障害になることが予想できる。こうした問題を解決するためにも、政府による金銭的な支援がきわめて重要である。

主な機会

- **新たなビジネス機会:** 断熱性能の向上やゼロエミッションの暖房・調理システムを要件化することにより、関連する家電製品などを製造する企業では収益の向上が期待できる。また、建物所有者によるエネルギー使用量の削減に役立つデジタルホームやモノのインターネット (IoT) を提供する企業でも、エネルギー効率と節減に焦点を当てた製品・サービスの提供により収益を拡大することが可能となる。
- **石油とガスの使用減少:** 電化により暖房と調理の安全性が向上すると同時に、新たなインフラが開発されれば灯油のタンクを輸送する必要もなくなるだろう。

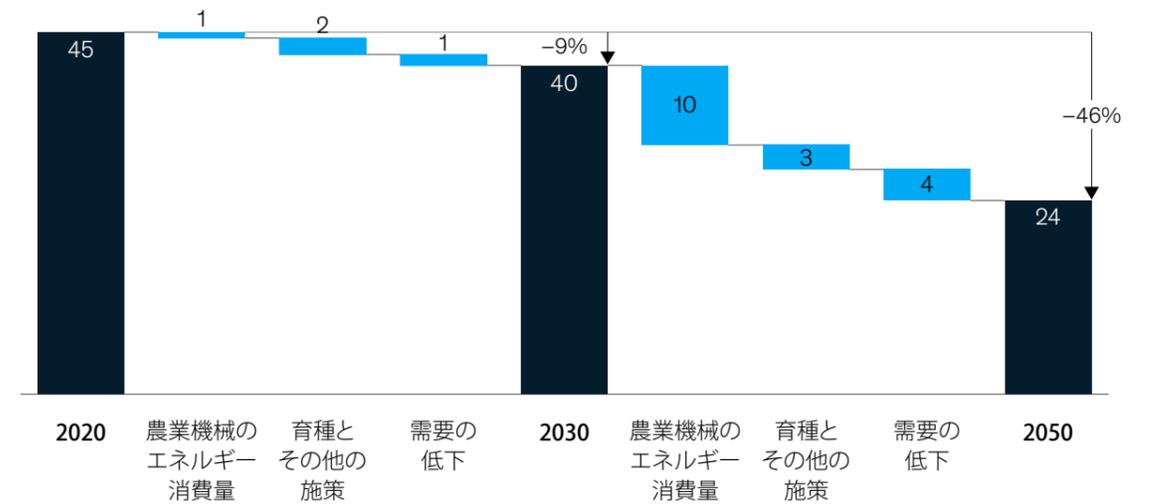


図表 34

農業部門のシナリオ概要

農業部門は、農業機械の電化と育種慣行の変革により脱炭素化を達成できる。

農業部門の排出量推移、2020-2050年、MtCO₂e¹



注意: 端数は四捨五入のため必ずしも合計と一致しない
¹ 百万二酸化炭素換算トン
 資料: マッキンゼー分析

3.5.1 現在の農業部門の排出量

2017年、日本の農業部門から発生した排出量は45MtCO₂eとなり、国内総排出量の3%を占めた(図表35)。この部門が総排出量に占める割合は、2005年以来、比較的安定した推移を示している。最大の排出源は、作物栽培、畜産、農業機械である。

- 作物栽培は農業排出量の47%を占めており、主な発生源は、肥料、土壌からの直接排出、稲作によるメタン放出などである。
- 畜産は農業排出量の29%を占めており、主な発生源は、乳製品(農業排出量の14%)と牛肉生産(12%)である。その他の動物(羊など)は、年間排出量の5%(約1Mt)を占めている。
- 農業機械は、農業部門の総合排出量で24%を占めており、主な発生源は、農業機械の主要燃料となっているディーゼルである。

3.5.2 ネットゼロの実現に向けた農業部門の役割

マッキンゼーの分析によると、カーボンニュートラルを実現するために、日本は農業由来の温室効果ガス排出量を年間47%、つまり21MtCO₂e削減をする必要がある(図表34)。これは作物生産由来の排出量を35%削減、家畜の排泄物と腸内発酵による排出量を22%削減し、化石燃料を使用する機器の使用をなくすことで実現できる。

人口減少による食物需要の低下が見込まれており、これにより農業部門では25%の排出減が予想されるが、これ以外は脱炭素方策によって達成する必要がある。

栽培や施肥方法の転換、また家畜用飼料の改善により当面の排出を削減することも可能だが、マッキンゼーでは技術的な進歩を図ることで、農業用機械や温室効果ガス特化型の畜産により、2030年代から2040年代の排出削減を進められると予想している。

農作物の栽培方法

稲作

稲作は日本の農業の大部分を占めており、そのGHG排出量を削減する対策は大きな影響を与える。例えば間断灌漑や一期作における落水期間の延長など、水管理技術の改善により水田からのメタン放出を削減することが可能である。これによりN₂Oの排出量が増加する恐れもあるが、その悪影響よりもメタン放出を削減できるメリットの方がはるかに大きい。

また乾田直播の導入を拡大することで、メタンの発生源となる微生物の活動を抑制し、排出量削減につなげるという方法もある。また糞を土壌に混ぜて肥料として使用するなど、稲糞を有効活用することにより、中干し期のメタン生成を抑えることも可能である。農業従事者は温室効果ガス排出量の少ない品種を選択したり、それによるインセンティブを得ることもある。

施肥
 施肥の時期と量をより適切に管理することで、窒素肥料の過剰使用やメタンの排出量を抑えることができるほか、放出制御剤や肥効調節型肥料の導入拡大により、N₂Oの排出を削減できる可能性もある。

一般的な栽培方法
 その他にも排出削減に有効な栽培方法があり、低耕起または不耕起技術では、燃料使用量を減らすことで排出量を削減できる。またより栄養価の高い特殊作物は、温室効果ガス排出量が少ない可能性がある。大気中の炭素を土壌や作物に取り込むカーボンファームングも考えられる。

家畜の管理方法
 畜産や給餌方法を工夫することで、動物由来の排出量を削減することが可能であり、動物から放出されるメタンを用いてバイオエネルギーを生成すれば、化石燃料など

他のエネルギー資源からの排出削減につなげることができる。

給餌の方法
 家畜の腸内発酵とそれに伴うメタン排出は、飼料および飼料添加物の改善、飼料量の最適化による養分利用の効率化、牧草地への硝酸化成抑制剤の散布などにより削減することができる。

畜産管理
 温室効果ガス排出量が少ない動物を選ん で、飼育することが可能である。家畜の健康状態が改善されれば、世界の動物性たんぱく質の予測される需要量をより少ない、より健康な家畜で満たすことができ、同時に腸内発酵、牧草地の排泄物、ふん尿管理による排出量を抑えられる。また家畜の生産効率を向上させる技術を拡大することで、消費用に飼育されている家畜からの温室効果ガス排出量を削減することができる。

メタンの回収と利用
 嫌気性消化装置を用いたメタンの回収は、主に臭気や病原菌を抑制する目的で使用されているが、十分に普及しているとは言えない。メタンの回収を拡大することで、乳牛や豚のふん尿体系からの温室効果ガス排出量を軽減し、同時に廃棄物からバイオエネルギーやバイオ燃料を回収することも可能となる。

農機
 農機運用の変革
 農業部門におけるCO₂排出をゼロにするには、ディーゼルなどの化石燃料から、電気、アンモニア、圧縮バイオメタン天然ガス(CNG)などの代替燃料に移行することが重要である。現時点でこれらの代替燃料が十分に普及しているとは言えないが、2030年代には一部のプロトタイプが実用的な製品として開発され、2040年頃には一般的になると考えられる。

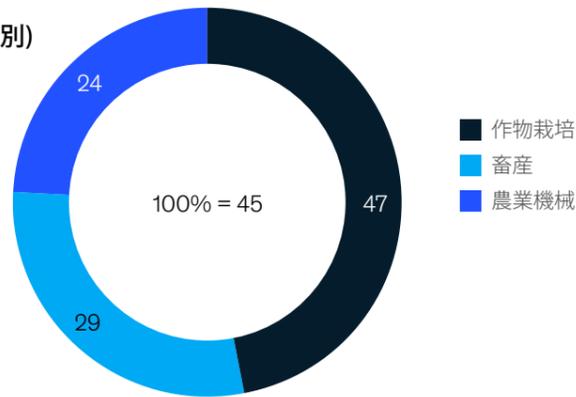
図表 35

農業部門が排出する温室効果ガスの70%以上が、作物栽培と農業機械から生じている

部門別の排出量¹、MtCO₂e²、%



農業部門の排出量(排出源別)
 2017年、MtCO₂e²、%



注: 端数は四捨五入のため必ずしも合計が100にならない
¹土地利用、土地利用変化および林業から得る58MtCO₂eの負の排出量(LULUCF)を除く
²百万二酸化炭素換算トン
 資料: 国連気候変動枠組条約 2020年 国家インベントリ報告書

3.5.3 主な不確実性と成功要因

主な不確実性

- **食肉や乳製品に対する消費者需要:** 腸内発酵時に動物から発生するメタンは農業由来の温室効果ガスのうち、およそ30%を占めるため、食肉や乳製品の消費を削減することで、日本での農業由来の排出量が大幅な低下に貢献すると考えられる。諸外国に比べ日本では菜食主義の普及が遅れているが、一方で人口減少に伴い、食肉や乳製品の需要は減少すると見られる。また和牛の輸出が拡大することで排出量の増加が見込まれるものの、その一部は国内人口の減少によって相殺される可能性もある。
- **農業関連技術の発展:** 農業分野における脱炭素技術が急速に発展すれば、優れた効果が期待できると言える。例えばオランダのDSMは次世代の飼料添加物を開発しており、これにより腸内発酵によるメタンの排出量を30%軽減できる。その他にも耐病性の強化に向けた遺伝子編集、炭素隔離の向上、植物や土壌のマイクロバイーム技術、腸内発酵によるメタン排出量を削減するワクチン、肉牛や乳牛からのメタンの直接回収、十分に活用されていない多年生作物への投資など、様々な技術の向上が可能である。

成功に導く主要要因

- **環境に配慮した農法を支援する政策:** 多くの気候変動政策では、農業由来の排出削減に重点が置かれていないため、技術開発および環境配慮型の農法を促進するためにも方針を転換することが重要である。たとえば政府には農業従事者がより効果的な肥料および飼料や、低排出な農機を購入できるような融資メカニズムを整備することが求められる。
- **肉や乳製品の需要の変化:** 2050年までに、より健康的かつ植物由来の食生活を送る人の割合が増加すると見られている。食生活は消費者自身の決断に基づくものである一方、マーケティングキャンペーンや経済的インセンティブを通じて、政府や企業がより健康的

な食事を選択するよう促すことも可能である。また人口の減少や高齢化により、食肉や乳製品に対する需要は低下すると考えられる。

- **需給の最適化:** フードサプライチェーン企業やスーパーマーケットは、流通経路の最適化、需給予測システムの改善、調理・加工システムの自動化により、フードロス削減することができる。これらの対策はすべて食品の流通や加工の効率化にもつながるものである。
- **新たな農業製品とビジネスモデル:** 日本では、人口減少と労働力の減少、高齢化に対応できるよう、新たなテクノロジーを導入する必要性が高まっている。このような傾向に対応するために、農機の自動化を通じたゼロエミッションの実現が求められることになるだろう。また農業部門の企業がR&Dに貢献し、環境配慮型の成果を優先するビジネスモデルを再編できるよう、インセンティブが提示される可能性もある。

3.5.4 主な課題と機会

主な課題

- **生物学的プロセス:** 農業由来の排出は自然現象によるものが多いため、現行の技術で完全に排除することは不可能である。例えば牛の腸内から放出されるメタンをゼロにできる技術は現時点で存在しない。
- **膨大な数の農家:** 現在求められている大規模な変革を実現するには、170万か所の農場がその農法を変更しなければならない。たとえ農業協同組合の後押しがあったとしても、膨大な軒数の農家が農法の変革を図るには多大な時間を要するほか、インセンティブ構造、新たな能力、専門知識が必要となる。
- **複数の目標:** 農業では食品の生産性と安全性、必要な栄養価の実現、農村の繁栄、生物多様性、社会文化的な景観および遺産の保護など、あらゆる目標をバランスよく追及することが求められる。
- **気候変動の影響:** 地球温暖化の影響

により、作物の収穫量や地域ごとに栽培される種類など、農業のあらゆる側面が今後30年間で変化すると予想される。一部の地域では作物の品質が低下し、収穫量も減少する恐れがある。その結果これまでと同等量の食料でも、栽培に必要な耕地面積と肥料の量が増加するため、農業関連の温室効果ガス排出量にも影響が出る。

- **競争力への影響:** 国内の脱炭素化の取り組みによって、国内産の作物や食品の価格が輸入品より高額になれば、これらの商品の国内外市場における競争力が低下することになる。競争力を損なうことなく排出量を削減するには、政策、テクノロジー、消費者行動への働きかけなど、包括的なアクションが必要である。
- **消費者認識:** 食料を提供するという点から考えても、農業は人々の生活に欠かせない存在である。このためイノベーション、とりわけ肥料の使用、作物特性、飼育と給餌方法の変革が、名実ともに食物の健全性と安全性に悪影響を及ぼしてはならない。

主な機会

- **労働負担の軽減:** 作物および家畜にかかわる従来型の方法を改善し、新たなテクノロジーを導入することで、高齢化が進む農業従事者の労働負担を軽減することができる。
- **廃棄物の削減:** 処理が必要な農業および食品廃棄物の量は、これをバイオエネルギーに変換することで削減できる。また社会の意識向上を図ることで、フードロスの量を減らすことが可能である。

4. 分野横断的なテーマ



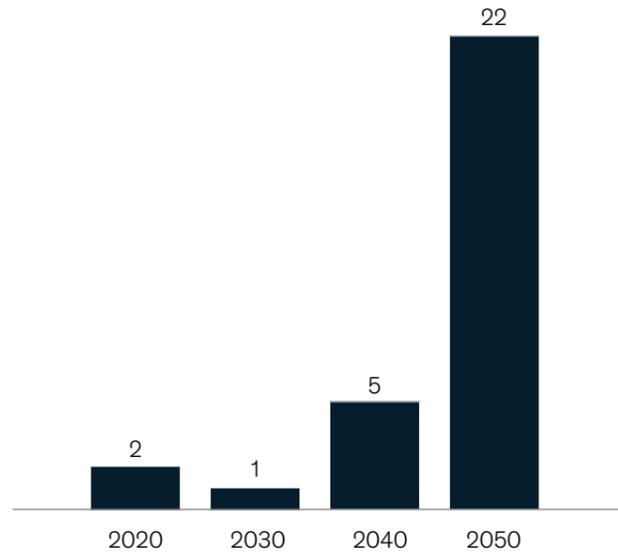
4.1 水素とアンモニア

図表 36

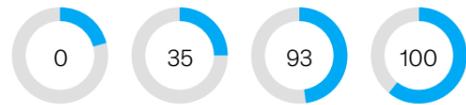
水素とアンモニアのシナリオ概要

2040年以降、低炭素水素とアンモニアの需要が急速に拡大

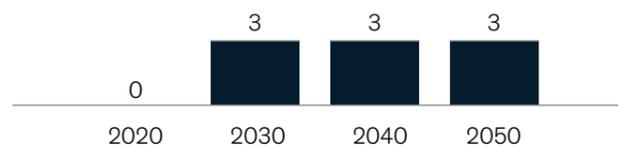
水素需要
100万トン



低炭素水素の割合
(ブルーまたはグリーン: %)



アンモニア需要
100万トン



資料: マッキンゼー分析

4.1.1 水素およびアンモニア活用の現状

日本では水素は主に石油精製およびアンモニア製造の原料として用いられている。2019年、国内では180万トンの水素が使用され、このうち68%が石油精製における脱硫、13%がアンモニア製造、残り19%がその他の産業用途に使用された。この水素はすべて、石炭ガス化や天然ガス改質などの、排出プロセスで製造されている。

日本ではアンモニアは主に肥料および化学製品の製造に用いられており、2019年、国内のアンモニア生産量は、約85万トン。国内のアンモニア生産量は、約85万トン。水素はアンモニア製造の原料であり、アンモニア工場の多くでは水素の一貫生産を通じて、膨大なアンモニア製造由来の排出が生じている。

4.1.2 ネットゼロの実現に向けた水素とアンモニアの役割

現在の水素製造には多くの排出が伴うが、異なるプロセスを通じて低炭素の水素が生

成できると考えられる。これをクリーン燃料または原料として使用することで、他用途の脱炭素化を図ることが可能である。

低炭素水素の使用量は2050年までに年間2,200万トン、アンモニアは300万トンに達すると見られている(図表36)。これらを合わせると1次エネルギー総需要の26%を満たし、2050年までに年間146MtCO₂e(全体の12%)の排出量が削減できる。多くの部門では水素の需要が高まっているが、その大部分は発電、陸上輸送、産業用熱供給

によるものであり、一方アンモニアは発電による需要が大きい(図表37)。

需要

低炭素水素およびアンモニアの製造、輸送、使用技術のコストは徐々に低下しているものの、長期的な変動は未だ不透明である。日本では、再生可能エネルギーによる水素やアンモニアの国産化にあたり、太陽光や風力資源を十分に確保できる見込みがないため、輸入に大幅に依存せざるを得ない。これらの燃料には輸送費がかかるため、大規模なカーボンプライシングなどの後押しがなければ、従来型の燃料に匹敵するのは難しいと言える。

2050までのネットゼロに向けたコスト最適化シナリオでは、よりコスト効率の高いゼ

ロエミッションの代替燃料が利用できない場合、低炭素水素やアンモニアが発電、産業用熱供給に使用される。

乗用車での移動、ビルの熱源、産業用低温熱供給においては、通常はゼロエミッションの電気による電化が最も経済的な脱炭素ソリューションであり、それに次ぐのが水素およびアンモニアである。これらの用途に水素を直接用いるのが、水素燃焼による発電よりも経済的と言えるが、一方で再生可能エネルギー源が不足する日本では、水素やアンモニアが発電に必要となり、その結果、電力価格が高騰する可能性もある。また大型の業務用車両の場合、高価格およびBEVバッテリーの重量により、低炭素水素が最も経済的なソリューションになりうる。

各部門

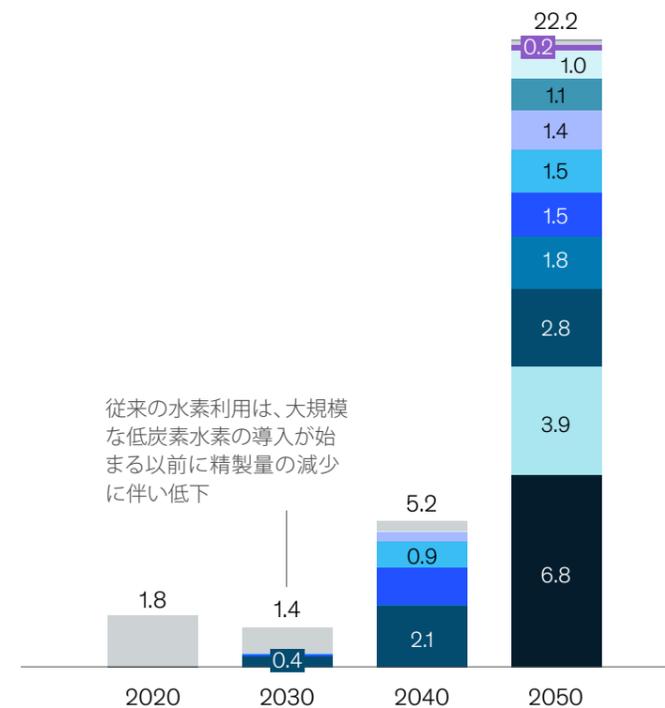
低炭素水素は、主に高温の熱源や鉄鋼の原料として利用されるだろう。鉄鋼部門では2040年には、低炭素水素が還元剤や高温熱源の両方で原料炭に取って代わり始め、2050年には完全に移行すると予想されている。またこの時点で年間200万トンの水素需要が生じる見通しである。

それ以外の産業部門でも2050年までに400万トンの水素需要が生じ、これは全体の17%に相当する。水素は主に、200℃以上の熱を供給する工業用炉やボイラーに用いられており、これらは電動ヒートポンプにより脱炭素化することが不可能、または排出源が地理的に分散しているためCCUSが適用できない。熱源としての水素の利用は高コストであるため、この利用

図表 37

水素需要は2050年までに2,200万トンまで拡大うち30%は発電需要

部門別の水素需要
100万トン



注意: 端数は四捨五入のため必ずしも合計と一致しない

¹その他の産業には、セメント、エチレン、石灰の生産を含む。水素需要はエチレン由来
²その他の産業の低、中、高温熱には、非鉄金属、紙とパルプ、食品と飲料製造、その他一般製造を含む
³その他の輸送には、主に国内の航空と船舶v都市圏バス、地方トラック、小型長距離トラックを含む

資料: マッキンゼー分析

2050年の総水素需要に占める割合
%

■ その他産業 ¹	0.3
■ アンモニア、精製	1
■ その他産業 - 中低温熱利用 ²	1
■ 国内航空輸送	4
■ 化学工業熱	5
■ 商用建築物	6
■ その他輸送 ³	7
■ 居住用建築物	7
■ 鉄鋼	8
■ 中・大型の長距離トラック	12
■ その他産業 - 高温熱利用 ²	17
■ 発電	31

は、2040年以降に徐々に増加すると見られる。

道路輸送

FCEVは中型や大型長距離トラックにとって、最も経済的なゼロエミッションのソリューションと言える。2025年頃から採用が開始され、2030年までには新たに販売される全ての車両に適用されるほか、2040年代後半には、全車両がFCEV化されると考えられる。

また旅客車両や都市圏以外のトラックなどの道路輸送セグメントでは、FCEVの採用・導入はわずかで、2050年までに年間96万4千トンの水素需要を発生させるにとどまると考えられる。

FCEVの採用には、水素充填ステーション(HRS)のネットワークが必要である。マッキンゼーでは長距離トラックへのFCEV採用を進めるには、2050年までに2億ドルを超える水素ステーション投資が必要だと試算している。

建物内

電化により、再生可能エネルギーの生産量を使い果たした場合は、水素ボイラーによる給湯や、水素の直接燃焼による調理が、最も経済的なゼロエミッションのソリューションとなる。暖房や給湯では、水素ボイラーの採用により、2050年までに年間130万トンの水素需要が生じると見られている。調理の場合、水素の直接燃焼により、2050年までに年間160万トンの水素需要が生じる。

ガスボイラーを水素に移行するには、既存の天然ガスパイプラインを、水素の輸送ができるように改修する必要がある。人口の少ない農村部など、天然ガスパイプラインの存在しない地域では、水素インフラを一から建設するのは経済的な観点から有効とは言えない。

発電

発電は、水素とアンモニア需要の最大の源であり、それぞれ年間700万と300万トンに上る。コスト最適化が図られたアプ

ローチでは、再生可能エネルギーの普及が60%にとどまっており、風力と太陽光の出力が変動的であることを考慮に入ると、水素やアンモニアベースの発電が重要なエネルギー源や代替エネルギーとなる。以上を合計すると、低炭素水素およびアンモニアが2050年の発電ミックスに占める割合は9%になると予想される。

我々の最適化シナリオでは、水素の導入は2040年から、既存のガス火力発電所との混焼により開始される。2050年までには、117GW規模のガス火力発電所が、混焼または水素のみで運用されることになると見られる。水素では年間92TWhの電力を生み出し、これは総発電量の7%に相当する。

一方でアンモニアの導入は2030年頃より、既存の石炭火力発電所における混焼を通じて開始されると考えられる。日本政府は2030年までに発電目的の低炭素アンモニア使用量を、300万トンまで引き上げるという目標を掲げた⁴⁵。地元の発電事業者もすでにこの方向で動いているため、マツ

キンゼーでもこの目標が2030年までに達成され、2050年まで維持されると予想している。この目標は、アンモニアまたは混焼で、20GW規模の石炭火力発電所を稼働させることで、2050年までに年間、7TWhの電力を発電し、それは総発電量の1%に相当する。

低炭素水素およびアンモニアは、一部置き換え可能なゼロエミッションの発電ソリューションである。水素にはガスタービン効率が高いというメリットがある一方で、輸送インフラの拡大とコスト削減ができなければ輸入には高額な費用がかかる。我々のアプローチでは輸送コストの低下を見越して、2050年までに発電では水素がアンモニアよりも大きな役割を果たすと見ている。アンモニアには水素の輸送インフラが成熟するまでの中期的な期間、または成熟が遅れば長期的な期間で、重要な役割が期待できる。

近年日本では、2030年までに石炭火力発電所の平均効率を43%まで高めるとい、各電力事業者向けの目標を採り入れており、これはアンモニアまたはバイオマスの混焼のみで達成できる水準である⁴⁶。この目標を通じてアンモニアの採用が、2030年までに300万トンまで高まると予想される。

供給

ネットゼロに向けた日本の取り組みでは、他の経済大国と比べて水素により大きな役割が期待されているが、これには高額なコストが必要となる。再生可能エネルギーの供給量に限りがある日本では、低炭素水素およびアンモニアの輸入に頼らざるを得ないだろう。

低炭素水素およびアンモニアは2つの方法で生成される。「グリーン」の水素は、ゼロエミッション電力を用いて水を電気分解することにより生成され、そのコストは主に電解槽の設備コストとゼロエミッション電力の運用コストにより決まる。「ブルー」の水素は、一般的にSMRを用いて天然ガスから生成し、CCUSによりCO₂の排出量を軽減することになる。ブルー水素のコストは、天然ガスおよびCCSの運用コストに応じて決定される。低炭素アンモニアは、これらのうちいずれかの手段で得た水素

を変換し生成される。一方で現行の「グレー」水素は、CO₂排出の軽減を行わず化石燃料から生成される。

低炭素アンモニアは、基本的に低炭素水素と同様の方法で取得される。アンモニア生成プロセスでは、まず初めに天然ガスなどの化石燃料が水素に変換され、これが大気中から取得した窒素と化合されアンモニアとなる。水素の生成は通常アンモニア生成の一貫であり、これが全プロセスの排出の3分の2を占めている。グリーンアンモニアは、ゼロエミッション電力ベースの電解により水素を生成し、これを窒素と化合することでプロセスに熱エネルギーを供給し生成される。ブルーアンモニアは従来のプロセスに二酸化炭素回収の手順を加えることで取得可能である。

グリーンおよびブルー水素とアンモニアは国内生産または輸入が可能である。また輸入水素およびアンモニアの陸揚費には、輸送および変換費用が含まれる。

水素

年間2,200万トンの低炭素水素需要は、2050年までにグリーンおよびブルー水素の輸入と、ブルー水素の国内生産を組み合わせることで賄われるようになると見られる。予想される各オプションのコスト経済性には長期的に見て大差はない。可能性の高いミックスについては、水素供給コストの不安定な長期的特性を考慮し断定することを控えた。

中期的には中東およびオーストラリアなど、天然ガスやCCSのコストが低い地域からのブルー水素が最も経済的な選択肢と言える。これはアンモニアキャリアで日本に輸送され、2025年までに3〜5ドル/キログラムの陸揚費で入手可能となる(図表38)。

再生可能エネルギー、電解槽、水素輸送のコストが低下しつつある中、オーストラリア、中東、チリからの輸入グリーン水素の引き渡し価格も、2030年までに3〜4ドル/キログラムまで低下する可能性がある。この水準であれば、最善とは言えない天然ガスコストの提供国から輸入されるブルー水素に取って代わることも可能と言える。

日本では太陽光および風力発電コストが低下しており、専用の太陽光発電所を通じたグリーン水素の国内生産が、輸入水素の陸揚費を下回ることも考えられる。ただし太陽光および風力発電容量が限られている中では、この電力を水素生成ではなく最終用途に充当した方がコスト効果が高いとも言える。

日本で輸入天然ガスの価格が低下し、二酸化炭素輸送・貯留インフラが成熟すれば、輸入水素に対する国内のブルー水素の競争力も増す可能性がある。

長期的には供給を分散することでリスクを緩和するのではなく、水素の輸入よりもブルー水素の国内生産を拡大することが必要である。これにより日本では投資、物理的インフラ、テクノロジー、雇用の維持が可能となり、精製およびアンモニア部門で既存の石炭および天然ガスの輸入インフラを変換せず使用し、化石燃料ベースの水素生産容量寿命を延長することができる。

水素については大規模かつ適正価格の輸入インフラを整備することが必要と言える。水素はコスト構造、インフラ要件、テクノロジー成熟度の異なる液化水素、アンモニア、有機液化水素と同じく、長距離の輸送が可能であり、テクノロジーが既に成熟した今、アンモニアキャリアを用いた小規模な水素輸入が2030年には開始できる見通しである。長期的にはテクノロジーとサプライチェーンが成熟し、大幅なコスト削減につながれば、液化水素の輸送にも十分な合理性があると言える。

輸入または国内生産の水素には、輸送、流通、分配インフラが必要であり、付加コストは最終用途によってそれぞれ異なる。本分析では2050年までに、電力、産業、建築物といった水素ステーションを必要としない最終用途における低炭素水素の利用が、1キログラム当たり2.5ドル程度で可能になると予想している。道路輸送においては水素ステーションの費用が別途必要であり、これにより総コストが1キログラムあたり3.5〜4ドルとなる。

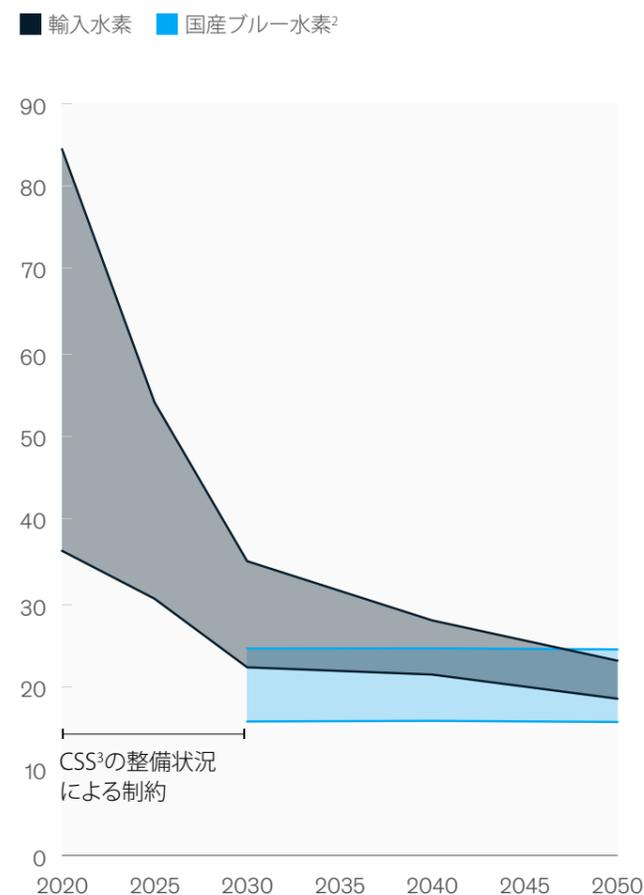
⁴⁵ アンモニアを火力燃料に、2030年に300万トン 政府目標、日本経済新聞、2021年2月7日(Nikkei.com)



⁴⁶ 古い石炭火力、30年までに廃止が更新 新基準で規制強化、日本経済新聞、2021年4月9日(Nikkei.com)

国産ブルー水素は輸入水素に匹敵する競争力を獲得できるが、CCS³の成熟度に起因する制約が生じる可能性有り

輸入水素の陸揚費 vs 国産水素の製造費
円(Nm³当たり)¹



¹ノルマルの立法メートル
²100万英国熱量単位 (MMBtu) 当たり6ドル-12ドルの天然ガスコストに由来する範囲
³二酸化炭素回収・貯留
⁴液体有機水素キャリア
 資料: マッキンゼー分析

メリット・デメリットを踏まえると、水素の調達
は、長期的には輸入と国産の混合となる見込み

輸入水素	国産ブルー水素
<p>—</p> <p>長期的にはコストで国内生産を上回る可能性有り</p> <p>+</p> <p>アンモニアキャリアまたはLOHC⁴の利用により、2030年以前に一定規模を確保可能</p> <p>+</p> <p>天然ガスの使用自体にライフサイクルにわたる排出の懸念がある場合、ブルーに代わりグリーン水素の使用が可能</p> <p>+</p> <p>再生可能エネルギーまたはグリーン水素の生産で国内の技術開発と海外企業の買収を促進</p>	<p>—</p> <p>国内CCS³インフラの準備が完了する2030年以降まで大規模な導入は不可能</p> <p>+</p> <p>既存の天然ガス輸入インフラや石油精製設備の活用により、脱炭素化後も石油精製産業の延命が可能</p> <p>+</p> <p>供給源の分散</p> <p>+</p> <p>CCS³をめぐる技術進歩は水素の輸入より不確実性が低い</p>

アンモニア
年間300万トンの低炭素アンモニア需要は、2050年までに輸入で全て賄われるようになると考えられる。中期的には水素と同様に、ブルーアンモニアが最も経済的な選択肢と言える。2030年以降はグリーンアンモニアがブルーアンモニアと同程度のコスト競争力を持つようになり、天然ガスコストの競争力が弱い中でブルーアンモニアに取って代わると見られる。

アンモニア輸送のテクノロジーとインフラが確立されていることを考慮に入れると、ブルーアンモニアの輸入は国内生産よりもコスト競争力が高くなると予想される。低炭素アンモニアは2050年までに1トン当たり約340ドルで入手可能となる見通しである。

4.1.3 主な不確実性と成功要因

主な不確実性

水素およびアンモニア製造の脱炭素化では、一部の不確実性により最適化シナリオのプロセスに以下のとおり変化が生じる可能性がある:

- **再生可能および原子力エネルギー開発の範囲:** 現地でのゼロカーボンの太陽光、風力、水力、原子力発電を拡大

することで、電化率を高め水素およびアンモニアの使用を抑えることができる。

- **将来的な水素コスト:** 世界的な低炭素水素の製造および輸送コスト削減は、取り組みの規模に大きく左右されると言える。初期の高額な製造コストによって拡大が遅れ、電解槽コストの学習曲線による影響が不透明な場合は、コスト削減の速度が鈍ると予想される。
- **二酸化炭素貯留に対する一般的な支持:** 地震が発生しやすい日本では、二酸化炭素貯留の安全性に対する懸念が、CCSの展開に歯止めをかけており、これによりブルー水素の国内供給量と価格が限定的となっている。
- **水素およびアンモニアの代替策導入:** 森林再生の強化を通じた可用性の高い低コストのバイオエネルギーおよびバイオマス原料などにより、全体的な水素およびアンモニアの使用率を減らす可能性がある。

成功に導く主な要因

水素およびアンモニア製造の脱炭素化を図るためには、以下のような政策と規制上の後押しが必要である:

- **明確な政策の方向性と共通の戦略的意思決定:** 低炭素水素およびアンモニアの取り組みでは、技術、政策、公的支援などが先行き不透明であるという点が課題である。例えば原子力、陸上太陽光および風力、電化、政府助成金などに関する、将来的な政策の方向性が不透明な場合は、企業の意思決定に大幅な混乱が生じることになる。
- **インフラ開発への取り組みと需要の明確化:** 輸入時の輸送や貯留および国内パイプラインなど、サプライチェーンのインフラに対しては、およそ1,000億ドルの投資が必要である。また道路輸送部門では水素ステーションの整備に別途2億ドルが求められる。前倒しのインフラ整備を行うことで需要を有効化することが必要であり、これは政府によるインフラ開発への直接投資のほか、規制上の導入目標、税制上の

優遇措置、カーボンプライシングの制度など政府の介入により、需要の不透明性を軽減することで実現できる。

- **バリューチェーンの透明性に対する規制メカニズム:** ブルー、グリーン、オフセットが認められたグレー水素など、あらゆる種類のサプライチェーンにおいて整合性を確保するには規制が必要である。新たなテクノロジーを受け入れるにあたり、規制当局と顧客には、製造時を含む水素バリューチェーンの透明性が必要である。
- **サプライチェーンのパートナーシップ:** 日本は低炭素水素およびアンモニアの輸入に依存する可能性が高いため、必要な水素供給量を確保するには、供給量に富んだ国と提携し、国外の大規模水素プロジェクトに投資、または水素輸送の強力な足掛かりを築くことが必要である。

4.1.4 主な課題と機会

主な課題

日本の水素およびアンモニア製造の脱炭素化は、主に以下のような課題を伴っている:

- **業界の世界的競争力:** 鉄鋼や一部の化学製品など世界的競争力の高い部門で、2.5ドル/キログラムという低炭素水素価格で脱炭素化を図れば、より低価格な国内生産のグリーン水素が入手可能な諸外国企業に比べて、日本企業は不利な立場に立たされることになる。このため日本企業はエネルギー集約性の低い共有化されたバリューチェーンに特化し、業界での競争力を維持する必要がある。
- **財政的サステナビリティ:** 低炭素水素製造および輸送価格が低下傾向にあるとは言え、炭素価格や規制上の優遇措置がなければ、2050年までに電力、産業用熱供給、建築物に導入したとしても、現行のソリューションには匹敵できない可能性が高い。また水素導入の助成費用が、政府予算の重荷となる可能性もある。

主な機会

水素およびアンモニアの燃料使用は、日本経済に以下のような機会をもたらすと予想される:

- **ガソリンスタンド寿命の延長:** FCEV向け水素ステーションを整備することで、石油小売企業は既存の燃料ステーションを通じた相乗効果が期待できる。
- **アップストリームの統合を通じた収益源の拡大:** 電力・ガス事業者や鉄鋼メーカーなど水素需要の高い企業は、水素サプライチェーンに垂直統合し余剰分を売却することで新たな収益源を生み出すことができる。
- **燃料電池の拡大:** 日本では大型輸送の枠を超えて燃料電池が採用されているため、燃料電池ソリューション分野をリードするテクノロジー企業は大幅な成長が期待できる。また自動車のOEM企業は、燃料電池トラックの大規模な導入により成長を図るべきである。

- **先行者利益:** 日本企業は世界初で最大の水素輸入国および消費国として、先行者利益とスケールメリットを享受できる可能性がある。ガスインフラを専門とする企業、およびLNGインフラを持つ電力・ガス事業者は、水素関連のインフラ技術を輸出し、国外プロジェクトに参画することができる。日本は水素およびアンモニアを用いた大規模発電を強力に進める唯一の主要国であるため、日本の重機メーカーは先行者利益を享受できる可能性がある。また日本のタービンOEM企業は、水素ベースの季節貯留に対する世界的な需要を満たすことが可能である。

- **低資本コスト:** 総合商社および銀行などの日本企業は、国内の低い資本コストを駆使し、国外プロジェクトに有利な条件で参画できる。

4.2 CCUS

CCUSでは、2050年までに1億7,300万トンのCO₂を削減できると見られており、これは排出削減全体の15%を占める。

4.2.1 CCUSの現状

現在日本では、CCUSが実証プロジェクトのみに用いられている。

— **回収:** 日本で運用されている最大の二酸化炭素回収プロジェクトは、容量が1日当たり500トンであり、福岡県にあるバイオマス火力発電所からの排出量のうち50%を回収している。運用および計画されている残り5つのプロジェクトでは、容量が1日当たり100トン未満となっている⁴⁷。

— **貯留:** 現在世界的な二酸化炭素貯留プロジェクトの多くは、石油増進回収(EOR)に基づき実施されており、CO₂を貯留槽に注入することで抽出する石油またはガスを増やしている。日本には有効な石油またはガス生産がないため、EORの実施は不可能である。また地震が発生しやすい地域で、圧縮ガスを貯留することの安全性に対しては社会的な懸念もある。以上のような制約により、現在日本では大規模なCCSプロジェクトが行われていない。これまでに実施された国内最大の二酸化炭素貯留パイロットでは、主にデータ収集目的で累計30万トンのCO₂が貯留された。

— **利用:** 二酸化炭素利用は現在、特定のユースケースで小規模に行われている。例えばある実証プロジェクトでは、地方自治体の廃棄物焼却施設から回収された1日10トンのCO₂を用いて、化粧品を製造するとともに、農業の温室効率を高めている。回収済みのCO₂を用いた燃料、化学製品、原材料の製造は、貯留用地の先行きが見えない日本にとって、気候目標を達成するための重要なカギとなる。ただしこのプロセスでは、低炭素水素をエネルギーとして使用する必要がある。低炭素水素の大規模な可用性はまだ世界的にも低く、日本にはセクション4.1に記載

のとおり特有の課題が存在する。

これらの実証プロジェクトは諸外国と比べても小規模であり、現在運用中および計画されている(ガス処理、発電、その他産業施設関連の)最大の二酸化炭素回収プロジェクトでも、年間の回収・貯留容量は数100万トンである⁴⁸。

4.2.2 ネットゼロの実現に向けたCCUSの役割

マッキンゼーの最適化シナリオでは、CCUSにより2030年から2050年までの間に、全体の15%を占める年間173MtCO₂eの排出を削減できると見られている。

CCUSでは、化石燃料から排出されるCO₂を回収すると同時に、バイオマスからのCO₂を回収するネガティブエミッション技術を用いることでゼロエミッションを実現できる。2050年に回収された173MtCO₂eのうち、11%が最終的にネガティブエミッションとなった。BECCUSの総ネガティブエミッションは、セクション4.3に記載のとおりバイオマスの可用性によって左右される。

二酸化炭素回収は2030年以降、まずアンモニア製造部門で急速に普及すると考えられるが、2050年までにはセメントおよび電力部門で最大規模に達すると見られている(図表39)。アンモニア向けの水素製造ではほぼ純粋なCO₂ストリームが生成されるため、炭素回収の費用が最も安価となる。CCUSは最も安価なアンモニアの脱炭素化手法であり、CO₂輸送および貯留インフラが整い次第、実行可能になると考えられる。CCUSは大半を占める64%が電力部門で展開されると見られており、CCGT発電のうち年間50GW、2280TWh以上に適用され、2050年までに電力供給全体のおよそ5分の1が脱炭素化されるだろう。セメント部門ではこれに次ぐ16%の需要があり、代替の排出削減技術に欠けるセメント製造全般に適用されると予想される。

また図表39に記載の部門に加え、ブルー水素の国内生産でも、二酸化炭素回収が

大規模に展開される可能性がある。天然ガスコストが低下し、二酸化炭素貯留が国内で拡大すれば、国産のブルー水素も輸入水素に匹敵することができる(詳細はセクション4.2.2を参照)。国産のブルー水素で日本の水素需要全体の半分を賄うことになれば、2050年までに年間約50MtCO₂eの二酸化炭素回収が別途必要になる。

とりわけ二酸化炭素回収コストがゼロに近いアンモニアおよび水素製造の部門では、CCSが2030年までは最も経済的な脱炭素ソリューションとなり得るが、日本で展開するにあたってはCO₂貯留用地と輸送インフラが障害となるだろう。

依然として日本は適切なCO₂の洋上貯留用地を見極めながらインフラを構築し、回収済みCO₂の拠点への輸送コスト削減を図っている過程にある。このためCCSの大規模展開は、技術コストの推移にかかわらず2030年以降となる見通しである。ただし再生可能エネルギーの可能性が制限され、代替の低炭素エネルギー源が高コストであることから、2030年以降はCCUSおよびBECCUSの設備容量が、26から173MtCO₂eに増加する可能性もある。

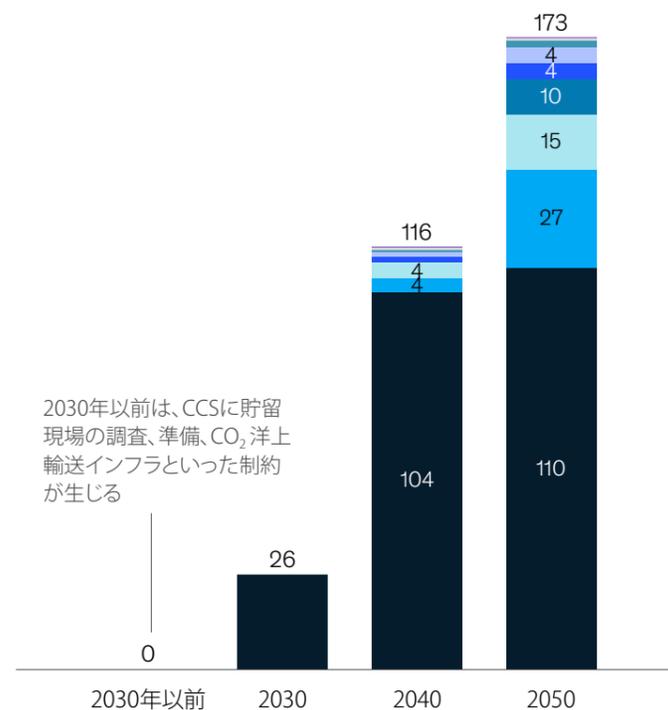
CO₂貯留用地

日本ではCO₂を帯水層および枯渇油田・ガス田という2種類の地質に貯留することが可能であり、いずれも陸上および洋上に位置している。一般的に陸上の枯渇油田・ガス田に貯留する方が洋上や帯水層よりも安価だが、日本は地震が発生しやすい国であるため、陸上での貯留には否定的な意見もある。このため洋上の拠点に貯留せざるをえないのが実情である。政府による用地の調査では、地震のリスクが低く240億トンの二酸化炭素貯留容量を持つ洋上の8か所に候補が絞られており、政府は用地の調査および選定を2022年中に完了する計画である。洋上の貯留ではCO₂を陸上の排出拠点から洋上の貯留用地まで輸送する必要があり、これによりコストが増大し、インフラの整備スケジュールも長期化する。現在貯留容量の90%以

図表 39

電力、セメント、鉄鋼部門が炭素回収の85%以上を牽引

部門別のCCS¹需要、MtCO₂e²



2030年以前は、CCSに貯留現場の調査、準備、CO₂洋上輸送インフラといった制約が生じる

注意: 端数は四捨五入のため必ずしも合計と一致しない
¹二酸化炭素回収・貯留
²百万二酸化炭素換算トン
³高温加熱
 資料: マッキンゼー分析

上が西日本の海岸に位置しており、直近のCCUS開発は九州など用地に最も近い産業クラスターで行われる可能性が高い。その他クラスターの企業や業界は、CO₂の長距離輸送またはパイプに高額な費用が必要となる。

貯留コストが低くEORにCO₂を使用する、または地震のリスクが少ない国に、CO₂を輸送するという代替案もある。これは中期的に見ると経済的な選択肢だが、国内貯留の長期的なメリットについては未だ不透明である。

EOR貯留は25ドル/トンと国内貯留に比べてコスト面で有利だが、中東など遠方の産油国に輸送すれば大部分がそのコストで相殺されてしまう。さらに脱炭素化が進めば、EORが可能な国では、国内で回収されたCO₂を注入し、自国の排出削減につなげることが優先されるだろう。また化

石燃料の需要が低下するにつれ、EORを通じた石油およびガス生産に対する需要も減少すると見られており、EORのコスト優位性が持続的であるかどうかは不透明である。

このため中期的に見るとCO₂の輸送インフラが日本で整備されれば、東南アジアや中東諸国へのCO₂輸送が、最も安価な貯留の選択肢となり得る。長期的には海外での二酸化炭素貯留が安価である確証はないが、否定的な世論に対抗できるほか、日本国内での貯留用地開発が遅れた場合の選択肢として有効である。

CCUSコスト

二酸化炭素回収は十分に成熟した技術であり、CO₂削減コストの引き下げが可能だ

2050年の総需要に占める割合%

石油精製	0.1
アンモニア	0.5
化学工業熱 - 高温熱利用 ³	1
エチレン	2
石灰	3
鉄鋼	6
その他産業 - 高温熱利用 ³	9
セメント	16
電力	64

が、ソースストリームの構成にどの程度左右されるのかは不明である。本分析ではエネルギーコストを除いた二酸化炭素回収コストを、水素製造の小型モジュール原子炉プロセスなどで生じた純粋なCO₂ストリームの場合はほぼゼロ、鉄鋼プラントまたは石炭火力発電所からの濃縮CO₂ストリームの場合は約50ドル/トン、ガス火力発電所やセメント製造からの希釈CO₂ストリームの場合は約70ドル/トンと見ている。

CO₂の輸送および貯留コストは地理的条件、排出拠点から貯留地までの距離、CO₂輸送インフラの成熟度や規模などに左右される。マッキンゼーの分析では2030年までに、国内の洋上輸送および貯留コストが30ドル/トンとなり、これが2050年まで維持されると予想している。

日本政府が実施している用地調査では⁴⁹、237億トンの貯留容量が特定されており、

⁴⁷ “環境省のCCUS事業について”、環境省地球環境局、2020年8月6日(www.env.go.jp)

⁴⁸ “Current cost of CO2 capture for carbon removal technologies by sector,” 国際エネルギー機関、2020年9月23日改訂(www.iea.org)

これにより年間200MtCO₂eの貯留が今後120年間で可能となる。これをもとにマッキンゼーでは、最大で年間200MtCO₂eのCCUSが可能であると想定した。最終的な選定や用地開発の先行きが不透明であることを考慮すると、237億トンの貯留を全て実現するのは困難と予想される。しかし海外へのCO₂輸送や貯留に代わるCO₂の有効利用など、本分析で明確化されなかった代替策を通じて、不足分を補うことができると考えられる。

大気中からのCO₂の直接空気回収(DAC)も代替策の1つだが、特定ソースからのCO₂回収に比べて、技術やコストの変化が予測困難である。DACによるCO₂回収コストは、現在1トン当たり134ドルから344ドルと推定されておりばらつきが大きい⁵⁰。不確実性が高いことから、マッキンゼーのモデルではDACについての明示を控えているが、この技術が具体化されれば脱炭素化に向けた有効な手立てとなる可能性もある。

4.2.3 主な不確実性と成功要因

主な不確実性

- **他の脱炭素化技術に対するコスト競争力:** 例えば水素ベースの鉄鋼生産が商業化されなければ、削減目標を達成するためにCCUSの必要性が高まると考えられる。
- **二酸化炭素貯留および輸送インフラのタイムリーな展開:** 日本では年間173Mtの二酸化炭素貯留が必要になると推定されており、これは現在の世界的な容量の4倍に相当する。この貯留容量を一から確保することが急務だが、用地の選定が遅々として進んでいない。さらに大規模な二酸化炭素貯留用地は西日本に集中しているため、二酸化炭素回収システムのほかに、国内の工業地帯と貯留用地付近の港を結ぶ輸送パイプラインが必要になるだろう。このパイプラインインフラに関しても、一から構築する必要がある。

成功に導く主要要因

- **規制上の優遇措置:** エネルギー効率や再生可能エネルギー導入など、他

の脱炭素化策が経済効果につながると思われる一方で、資本および運用コストが生じるCCUSの唯一のけん引役は排出削減である。このため強力な二酸化炭素規制、またはカーボンプライシング、直接融資、税額控除など、財政上の優遇措置が整備されない限りCCUSは実行されない。

- **安全および責任に関する規制:** 政府は基準を設定し安全性を確保するとともに、長期にわたる貯留などでCO₂の漏れが生じた際の企業責任を定めるにあたり、規制の枠組みを導入する必要がある。
- **ステークホルダーとの連携:** 最もコスト効果の高いCCUSの方法は、産業クラスターを形成することで回収されるCO₂の量を最大化し、貯留用地への輸送コストを最小限に抑えることである。予想される貯留用地に比較的近い九州地方の産業クラスターには、初回の導入候補地として最も大きな期待が寄せられている。CCUSロードマップの共同開発、および地域別二酸化炭素輸送インフラへの共同投資により確実性を高め、全方面でのコスト削減を図ることができる。
- **さらなる技術革新:** 現行の二酸化炭素回収技術が適用できるのは、排出量が年間数10万トン以上の大規模な工業拠点に限られるが、開発中の新たな技術では小規模施設に対象を拡大することができる。また技術コストが軽減され貯留用地が確保できれば、DACによりさらに適用範囲を広げることが可能となる。

4.2.4 課題と機会

主な課題

- **インフラへの共同投資:** 二酸化炭素回収だけでなく、回収済み二酸化炭素の輸送と貯留も公的インフラに依存する。2050年までに年間173MtのCCUSを実現させるには、CO₂のパイプラインと輸送インフラに約700億ドルの投資が必要と予想される。投資を実行に移すには産業パートナーシップに加え、

カーボンプライシングなどのインセンティブに関する長期的な透明性が不可欠である。

- **二酸化炭素貯留の安全性に対する国民の信頼:** 地震のリスクが高い日本の地質を考慮に入れると、地中での二酸化炭素貯留の安全性と、長期的な漏出リスクに対する懸念が、国内回収の可能性実現を阻む恐れがある。政府は懸念を払しょくするために、用地選定プロセスにおける地震の安全性基準を透明化し、国民に周知することが必要である。また貯留用地の安全性基準を構築し、非常時に適用される責任および補償基準を明確化することが求められる。

主な機会

- **テクノロジーのリーダーシップ:** CO₂の回収および有効利用を含む、CCUSのパリューチェーンをリードする日本のOEM企業は、脱炭素化に向けた世界的なバックストップテクノロジーとして技術輸出が可能である。
- **既存のパイプラインインフラ:** 産業拠点から洋上の出荷港へのCO₂のパイプライン輸送には、脱炭素化で使用されない既存の天然ガスパイプラインを代用でき、それを所有する公益事業者にとっても新たな収益源となる。
- **CO₂輸送:** 貯留および使用されるCO₂の国内外での液化と移送は、輸送会社にとっての新たな収益源でもある。
- **炭素原料:** CO₂の原料使用が拡大すれば、合成燃料メーカーへの販売などを通じて、回収済みCO₂のサプライヤーにも新たな収益源が生じる可能性がある。

4.3 バイオエネルギー

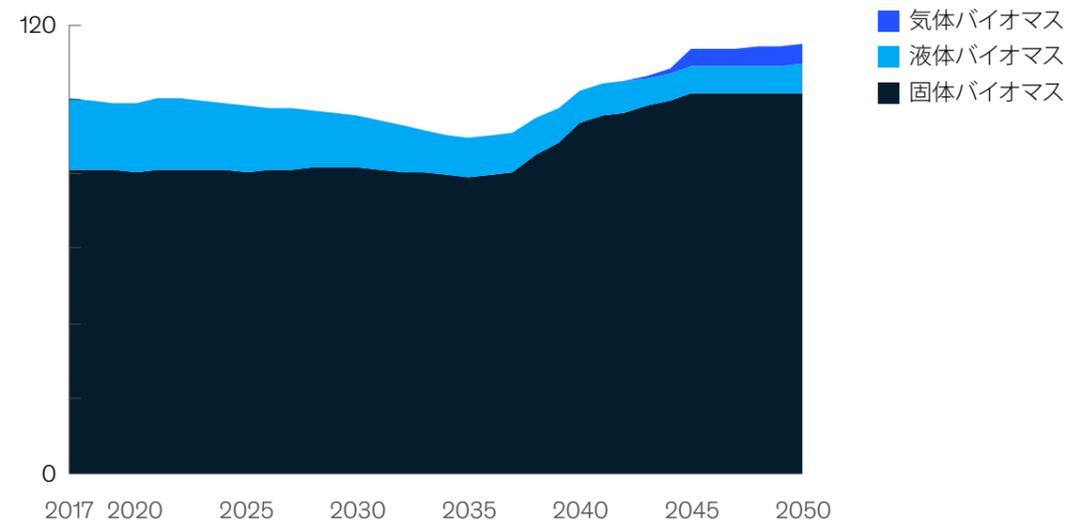
図表 40

バイオエネルギーのシナリオ概要

バイオエネルギー需要は2040年頃にわずかに増加。主に産業部門および建築物部門の排出削減に貢献。

実質GDP 1,000ドル(為替レートは2010年水準)当たりの一次エネルギー消費量、石油換算トン

一次バイオマス需要、2017年水準を100として指数化



資料: マッキンゼー分析

4.3.1 バイオエネルギー利用の現状

バイオエネルギーには様々な種類があり、その使用方法も多岐にわたっている。最も一般的と言えるのは、木材および廃材を用いた発電と、製紙パルプ業の黒液を用いた加熱である。2018年に日本では約750千兆ジュールのバイオエネルギーが使用された。

2017年に使用されたバイオエネルギーのおよそ90%は国内で調達されたものであり、これには廃材、黒液、バイオマスガスなど多くの種類が含まれる。またわずか2種類ではあるが、同年に国内で使用された木質ペレットの半数と、全ての液体バイオ燃料は海外から輸入された⁵¹。

バイオマス利用の現状

- **電力:** 日本ではバイオエネルギーの40%以上が、木質ペレットの形で電力部門にて使用されている。2018年には電力全体の約2%がバイオマスで作られた⁵²。
- **産業:** 日本ではバイオエネルギー利用のおよそ40%が、自社工場で生じた副産物を用いる業界によるものである。このうち大部分を占めるのが製紙パルプ業界で、黒液および廃材が加熱や電力に使用されている。
- **運輸:** バイオエネルギーの約20%がバイオ燃料の形で運輸に用いられている。
- **建築物:** 2017年に日本で消費されたバイオエネルギーのうち3%が建物内の暖房に用いられた。

4.3.2 ネットゼロの実現に向けたバイオエネルギーの役割

ジェット燃料の代替品など、他のエネルギー源がすぐに入手できない特定の部門では、バイオマスが脱炭素化において不可欠である。マッキンゼーでは2030年までに年間700千兆ジュールのバイオエネルギーが消費されると見ており、2017年からほとんど変化はない。しかし計画中の森林再生から新たに収穫された木材など、現在廃棄されているバイオエネルギーが有効活用されるため、2050年には855千兆ジュールまで増加するだろう。

可用性

BECCUSを用いない場合: 日本では主に廃材や、不可食部などの食品廃棄物からバイオマスおよびバイオガスを生成すること

⁴⁹ 環境省 経済産業省 連携事業 平成30年度 二酸化炭素貯留適地調査事業委託業務 報告書、環境省および経済産業省による連携プロジェクト (meti.go.jp)

⁵⁰ "Current cost of CO₂ capture for carbon removal technologies by sector," 国際エネルギー機関 (IEA), 2020年9月23日改訂 (www.iea.org)

⁵¹ "総合エネルギー統計", 経済産業省, 2019年改訂 (www.enecho.meti.go.jp)

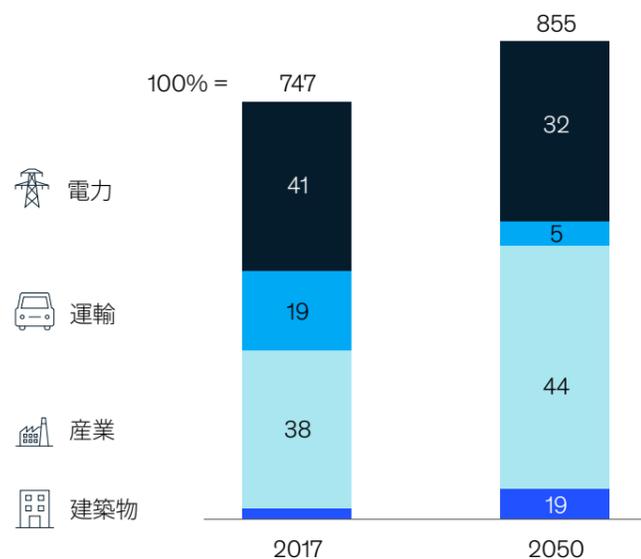
⁵² "The Fifth Energy Basic Plan," 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2018年 (www.enecho.meti.go.jp)

図表 41

バイオエネルギー需要は、産業部門と建築物部門で大幅に増加

各部門の一次バイオエネルギー需要

PJ¹、%



注: 端数は四捨五入のため必ずしも合計が100にならない
¹ペタジュール
 資料: マッキンゼー分析

で、バイオエネルギーの使用量を増やすことができる。

BECCUSを用いる場合: 日本では森林の老齢化が進んでいるため、政府は2035年までに200万ヘクタールの森林を再生する計画である⁵³。これにより年間20Mtのバイオマスが新たに生成され、プロセスのコスト競争力があればバイオエネルギーに変換できる。

最終用途

- 電力: 2050年には発電で用いられるバイオエネルギーが、2017年からわずかに増加し300千兆ジュールになると見られている。日本では木材の収穫と再植樹に高額なコストがかかるため、バイオマス電力発電所の大幅な拡大はないと予想される。
- 産業: バイオマスボイラーおよび炉で使用されるバイオエネルギーは、CCUSと組み合わせてネガティブエミッションを生成し、他の産業ソースからの残存する排出量を相殺するうえで不可欠である。2050年までには2017年から

90PJ増加し、約375PJが使用される見通しである。

- 建築物: 2050年には建物内で用いられるバイオエネルギーが、2017年の7倍の約160PJに達すると予想されており、バイオガス暖房とバイオマスボイラーの形態が取られる見通し。
- 運輸: バイオ燃料は航空および海上輸送での排出を削減するための選択肢となり得る。2050年には2017年の3分の1の40PJに達する可能性もあるが、政府は現在乗用車向けのバイオエネルギー助成を行っているところであり、2050年までに到達しない場合もある。

4.3.3 主な不確実性と成功要因

主な不確実性

- 価格: 森林再生を通じた木材のコストは、主に植樹とメンテナンスの費用に左右される。山岳地帯が多いことに加え、インフラの欠如や自動化の遅れから、日本では木材生産のコストが諸外国に比べて著しく高い。このためコスト削減の必要性が高く、どの程度引き

下げられるかが、他のエネルギー源に対するバイオエネルギーの競争力に影響する。

- 輸入バイオエネルギーの可用性: 日本は液体バイオマスの大部分を輸入に頼っており、価格や供給量はその可用性と輸出国との関係性に左右される。
- BECCUSの技術的成熟度: 森林再生を通じた木材を、ゼロカーボンのバイオエネルギーに使用できるかどうかは、BECCUSの技術的成熟度とコスト競争力に依存しており、伐採、輸送、再植樹の費用が大きく影響する。

成功に導く主な要因

- 政策目標と義務付け: 電力および産業部門に対し、バイオエネルギーシェア目標または混合義務を設定する。
- 財政支援: 原料の回収および貯留に向けたインフラの整備に資金を提供する。
- 収益支援: 固定価格買取制度を導入し、バイオエネルギーのメリットを拡大する。

4.3.4 主な課題と機会

主な課題

- サプライチェーン: ゼロカーボンのバイオエネルギーを実現するためには、農業、林業、輸送を含むサプライチェーン全体を脱炭素化しなければならない。これは液体バイオマスなど、輸入バイオエネルギーの費用便益比を考えるうえでとりわけ重要である。
- 硫黄および酸化窒素排出: バイオエネルギーの抽出過程では、二酸化硫黄や酸化窒素などのガスが排出されるた

め、バイオエネルギー産業者はこれを削減しなければならない。

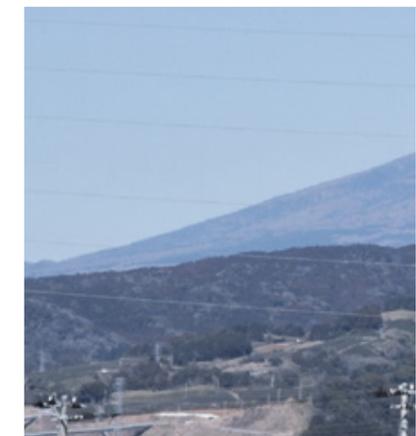
- 生物多様性と土地利用: バイオエネルギーは生物多様性を損なうことなく、国内外の土地利用と競合しない場合に限り持続可能と言える。これには森林再生を通じた木材の持続可能性や、食糧生産と競合する可能性のあるエネルギー作物が重要な意味を持つ。

主な機会

- ビジネス機会の拡大: 既存の原料や廃棄物を活用することで、廃棄する企業

の収益性を高めることができる。また木々を再植樹することにより、とりわけ老齢化が進む日本の森林において、林業を活性化し新たな収入源を生み出すことが可能である。

- 正の外部性: 廃材、肥料、食品廃棄物などの既存原料や廃棄物を活用することで、廃棄されるごみの量を減らすことができる。BECCUSが確立されれば、再植樹によりCO₂の回収率を高め、保管林の状態を改善することが可能である。



⁵³ 林業基本計画、農林水産省、2021年6月改訂 (www.rinya.maff.go.jp)

4.4 土地利用、土地利用変化および林業

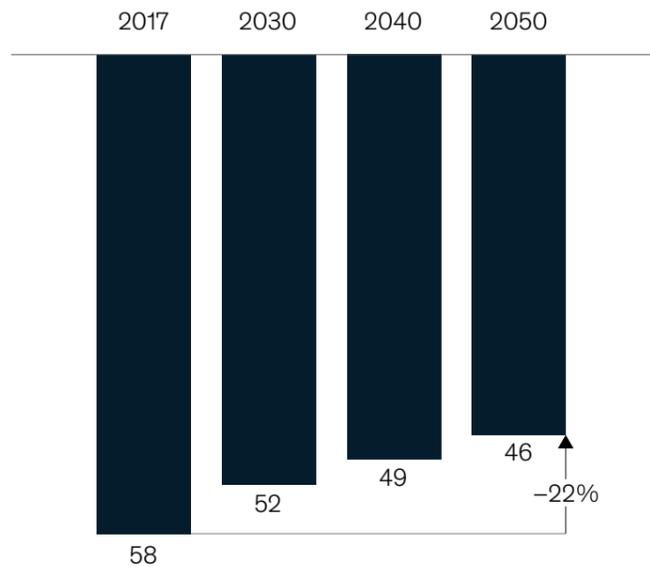
図表 42

LULUCFのシナリオ

土地利用、土地利用変化および林業 (LULUCF) の潜在吸収力が森林の老朽化に伴い低下。

年間CO₂吸収量

MtCO₂e¹



¹百万二酸化炭素換算トン
資料: 気候変動に関する国際連合枠組条約 (2019年) に基づく日本の第4回隔年報告書; 国立環境研究所

4.4.1 LULUCF (土地利用、土地利用変化および林業) の現状

2017年に日本の森林と農地では、総排出量の5%に当たる58MtCO₂eが相殺された。地目別に見ると森林と農地でそれぞれ約85%および15%のCO₂が、また再緑化でも微量が吸収されている⁵⁴。

日本の森林面積はおよそ2,500万ヘクタールであり、その半分が半自然植生、また大部分を広葉樹が占める。保安林は全体の約40%で、そのほとんどが針葉樹林である。土地面積と構成割合は過去50年間でほぼ一定であった⁵⁵。

樹齢や樹種から見ると、排出の大部分は保安林で吸収される可能性が高いと考えられる。通常1本の木の吸収容量は樹齢20年頃から減少し始め、40年を超えると急速に低下するため、森林でのCO₂吸収においては樹齢が重要な意味を持つ。日本の半自然林の90%以上は樹齢40年を超えており、30%以上が100年を上回っているため、半自然林の吸収容量は低いと言える。さらに半自然林の大部分を占める広葉樹は、保安林に多い針葉樹に比べて吸収力が低い⁵⁶。

このため吸収力を維持するには保安林の若さを保つことが重要だが、これには課

題も多い。保安林に植生する樹齢100年以上の樹木はごくわずかと言えるが、2017年時点で4分の3が40年を超えており、吸収力は限られている⁵⁷。

4.4.2 ネットゼロの実現に向けたLULUCFの役割

減少する日本の森林吸収源を維持するには、以下の2つの理由で困難が予想される。1つ目は面積に制限があるという点で、日本は森林面積が国土の67%を占めており、適切な土地はすでに植林されているため、過去数10年間でこの割合にほとんど変化はない。

2つ目は森林の老齢化であり、森林再生のペースが現状のままであれば、2030年までに吸収力が2018年比で40%低下し、年間37MtCO₂eになると見られている。一方で農地の吸収力は現行のまま一定に保たれる見通しである。

老齢化した樹木のCO₂吸収力が低下すれば、隔離容量を維持するために保安林の若い木が重要な役割を担うことになる。そこでCO₂吸収の低下を抑えるために、以下の2つの方策が有効と言える。

- **森林再生:** 老齢化した樹木を伐採し新しい木に入れ替えることが必要である。こうした森林再生により森林の吸収力を高め、新たな木材を調達することが可能となる。また生産および発電コストが引き下げられれば、BECCUSと組み合わせることで木材を持続可能なバイオエネルギーとして活用することができる。日本政府は2035年までに、200万ヘクタールの保安林を再生する計画である (現行の森林再生率の10倍)⁵⁸。これにより吸収力の低下を2035年までに10MtCO₂e以上抑え、合計で吸収量を約50MtCO₂eまで高めることができる。また年間約20Mtのバイオマスを、バイオエネルギーとして利用することも可能となる。
- **森林管理:** 樹種および樹齢の構成管理、火災および害虫の予防、樹木の伐採と間伐を行う。樹種を循環させることで土壌の健全性を高め、密集した中でも育つ種類を優先することで、高い吸収水準を確保することができる⁵⁹。

4.4.3 主な不確実性と成功要因

主な不確実性

- **気候変動:** 気候変動により森林火災や豪雨などの災害頻度が高まっていることで、樹木の自然防御力が低下しており、捕食昆虫による被害を受けやすくなっているほか、一部の樹種は生育可能な地域が制限されてきている。このような気候変動リスクが継続または加速すれば、樹木の数が減少し、森林の炭素隔離力も低下する恐れがある。

成功に導く主な要因

- **国の政策:** 炭素隔離の水準を高めるには、規制の枠組みや補償政策など、森林再生を活性化するための政府支援の仕組みが必要である。日本では2035年までに200万ヘクタールの土地で森林再生を進められるよう、各種法律が既に施行されている。2019年の森林経営管理法では、所有者に代わって地方自治体が森林を管理することが認められた。またこの法律により、放棄または管理が不十分と見なされた森林を適切に管理することができる。日本政府は2024年より、1人当たり1,000円 (約9ドル) の「森林環境税」を徴収し、地方自治体に森林業務の資金を供給する計画である。またいずれは土地利用の改善を図るために、カーボンプライシングが導入される可能性もある。収穫された木材に対する助成金を提供することで、回転率を高めることにもつながる。

4.4.4 課題と機会

主な課題

- **森林の持続可能性:** 適切な森林管理がなされなければ、収穫量の増大により生物多様性が損なわれることになる。これにより徐々に二酸化炭素吸収量が低下し、バイオマス収穫も減少すると考えられる。

林業従事者の高齢化: 高齢化による林業従事者の減少が、森林吸収源の保全と再生をさらに妨げる恐れがある。

- **コスト:** 森林地の多くが起伏の激しい山岳地帯にあるという地理的な制約に加え、インフラの欠如や自動化の遅れから、日本では森林の伐採および再生コストが一部の欧州諸国に比べて2倍以上となっている。

主な機会

- **環境衛生:** 森林および土壌を適切に管理することで、水質の改善、水供給規制の向上、土壌品質の強化、生物多様性の保護など、様々なメリットが期待できる。
- **新たなビジネス機会:** 収穫した木材の販売により、地元地域では新たなビジネス機会が生み出される。
- **バイオマス生産:** 大規模なBECCUSの導入により、収穫済みの木材を持続可能なバイオ燃料として用いることが可能となる。

⁵⁸ 森林・林業基本計画、農林水産省 (www.rinya.maff.go.jp/)

⁵⁹ 温暖化と森林、FoE Japan、2009年8月 (www.foejapan.org/)

⁵⁴ “National GHG Inventory 2018,” 国立環境研究所 (www.nies.go.jp)

“Japan’s fourth biennial report under the United Nations Framework Convention on Climate Change” 国連気候変動枠組条約、2019年 (www4.unfccc.int)

⁵⁵ 森林面積・蓄積の推移、農林水産省、2017年3月31日改訂 (www.rinya.maff.go.jp/)

⁵⁶ 齢級構成、農林水産省、2017年3月31日改訂 (www.rinya.maff.go.jp/)

⁵⁷ ibid

4.5 オフセット

4.5.1 オフセット利用の現状

現時点で日本はカーボンオフセットの重要市場とは言えない。しかし長期的にはオフセットにより、残存する排出量と最も高額な排出削減を、削減コストの安い国々にアウトソースすることが可能である。

カーボンオフセットは、他者の排出を第三者が相殺することで実現される排出削減である。規制排出量の上限に適合し、または自主的な排出削減目標を満たすために、企業および稀ではあるが個人が購入する。

規制対応目的では、東京都と埼玉県で運用されている排出取引制度で、1,550の建物と600の商業施設から排出されるエネルギー関連のCO₂が対象となっているが、これは2つの地域で排出されるCO₂のうちわずか20%にすぎない⁶⁰。1トン当たりの炭素価格がわずか600円(5.5ドル)程度であることから、2019年の排出量上限の効果は限定的であった⁶¹。

日本では企業の気候変動対策に対する国民の要望が弱く、低排出商品の需要が欧米諸国に比べて低いため、企業がカーボンオフセットを購入するにはインセンティブが乏しい。

しかしネットゼロ目標を達成するために、国内の排出取引またはカーボンプライシング制度を通して、脱炭素化に向けた民間部門の資金を引き出すにあたり、日本政府はカーボンオフセットの果たす役割に大いに期待している。民間部門は差別化を図った低炭素商品と、カーボンフリーのLNGなどカーボンオフセットにより可能となる脱炭素戦略を試験的に導入している。

4.5.2 ネットゼロの実現に向けたオフセットの役割

日本ではシステムレベルの脱炭素化コストが高額であるため、2050年までにネットゼロを実現するにあたり、より安価な削減が可能な国々にアウトソースするカーボン

オフセットが重要な役割を果たすと考えられる。

長期的にはカーボンオフセットが、国内の残存する排出削減と、最も高額な脱炭素化ニーズを満たすことになると見られる。残存する3%の排出を削減するには二酸化炭素換算トンあたり平均263ドルのコストを要し、5%では同182ドルがかかると予想される(図表43)。2050年に同100ドルでのカーボンオフセットが可能となれば、排出を直接削減する代わりに残存する3%の排出を相殺することで、削減コスト全体を13%引き下げ、同31ドルとすることができるとなる。また5%の相殺では削減コスト全体が3分の2に低下し、同12ドルとなる。

産業用熱供給、建物内の暖房・給湯・調理、および発電における水素の活用は、費用曲線の右側に示される国内の主要な削減策であり、カーボンオフセットで置き換えることができる。

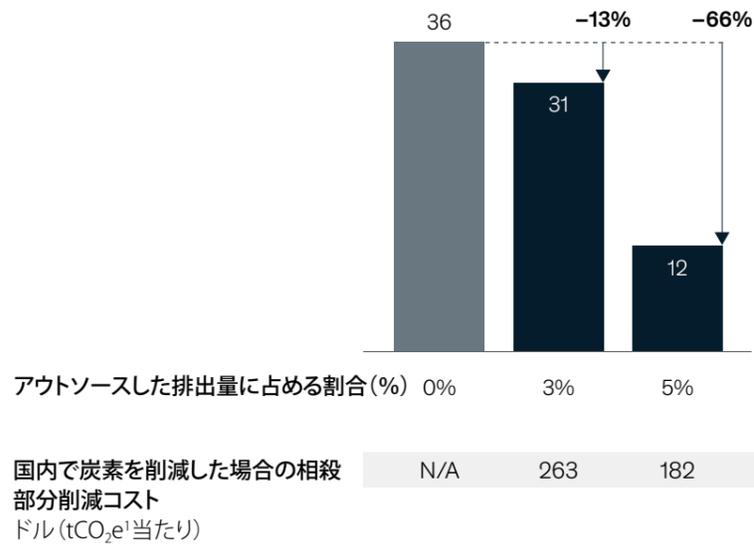
⁶⁰ "Japan 2021 Energy Policy Review," 国際エネルギー機関、2021年3月(www.iea.org)

⁶¹ "Japan-Tokyo Cap-and-Trade Program," 国際炭素行動パートナーシップ(ICAP)、2021年5月18日改訂(icapcarbonaction.com)

図表 43

削減に最もコストがかかる残留排出量を相殺することで、日本の削減コストを大幅に軽減可能

相殺価格がtCO₂eあたり100ドルのときの平均削減費用
ドル(tCO₂e¹当たり)



¹二酸化炭素換算トン
資料: マッキンゼー分析

長期的には様々なカーボンオフセットの可用性に制約が生じると予想される。国連によると2021年2月までに、131か国が2050年までのネットゼロ目標に参画した⁶²。ゼロエミッション技術が広く浸透すれば、日本のネットゼロ目標を達成するためのカーボンオフセットは、林業、BECCUS、DACなどのネガティブエミッションプロジェクトで生じたものに限定されるだろう。

削減策を講じる当事者がこれを自己の目標達成に向けたものであると申告しない場合、またカーボンオフセットによる収益源がなければ、ベンダー国の排出削減プロジェクトが現行の市場経済下で不可能な場合に限り、排出削減がカーボンオフセットと認められる。現在カーボンオフセットは、中国やインドでの産業エネルギー効率化、アフリカにおける太陽光発電所、またノルウェーの森林再生など、幅広いプロジェクトを通じて世界各国で実行されている。しかし当事者は個々のネットゼロ目標を達成するために、今後も排出削減を継続する必要があり、コスト削減を通じて多くの脱炭素化技術が2050年までに安価で展開できるようになれば、もはやプログラムにとって適切とは言えなくなるだろう。このため日本にとっては、2050年までに林業、BECCUS、DACなどのネガティブエミッションプロジェクトが、大規模なカーボンオフセット源になると見られる。

日本では最も削減コストが高額な5%を相殺するために、年間60MtCO₂e以上の購入が必要となる。2019年時点で世界の自主的オフセット市場は100MtCO₂e規模であり、そのうちネガティブエミッションプロジェクトによるものはわずか37MtCO₂eであったため、今後日本の需要が世界市場で大きなシェアを占めるようになると予想される⁶³。

中期的に見ると、規制排出量の上限または炭素価格を伴うカーボンオフセットは、民間部門の行動と脱炭素化への資金提供を促進するメカニズムと言える。またカーボンオフセットにより、企業は社内での削減を実現する前に、低炭素商品を提供することが可能となる。

4.5.3 主な不確実性と成功要因

主な不確実性

- カーボンオフセットの計上について: 現在パリ協定には、自主的なカーボンオフセットを国内の排出削減目標に算入するメカニズムがない。今も国際的な気候会議で交渉が続けられており、スケジュールや詳細などは未定である。
- カーボンオフセットの可用性: ネガティブエミッションに基づくカーボンオフセットも、今後の供給については未定である。二酸化炭素換算トン当たり134~344ドルのDACと13~85ドルのBECCUSが、現在最も高額で成熟度の低い炭素回収技術である⁶⁴。林業および土地利用を通じた排出削減に基づくカーボンオフセットも、今後の可用性については未定である。

成功に導く主な要因

- 炭素市場: 日本政府は目標達成に向けて、規制対応のための排出取引、またはカーボンプライシングによるオフセット市場を国内で確立し、需要を促進するとともに炭素市場のダイナミクスで経験を積む必要がある。
- 世界的な政府パートナーシップ: 日本政府は大規模な林業および土地利用ベースのネガティブエミッションオフセットを提供できる地域の、中央政府および地方自治体とパートナーシップを築く必要がある。
- 国際ルールの設定: 世界各国の政府は追加性や永続性など、カーボンオフセットに関する厳格な資格基準を築くとともに、地域社会への不十分な資金の流れやグリーンウォッシングなど、環境上の不当行為を防ぐ必要がある。

4.5.4 課題と機会

主な機会

- 世界市場の開拓: 日本の政府および業界コンソーシアムは、国境を越えた炭素クレジットの認証、検証、監視、会計処理を含む、国際的なカーボンオフセットプロジェクトを開発するうえで主導的な役割を担うことができる。グリーンLNGの定義と認証に関する議論は既に進行中である。
- 新たな収益源: 日本の金融機関や総合商社など、大規模なカーボンオフセットニーズを抱える民間企業は、カーボンオフセット取引、先物などのデリバティブ、および個々のプロジェクト開発に応じたアドバイザーサービスなどから、新たな収益源を見出すことができる。
- サプライチェーンの強化: 例えば食品製造会社に農産物を提供するコミュニティの森林再生プロジェクトなど、日本企業は関係性のある分野別にカーボンオフセットプロジェクトを開発することで、サプライチェーン全般の事業継続性を改善できるというメリットがある。
- 林業におけるリーダーシップ: 海外の林業プロジェクトを通じて、大規模な日本のカーボンオフセットを実現することができる。プロジェクトには世界的な林業資産を日本が保有するとともに、コーヒー豆などの副次的な林産物から新たな収益源を得ることなどが含まれる。

主な課題

財政負担: カーボンオフセットは日本企業が開発および保有することが可能だが、諸外国の資産に年間を支払われる費用となる。住宅の許容水準内の排出量を達成し、維持するにあたり、これらに依存することは、長期的には膨大な財政負担が生じることになる。国内の脱炭素化技術を発展させることで、このコストを将来的に排除することが可能である。

⁶² "The global coalition for net-zero emissions is growing," 国連気候行動、改訂済み(www.un.org/en/climatechange/net-zero-coalition)

⁶³ "State of the voluntary carbon markets 2020 Installments on Offset Prices and Volume," Ecosystem Marketplace, 2020年12月(www.ecosystemmarketplace.com)

注: 林業および土地利用プロジェクトはネガティブエミッションプロジェクトと見なされる。

⁶⁴ "Current cost of CO₂ capture for carbon removal technologies by sector," 国際エネルギー機関(IEA)、2020年9月23日改訂(www.iea.org)

5. 日本の脱炭素化が持つ 社会経済的意義



5.1 移行をめぐる資金調達

5.1.1 必要とされる設備投資

ネットゼロの実現に向けたマッキンゼーによるコスト最適化シナリオでは、2050年までに主要部門に対し総額10兆ドル(年間3,300億ドル)の投資が必要となる⁶⁵。既存テクノロジーに投じられる計画であった約8兆ドル(年間平均2,700億ドル、日本のGDPの5%を占める)が、低炭素技術に再配分されると考えられる。ネットゼロを実現するには2.1兆ドル(年間平均700億ドル)の設備投資が別途必要であり、これはGDPの1~2%に相当する。この投資はより高額な脱炭素化技術の資本コスト、および新たな生産能力増強とインフラコストに充当される。例えばBEVの資本コストがICEの110%の場合、ICEの110%が投資総額と見なされるが、追加投資はわずか10%である。ICEの資本コストはいずれにせよ生じるものであるが、脱炭素化シナリオではBEV向けに再配分される。

部門別に見ると、約6.7兆ドル(投資総額の67%)が輸送のためのBEVとFCEV、2兆ドル(20%)が建築物の断熱性強化と設備の電化、5,350億ドル(5%)が太陽光、風力、ガス発電と水素生産能力の拡大、2,350億ドル(2%)が農業機械の電化、1,150億ドル(1%)が産業用ヒートポンプ、水素ボイラー、CCUSの追加導入に投じられると予想される。残りの4,480億ドル(4%)は、送配電網の強化、BEVの充電ステーション、FCEVの燃料ステーション、ブルー水素の国内生産⁶⁶、CO₂および水素のパイプラインと輸送を含む、インフラ開発に用いられると見られる。

2.1兆ドルの追加設備投資では、その大部分が運輸、建築物、電力部門、および必要とされるインフラの構築に投じられる見通しである。部門別に見ると、2.1兆ドルのうち4,550億ドル(22%)が運輸、4,480億ドル(21%)がインフラ、約4,350億ドルが

それぞれ建築物と電力(各21%)、2,350億ドル(11%)が農業、950億ドル(5%)が産業用に用いられるだろう。

5.1.2 運用コストの削減

ネットゼロへの移行により、2050年までに総額4,410億ドルのシステム運用コストが削減できると考えられる(図表45)⁶⁷。削減は、以下の3つの要素からもたらされる。

- **電化による効率性向上を通じたエネルギー消費の削減:** 例えば電動式ヒートポンプは石炭またはガスボイラーに比べて効率が3倍である。
- **低価格の原料とエネルギー使用の少ないプロセスへの移行:** 鉄鋼生産のスクラップ電気炉では、鉄鉱石の代わりにより低価格のくず鉄が使用され、従来のプロセスよりもエネルギー消費が抑えられる。
- **需要面での対策による生産量の削減:** プラスチックのリサイクルを拡大することにより、バージンエチレンの生産ニーズを削減し、原料およびエネルギーコストを引き下げることができる。

ただし、より高額なCCUSおよび低炭素水素の大規模な導入により総運用コストが2045年には増大し始め、低炭素水素およびアンモニアが発電に採用されることで電力コストも上昇する可能性がある。こうした運用コストの純増は、日本が再生可能エネルギーの課題を解消し、低炭素水素およびアンモニアの供給コストを削減できない限り、2050年後も続く恐れがある。このため長期的には、脱炭素化が運用コストの上昇を招くと考えられる。

部門別には、運輸部門で今後30年の間に最も大規模な運用コストの削減が進むと予想されており、2050年までに総額6,380億ドルに達する見通し。これは主に効率

性の高いBEVを導入し、ガソリンから長期的な価格低下につながる低炭素水素や電気に移行することで実現できる。

これに次ぐのが産業部門で、2050年までに170億ドルの削減が予想される⁶⁸。電化や需要面での対策を通じたエネルギー消費の削減により、今後20年間で正味コストが削減できると考えられる。2040年以降は、水素およびCCUSが大規模に導入され、電力価格が上昇すると見られることから、正味コストも増加する可能性がある。この傾向は2050年以降も、日本がエネルギーコストの一層の削減ができない限り持続すると考えられる。

建築物部門の動向は産業部門と類似しており、建物の断熱性を高め、電化を通じてエネルギー効率を上げることで、初期段階ではエネルギー使用量とコストを削減できるが、暖房および加熱調理に水素が採り入れられ、電力価格が上昇することで、長期的には限界削減費用が増加すると予想される。

電力部門では30%の需要増を満たすために、全ての期間を通じて運用コストが増加すると考えられる⁶⁹。

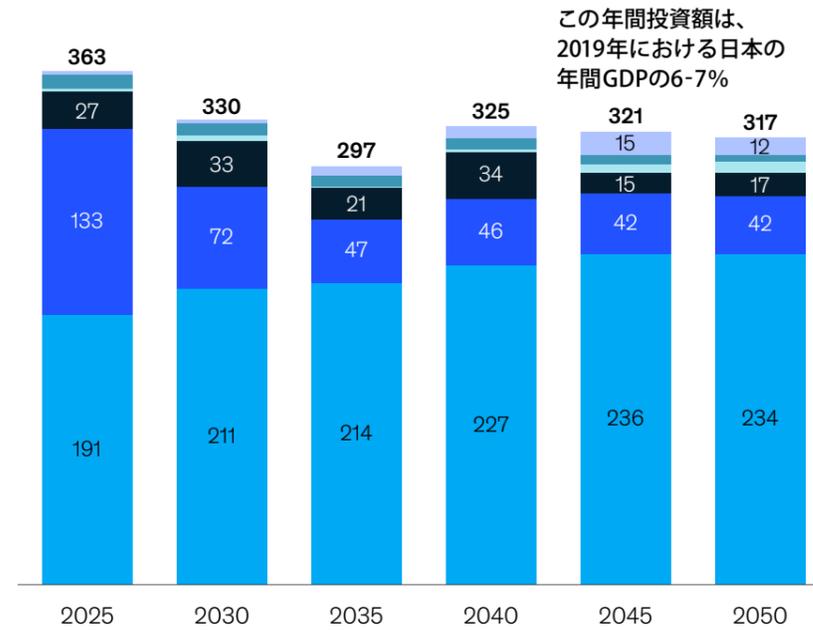
5.1.3 資金力ギャップの解消

本レポートでは、4%の社会的割引率を用いてシステムレベルのコストを最適化する方法について解説する。ただし個人および企業は、個々の資本コストや将来的な貯蓄計画に基づき支出を決定するため、とりわけ個人の割引率は高くなるのが一般的である。目標を明確にした介入を行わなければ、個人が下す決定は我々のプロセスと異なったものになる可能性がある。しかし資金を集める方法は以下のとおり多数あり、これにより個人消費者や企業に対して、移行をより魅力的なものにすることができる。

図表 44

主要部門がネットゼロを達成するには、2050年までに累計10兆ドル規模の投資が必要
既存の技術構成を維持する場合と比較し、ネットゼロシナリオでは投資額は20%増加

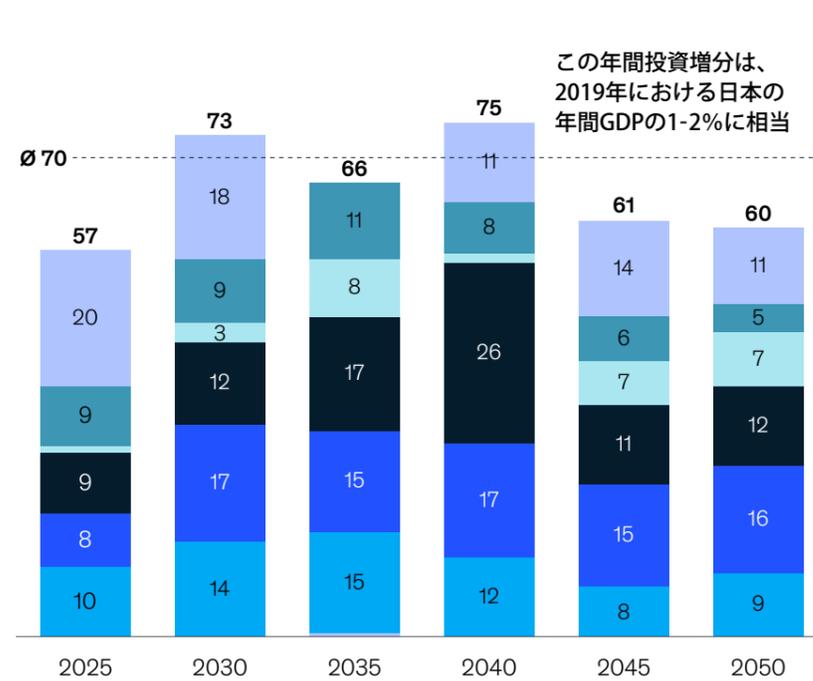
年間設備投資の推移
10億ドル、年



この年間投資額は、2019年における日本の年間GDPの6-7%

2020~2050年累計		合計に占める割合(%)
インフラ ²	448	4
農業	235	2
産業	115	1
電力	535	5
建築物	2,013	20
運輸	6,675	67
合計	10,022	

年間設備投資の増加分推移
10億ドル、年



この年間投資増分は、2019年における日本の年間GDPの1-2%に相当

2020~2050年累計		合計に占める割合(%)
インフラ ²	448	21
農業	235	11
産業	95	5
電力	436	21
建築物	435	21
運輸	455	22
合計	2,104	

⁶⁵ 本セクションの評価に含まれるのは、脱炭素化の中心となる部門と、当該部門の移行に伴う設備およびプロセスのみであり、経済全般にわたるものではない。例えば産業の設備投資分析では、自動化やデジタル化に必要な投資が考慮されておらず、オペレーションコスト分析では人件費が考慮されておらず、雇用影響分析ではサービス業の雇用が直接考慮されていない。
⁶⁶ これにより2050年時点で日本の水素需要は、半分が国産のブルー水素により満たされると予測される。
⁶⁷ これには鉄鋼生産の原料に鉄鉱石またはくず鉄のどちらを使用するか、といった要素により変動する燃料および原料コストなど、脱炭素化策に関連性が深い運用コストのみが含まれる。人件費などその他の運用コストについては対象外である。
⁶⁸ ここで示される産業部門の運用コストには、中間的なエネルギー転換を担う石油精製部門のものは含まれない。精製品(ガソリンなど)に関連するコストの変動は、最終用途部門に含まれる。
⁶⁹ ここで示される電力部門の運用コストは、運転管理・保守点検の固定費部分のみである。電力コストは既に最終用途の運用コストに算入されているため、重複して計上はできない。電力価格は一般的に運転管理・保守点検の変動費部分により確定するため、ここでは固定費部分を別途算入した。

注意: 端数は四捨五入のため必ずしも合計と一致しない
¹数値は過去5年間の5年平均値(例: 2025年の数値が2021年-2025年の平均値を示す)
²インフラには以下を含む: CO₂と水素輸送インフラ、国内のブルー水素生産施設、バイオ燃料生産施設、送配電網の補強、BEVおよびFCEVの充電と燃料補給インフラ
 資料: マッキンゼー分析

ー **直接金融による介入**: これは確実な収益源に乏しく、CO₂パイプラインや貯留インフラなどの公的プロジェクトに向けた、初期段階の技術およびプロジェクトに最適である。税額控除や助成金は、ビル断熱や産業の効率化の取り組みを拡大するなど、関連市場の活性化に最も効果的と言える。また短期的な収益につながらないR&Dプロジェクトの資金調達には、助成金が最も有効である。ローンおよび公的信用保証は比較的管理費が高いため、多数の少額案件ではなく、少数の高額案件を対象とする場合に最も効果的

ある。

- ー **カーボンプライシングまたは排出権取引などの価格対策**: 炭素価格が高額であることから積極的な投資が促され、民間資本の拡大を図ることができる。
- ー **ビジネスリスクの軽減**: 炭素取引価格の下限、損失保証、官民パートナーシップやブレンドファイナンスのモデル化など、投資リスクの軽減策を活かして資金を集めることも可能である。住宅ローンに断熱コストを上乘せ、または初期費用が高額なテクノロジーのリース制度を構築するなど、新たな資

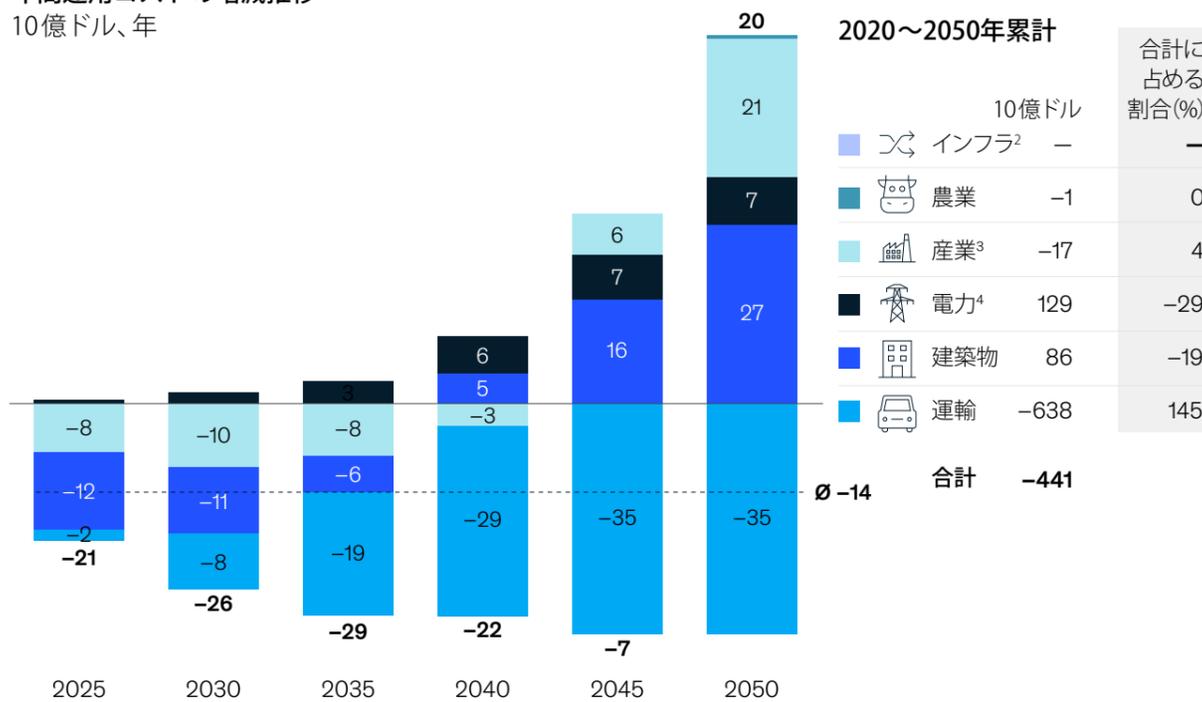
金調達モデルおよび製品により、より長期的な投資家にアピールすることができる。

- ー **資本市場の革新**: 資産担保証券、コーポレート電力購入契約、およびリスク保証などのイノベーションを通じて、脱炭素化を促進することが可能である。再生可能エネルギー部門に一定割合の投資が必要なポートフォリオ基準を確立することで、利用可能な再生可能エネルギー資本を拡大できる。

図表 45

当初期間は運用コストを節減できるが、発電や最終用途に水素が導入されることを受け、2050年に向けて増加

年間運用コストの増減推移¹
10億ドル、年



注意: 端数は四捨五入のため必ずしも合計と一致しない
¹数値は過去5年間の5年平均値(例: 2025年の数値が2021年-2025年の平均値を示す)
²インフラには以下を含む: CO₂と水素輸送インフラ、国内のブルー水素生産施設、バイオ燃料生産施設、送配電網の補強、BEVおよびFCEVの充電と燃料補給インフラ
³精製済み製品(燃料油)のコストは最終用途部門の燃料費に含めるため、精製部門の運用コストには含まない
⁴電力部門の運用コストとその他部門で運用コストに計上する電力コストとの重複を避けるため、運用管理・保守(O&M)にかかる固定コストは電力部門のみに含む。
 通常、電気料金には燃料費と発電の可変O&Mコストを含み、固定O&Mは含まない
 資料: マッキンゼー分析



5.1.4 インフラの整備における課題の克服

低炭素技術への移行にあたり、消費者および企業には適切なインフラが必要である。例えば産業部門の企業では、回収された二酸化炭素を処理する適切なCO₂パイプライン、輸送、貯留インフラが整備されている場合に限り、CCUSソリューションを導入することができる。インフラの格差は、立ち上げ段階の技術開発および導入にも影響を及ぼす。再生可能エネルギー開発者は、新たな発電所を大幅な遅延なく送配電網に接続できるという確証がある場合のみ投資を行う可能性が高い。このためインフラ増強の遅れは、ネットゼロに向けた移行を停滞させる恐れがあり、早期に導入を図ることでこれを加速化が可能である。

マッキンゼーでは移行を後押しするために、2020年から2050年の間で4,480億ドルのインフラ投資が必要になると見ている。このおよそ半分が送配電網の強化、約950億ドルが水素パイプラインおよび輸送、700億ドルがCO₂パイプラインおよび輸送、400億ドルがブルー水素生産、200億ドルがBEVの充電ステーションおよびFCEVの燃料ステーションに用いられると予想される。新技術への移行基盤を築くためには、これら投資の70%を2040年までに行う必要がある。

市場開発の先行きが不透明な場合はリスクが生じるため、インフラが整備されていたとしても、投資家は投資をためらう可能性がある。官民部門は適切な判断を促すための介入を進める必要があるだろう。例えば民間企業は合併事業を立ち上げ、大

規模なインフラプロジェクトを開始する際のリスクを分散させることができる。公共部門は、民間部門が送配電網の増強などインフラ投資のコストを回収できるようなメカニズムを明示する必要がある。各インフラでは設備投資のやり方、将来的な市場開発、実行可能な市場メカニズム、ステークホルダーの関係性の複雑さなどによって、アプローチがそれぞれ異なる。

5.2 雇用への影響

主要部門において脱炭素化の流れが進むことで、2050年までに現在の技術構成のままと仮定した場合と比べて400,000人規模の雇用が新たに生じると予想される。これは日本の総労働人口の0.7%に相当する。

5.2.1 脱炭素化による雇用への影響

脱炭素化は以下3つの業種に影響を与えると予想される。

- 石炭火力発電所やソーラーファームなどの各部門で、生産設備の運用に関わる直接業務
- 会計士、法律家など、各部門の直接運用を支援する正規の間接業務
- 生産能力の拡大、設備の取り付け、生産および設置に用いられる設備の製造を担う、間接的な建設および製造業務

直接業務には、本レポートに記載の主要部門に関わるもののみが含まれる。間接業務は主要部門の動向に左右されるが、これに属するわけではない。例えば風力発電所の建設作業員は、電力ではなく建築物部門に含まれる。

雇用は脱炭素化だけでなく、需要と生産性の両方を左右する人口の変化、自動化、デジタル化など、様々なマクロトレンドにより影響を受ける。マッキンゼーではマクロトレンドが脱炭素化とは無関係に生じることを踏まえ、これらのマクロトレンドを現在の技術構成のままと仮定した場合でも考慮に入れた。脱炭素化シナリオにおける雇用の純増には、脱炭素化の取り組みに直接関係する漸進的変化のみが算入されている。

脱炭素化に無関係のマクロトレンドが、脱炭素化よりもはるかに大きな影響を及ぼす可能性もある。2050年までに評価対象部門の直接業務は、生産性の向上および

活動水準の低下により30%減少すると考えられる。また脱炭素化により、ICEからBEVおよびFCEVへの製造プロセス、BF-BOFからEAFおよびDRI-EAFへの移行など、製造過程が簡略化され労働需要が低下することで、さらに10%の雇用が失われる可能性がある。

5.2.2 雇用への正味の影響

ネットゼロエミッションへの移行を図ることで、2030年までに現在の技術構成のままと仮定した場合と比べて300,000人、2050年までに400,000人規模の雇用が新たに生じると予想される。日本経済全体の規模を考えるとこの影響は比較的小さく、2019年の総労働人口のそれぞれ0.5%および0.7%にすぎない(図表49)⁷⁰。本分析のマクロ的な視点から見ても、脱炭素化が雇用にもたらす最終的な影響は限定的と言える。

雇用は電力および建設部門の動向と、脱炭素化インフラの構築によって拡大が促進されると見られる。

- 電力部門におけるネットゼロへの移行に伴い、電力需要の増加を満たすために容量が引き上げられ、比較的使用率の低い太陽光および風力発電施設への転換が図られることから、356,000人の新たな雇用が生まれると考えられる。この大部分は新たな発電容量を満たすための、設備の製造および設置に必要な人材である。2030年から2050年に増加する雇用うち、約75%が太陽光および風力発電容量の構築、25%がガス発電容量の増加に伴うものと見られる。ガス発電が雇用にもたらす影響は、今後2030年までの間でより顕著となる。
- 建築物部門では建物の断熱性強化や、電化した暖房および調理機器の製造と設置に必要な雇用が、2050年まで

の間に143,000人規模で生み出されると見られる。

- 脱炭素化インフラの構築では、2050年までに323,000人の雇用が新たに生まれると予想される。あらゆるインフラ分野の中でも、送配電網の強化に向けた設備の製造および設置に伴う雇用の増加が最大であり、BEVの充電およびFCEVの燃料ステーションの製造、設置、保全がこれに次ぐと見られる。またガソリンスタンドの労働力が削減されることから、ここでは雇用の喪失が生じると考えられる。

道路輸送および重工業部門でも雇用の喪失が予想されており、道路輸送では主にガソリン・ディーゼル車の製造と、これに関わる間接業務分野で、159,000人の雇用が失われる可能性があるが、BEV、FCEV、およびバッテリー製造に関わる雇用増によってある程度は相殺されると見られる。しかしBEVおよびFCEV車両は、ICEやトラックに比べて部品が少なく、製造工程が労働集約型ではないため、最終的な影響はマイナスになると言える。

とりわけ鉄鋼、セメント、化学製品、精製など、重工業における脱炭素化の傾向が、248,000人の雇用喪失を招く可能性があり、このうち80%は精製量の減少によるものと見られる。化学製品部門では、プラスチックのリサイクル拡大に伴い原料エチレンのニーズが低下するため、これにより雇用が失われると考えられる。鉄鋼業界では、EAFおよびDRI-EAFなどの脱炭素化プロセスが、BF-BOFに比べて複雑かつ労働集約型ではないことから、直接業務が失われると考えられるが、新たなEAFおよびDRI-EAFの構築にあたり、建設および製造業務が増加することで相殺されるだろう。

雇用の喪失は石炭火力発電所や精製所のある町など、特定の地域に集中すると見られるが、雇用の拡大はより広範囲に分散すると考えられる。例えば新たなバッテリー製造工場などは、自動車製造工場から一定の距離であれば、どこにでも建設することができる。雇用の喪失や増加が地域社会に与える影響を最小限に抑え

るために、政府は業界と密接に連携し新たな生産容量の拠点を決める必要がある。このような業務移行は今後30年にわたり生じると予想されるため、政府および企業は労働者の再教育やスキル向上を図るに当たり十分な時間を確保できる。

5.2.3 労働者の再教育

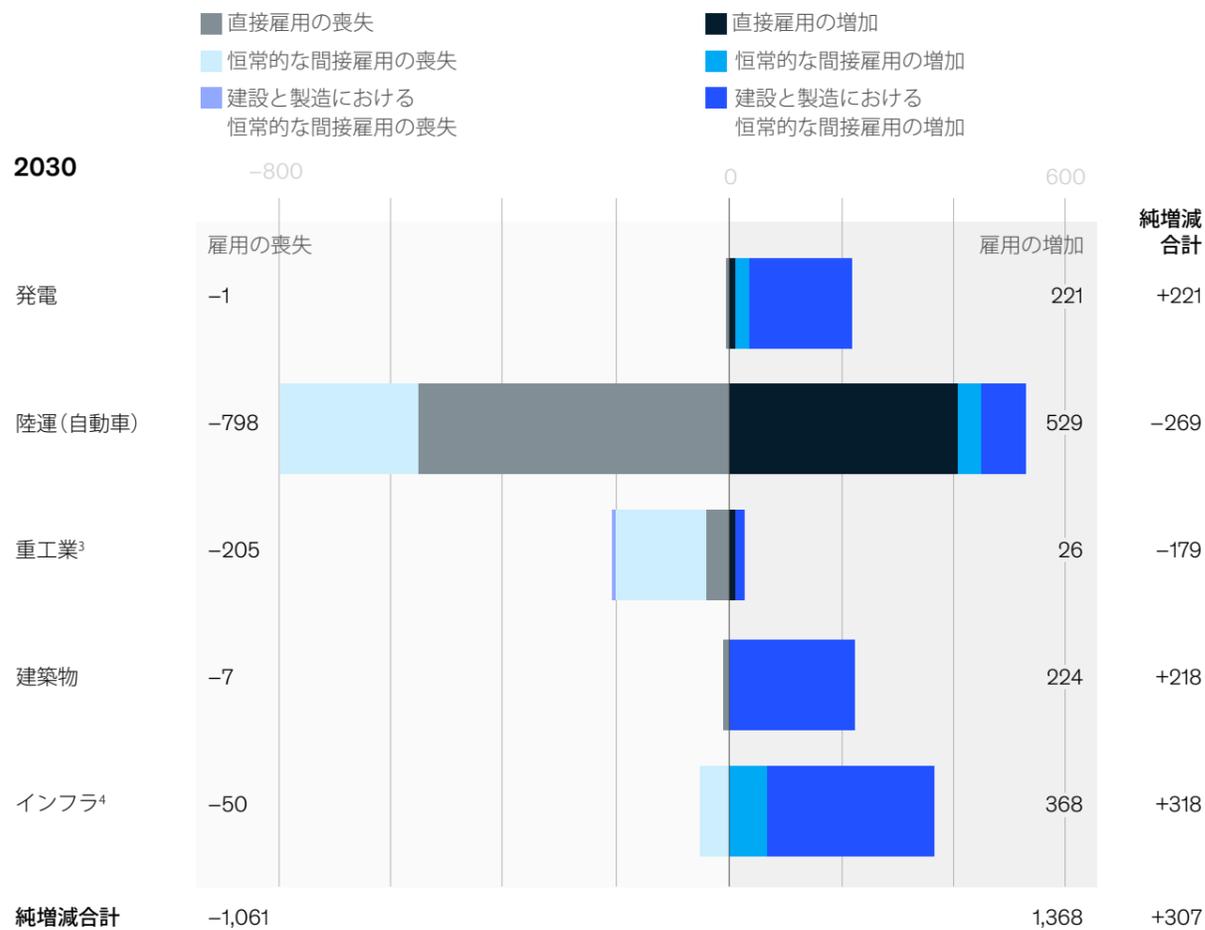
脱炭素化により雇用が増加する可能性は高いが、同時に多くの相殺された雇用の増加と減少があり、それは300万人以上の労働者の雇用と解雇、トレーニングと再教育に相当する。

図表 46

2050年までに新たに創出する再生可能エネルギーと原子力発電により、排出・発電コストの削減とエネルギー自給率の向上が可能

主要部門における雇用創出効果¹

百万件、現在の技術構成を維持した場合に対する最適化シナリオにおける増分



+0.5%

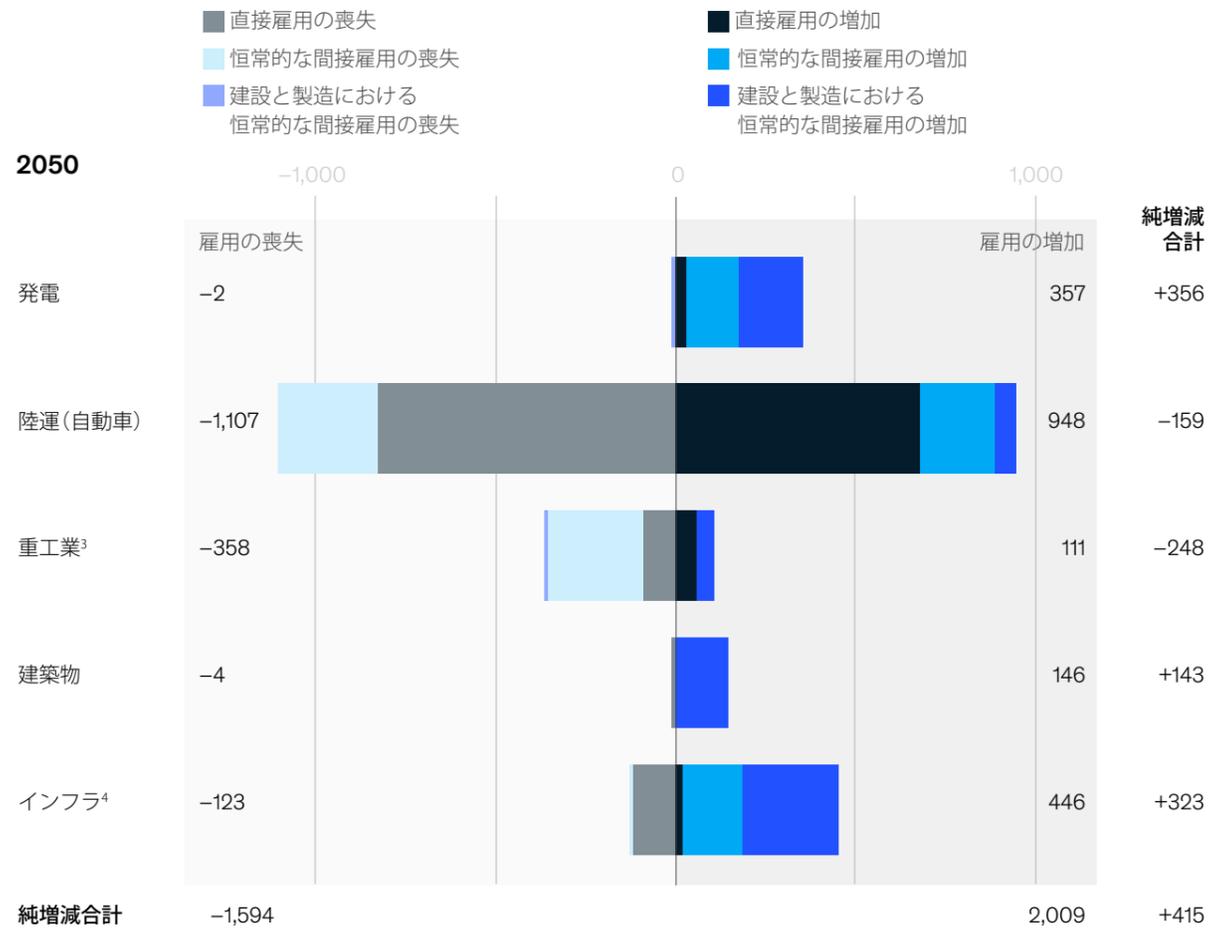
2019年の総雇用に占めるシェア²

⁷⁰ 2019年の平均雇用者数は6004万人、“Employed person by status in employment.”

図表 46 (continued)

主要部門における雇用創出効果¹

現在の技術構成を維持した場合対する最適化シナリオにおける増分



+0.7%

2019年の総雇用に
占めるシェア²

注意: 端数は四捨五入のため必ずしも合計と一致しない
¹ 経済全体を対象としたものではない。脱炭素シナリオに関する評価を行った全部門を対象としたものではない
 (対象外のセグメント: 航空と輸送、一般製造、農業)
² 総務省の統計によると、2019年の日本の総雇用者数は約5,600万人
³ 鉄鋼、セメント、化学製品、精製を含む
⁴ 国内のブルー水素生産、バイオ燃料生産、送配電網の補強、水素およびCO₂パイプライン、水素輸送インフラを含む
 資料: マッキンゼー分析

全ての業務移行で必ずしも新たなトレーニングが必要というわけではなく、例えば土木工事などは一般化された転用可能なスキルであるため、建設および製造の間接業務では別途トレーニングの必要はない。一方で洋上風力発電所の運用には、石炭火力発電所の運営などとは異なるスキルセットが必要なためトレーニングが求められる。

ネットゼロ社会へ移行するにあたり、建設および製造分野では694,000人の一時

的な雇用が新たに生じると予想される。労働力が必要となるのは、送配電網の増強、再生可能エネルギー設備の建設、建物の断熱改修、設備の電化といった分野である。

新たなグリーンジョブは、ソーラーパネルの設置やリチウムイオン電池の製造など専門スキルが必要な職種であるため、十分な教育を受けた熟練の労働者が求められることになる。政府や企業がトレーニングを提供する際には、自動車技師の専門

知識を風力発電インフラの構築に応用するなど、部門間で重複するスキルの利点を活かすことが可能である。新たなスキルが求められる業界では、政府および業界コンソーシアムが専用のトレーニングプログラムを構築する必要があるだろう。労働力の余剰または不足が予想される業界でも、部門横断的なパートナーシップを築き、最も必要とされる分野に労働者を配置することができる。



6. 今後の道筋



6.1 今すぐ着手すべき重要な取り組み

R&Dや概念実証から初期導入、そして競争力を備えるまで、あらゆるテクノロジープロセスは、支援モデルや利害関係者による複雑な相互作用に左右される。政府支援の研究開発を商業的な成熟へとつなぐ段階は、特に難易度が高い。拡大に向けた資金不足により、イノベーターが新たなテクノロジーの社会的メリットを享受できないことも多い。

2050年までにネットゼロエミッションを達成できるかどうかは、政策立案者およびビジネスリーダーによる以下の取り組みにかかっている：

- － **4つの主要方策の展開**：2030年目標を達成するために、日本はBEVの導入を進め、建築物のエネルギー効率を高めるとともに、発電構成を見直し、送配電網の強化を図る必要がある。
- － **長期的な技術の拡大**：2050年目標を達成するためには、CCUSおよび水素の導入に向けた、基本インフラを確立することが必要である。
- － **戦略的取り組みの実施**：削減および将来的な電力コストは、再生可能エネルギーと原子力エネルギー源の課題を解決し、エネルギー集約型で付加価値の低い産業から脱却することで軽減できる。

4つの主要方策の展開

2030年までの10年未満で排出を46%削減するには、BEVの導入を加速化し、建築物のエネルギー効率を高めるとともに、発電構成を見直し、送配電網の強化を図る必要がある。

運輸部門では2030年までに、稼働中の車両の30%と新規販売される車両の90%をBEVに移行し、1,000万か所の充電ステーションを新設することが必要である。これに向けて政府は、新規販売されるBEVに対し、OEM企業が生産する車両の排出目標やBEV購入者への助成金に関し、高水準な目標とインセンティブを定めることが必要となる。同時に民間企業には、バッテリー需要を2020年の22GWhから2030

年には185GWhまで高められるよう生産調整を行うことが求められる。

マッキンゼーによるコスト最適化シナリオでは、2030年までに石炭火力発電を93%削減するとともに、再生可能エネルギー発電容量を35GW、原子力発電容量を12GW増やす必要がある。この目標を達成するためには、プロジェクトスケジュールの短縮、指定地域における風力容量のオークション拡大、新築および改築される全ての建築物への屋上太陽光パネルの設置、排出キャップ・アンド・トレード制度などの優遇措置を備えた石炭の段階的廃止スケジュールなどが必要である。また一部製品のサプライチェーンを大幅に拡大する必要もあり、例えば2030年までに風力タービンの生産容量を、現在のゼロから年間2.5GWまで高めることが求められる。

加えて建築物のエネルギー効率を大きく向上させることも必要であり、新築の建築物ではエネルギー効率の高い窓など高い断熱水準が、既存の600万軒では断熱性の向上が必要となるだろう。これにより技術構成に占めるヒートポンプの割合が1.5倍となり、生産数を25%増加させる必要が出てくると見られる。これに向けて政府は、建築物の新築および大規模なリノベーションに対し高度なエネルギー効率を義務付けるとともに、既存の建築物には高い断熱性とヒートポンプ設置を促進する必要がある。

さらに再生可能エネルギーにより提供される電力が17%増加することを受けて、2030年までに送配電網の強化に1,850億ドルの投資が必要になると予想される。政府は容量拡大に対し優遇措置を講じ、電力事業者、再生可能エネルギー開発企業、消費者のコスト配分を明確化する必要がある。

また各方策では、政府が定めた新たな方向性をそれぞれの企業が採り入れ、以下の取り組みを進めることが必要である。

- － 再生可能エネルギー、BEV、ヒートポンプの容量や生産能力の増強を含む、脱炭素化技術への投資計画を策定する。

- － 自動車工場労働者にBEVの充電ステーション設置トレーニングを行うなど、大幅な雇用の増減が生じている部門の労働者を、再教育するためのパートナーシップを構築する。

- － 改築による省エネ効果と利率を関連付けたリノベーションローンなど、グリーンテクノロジーを消費者が採り入れられるような金融制度を確立する。

長期的な技術の拡大

30年未満でネットゼロを達成するためには、CCUSや水素技術のインフラ開発を直ちに開始することが重要である。

マッキンゼーによるコスト最適化シナリオでは、2050年までに年間173MtCO₂eのCO₂を回収する必要がある。これは現存する最大のCCUS施設が持つ年間容量の27倍、および世界的な容量の4倍に当たる。これを実現するには、2050年までにパイプラインと輸送インフラに700億ドルの投資が必要であり、早急に着手することが求められる。

また日本では2050年までに、年間2,200万トンの水素が必要になると見られる。この半分を輸入するにあたっては80の水素キャリアが必要であり、現行のパイロットプログラムからは大幅な増加となるだろう⁷²。また水素移送インフラの開発も必要であり、2,450キロにわたるガスパイプラインの改修が求められる。2050年までにこの水準の水素使用を可能にするには、パイプラインおよび輸送インフラに1,000億ドルの投資が必要となる見通しである。

以上のようなCCUSおよび水素の必要量の目標を達成するためには、次の取り組みについて検討することが必要である。

- － CO₂の貯留用地に関する調査と選定を完了する。
- － CCUSと水素利用のさらなる調査および導入において、連携が可能となるようなコンソーシアムを産業クラスターの関連企業で組織する。
- － 民間企業が自信を持って投資できるように、インフラとテクノロジーの開発

および導入に対して長期的な資金調達を行う。

- － 税額控除や炭素取引などの制度を備えた、プロジェクトへの民間投資を促進する。
- － 水素、グリーンテクノロジー、および原料を日本に輸出できる国々との連携を築く。

CCUSの導入と水素利用を促進するために、企業が取るべき対策は以下のとおりである：

- － 長期的なビジョンを共有することで、CCUSおよび水素への投資を政府や他社に促す。
- － 機器メーカー、公益事業者、石油・ガス企業など、サブ部門を超えたコンソーシアムを立ち上げ、インフラに依存した主要プロジェクトで政府と連携

する。

- － ブルーおよびグリーン水素およびアンモニアの製造と、CCUSを拡大するために、国外のリソースに投資する。
- － 水素の輸入とCO₂の輸送を可能にするために、コスト削減に向け早急にサプライチェーンを整備する。
- － 最終的には2030年以降に、送配電網の強化と太陽光および風力発電の迅速な拡大を図る。

戦略的取り組みの実施

2050年までにネットゼロを達成するにあたり、日本には2つの重要な戦略決定が必要となる。1つ目は発電の脱炭素化方法に関するものである。マッキンゼーによるコスト最適化シナリオでは、グリーン発電の60%を再生可能エネルギー、9%を原子力が占める。しかし用地利用の構造的な

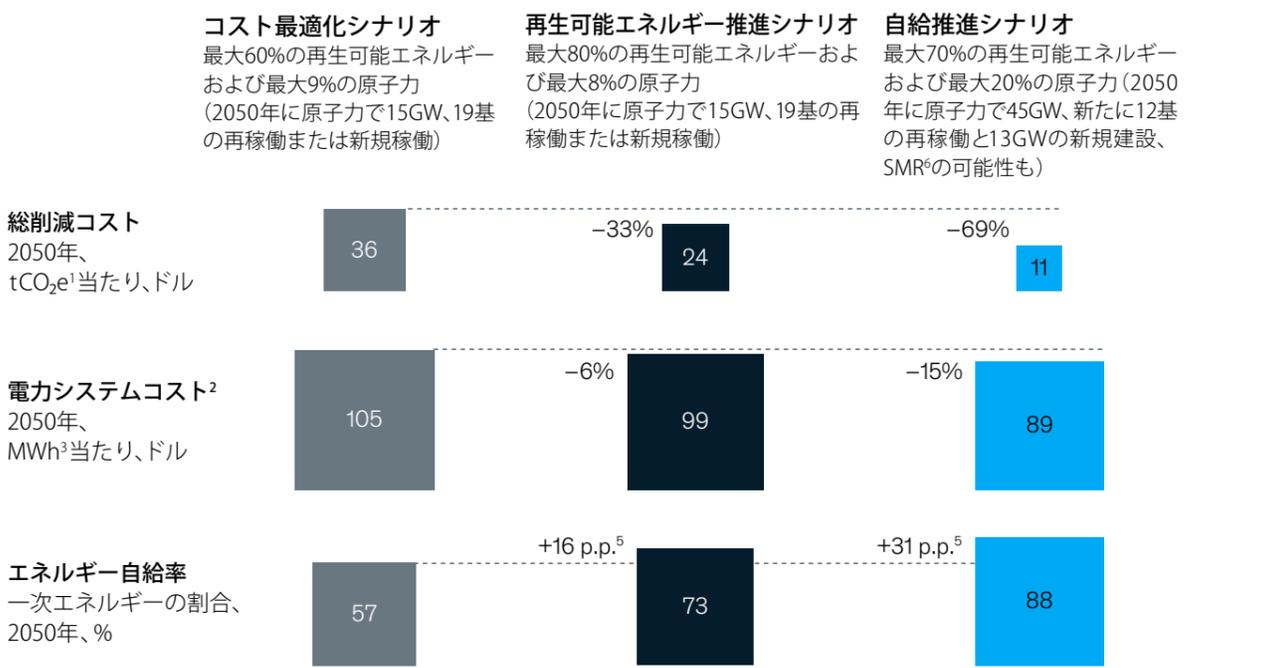
制約を解消し、規制プロセスを合理化するとともに、原子力エネルギー拡大のスケジュールを定めることで、この割合をさらに引き上げることができ、ひいては日本のエネルギー自給率を高め、平均電力コストを引き下げることにもつながる(図表47)。

マッキンゼーの分析によると、発電構成に占める再生可能エネルギーの割合を80%まで高めることで、限界削減費用を36ドル/トンから26ドル/トンまで、33%引き下げることができる。またこれにより日本の一次エネルギー自給率を、コスト最適化シナリオで予想される45%に対し73%まで高められるほか、電力システムコストを6%低下させることができる。

仮に原子力発電が20%、再生可能エネルギーが70%の割合を達成できるとすると、限界削減費用は69%低下し11ドル/トンとなる。このシナリオでは、原子力発電所で再稼働を申請中の27GWの全容量が、

図表 47

2050年までに新たに創出する再生可能エネルギーと原子力発電により、排出・発電コストの削減とエネルギー自給率の向上が可能



¹二酸化炭素換算トン
²モデル化されたシステムコストのみ、市場の電力価格を表していない、可変再生可能エネルギーの採用と電力需要の増加をサポートするために必要な送電網強化コストを含む
³メガワット時
⁴原子力を国内再処理による自給に含めると仮定する。輸入に由来する水素とアンモニアの50%、バイオマス国内供給は最大で年間2,600万トン
⁵パーセンテージポイント
⁶SMR=小型モジュール原子炉
資料: マッキンゼー分析

⁷² 大規模な液化水素キャリアの年間容量は140キロトンと推定される。これは川崎重工業の大規模パイロットプログラムと同様の水準である。

2050年までの期間を通じて認められ運用されることになる。現在申請されていない6GWの発電施設が再稼働され、小型モジュール原子炉(SMR)などの新技術を用いた、18GWが新設されると考えられる。原子力エネルギーは、2050年までに六ヶ所村の再処理工場がフル稼働されるのであれば有効な選択肢と言える。これによりコスト最適化シナリオに対し、日本の一次エネルギー自給率が88%まで向上し、電力システムコストも15%低下すると予想される。

このように高水準の再生可能エネルギー割合を達成するには、政府が洋上風力および太陽光発電の拡大を促す法令を施行し、煩雑な漁業権と土地利用問題に立ち向かう必要がある。

2つ目は日本産業の重点事項に関わる決定であり、エネルギー集約型ではない、付加価値の高い産業に再び目を向けることで、脱炭素化が必要なエネルギー量を減らしながら、競争力を高めることができる。例えば鉄鋼業界では、鉄鉱石の還元工程などの上流の工程を海外に依存し、下流の仕上げ工程に注力することがある。

企業は国内生産する技術と海外で開発する技術を見極める必要があるだろう。とりわけ大規模な構造改革を行う産業では、人員の再編を計画しなければならない。

日本に与えられた機会と課題

日本が脱炭素化を図るためには、大規模な投資、労働力の再編、貿易構造と業界別注力分野の再構築が必要である。これらは社会にとっての損失ともとれるが、一方で絶好のチャンスとも言える。

課題

労働力の視点から考えると、2050年までに400,000人の雇用拡大が可能である一方、300万人の労働者に対し、新たな分野で求められるスキルを教育または再教育する必要が出てくると見られる。

貿易の分野では化石燃料の輸入から、水素やバッテリー製造用リチウムなど、グリーン燃料および原料に移行するために、新たなバリューチェーンの構築が求められる。これに向けて政府は、輸出国との強力な貿易関係を築き、企業は輸入を円滑化するために、海外の資産やインフラに

投資しなければならない。全ての関係者が脱炭素化技術および原料の輸入を強化することで、排出量の漏出を回避することが必要なのである。

また日本は再生可能エネルギーの高額なコストと、水素輸入の必要性を踏まえ、業界の注力分野を戦略的に見直し、脱炭素化を進めながら競争力を維持しなければならない。これには専門分野と人員計画に関する決断が必要となる。

再生可能エネルギーの割合が、コスト最適化シナリオを上回るほど拡大するのであれば、主要課題の一部は解消されるだろう。

太陽光および風力を含む再生可能エネルギー源の出力が変化しやすい一方、臨機応変に原子力の出力水準を調整することはできないため、需給バランスを保つためのテクノロジーを導入する必要がある。大規模なバッテリー施設も主な選択肢となり得るが、高いビジネス上のリターンは期待できないため、現在バッテリー事業を即座に拡大できる態勢にはない。

再生可能エネルギーに対応できる分野を拡大するためには、まず屋上ソーラーパ

ネルの設置を促進できるような、全国規模の規制が必要である。さらに、海底および放牧地、農地を用いた風力および太陽光発電を促すには、やはり全国規模の規制が必要である。幅広いステークホルダーの調整が求められる。

福島原発事故以降、原子力発電所の再稼働と新設については様々な論争があり、合意に達するのは困難と言える。

最終的に業界別注力分野の見直し後、低付加価値商品の輸入が増加すれば、貿易の不均衡につながる可能性もある。

不作為のリスク

以上のような取り組みが遅れると、日本が現在輸出している非グリーン製品の需要の低下、または国境炭素税を課されるリスクが生じるなど、チャンスを逃すことにもなりかねない。海外の化石資源およびテクノロジーについても、速やかに撤退を図らなければ投資対効果が低下する恐れがある。また将来的にコストが増大した後で、大至急脱炭素化を進めなければならない場合もあり得る。

気候変動リスク

取り組みの遅れは気候リスクの増大につながり、重大な結果を招く恐れがある。自国の資産や国民への被害のみならず、日本企業の責任を問う訴訟や、経済を脅かす風評被害など、国外からの影響に直面する可能性もある。

機会

ネットゼロに向けた迅速な行動を取ることで、日本にはグリーンテクノロジー開発および投資のグローバルリーダーとなるチャンスが訪れるだろう。可能性のある分野は以下のとおりである：

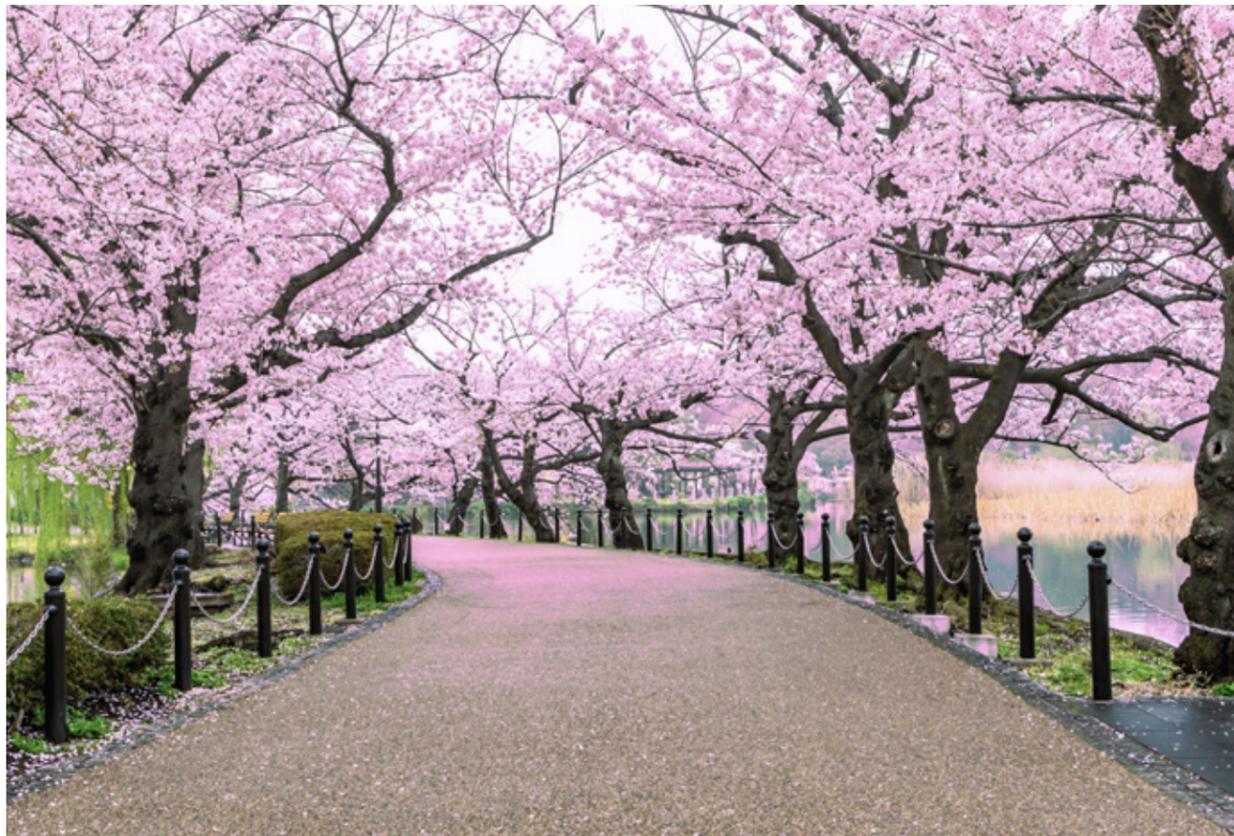
- － **CCUSおよび水素:** サプライチェーンではグリーン水素製造拠点の確立、また輸送では回収済み二酸化炭素の貯留用地への移動などに投資することで、世界的なバリューチェーンを構築する。日本はCCUS設備および施設、水素ガスタービン、FCEV、産業用水素製造、水素用船舶の開発といった分野でも世界をリードすることが可能である。

- － **再生可能エネルギーと電力:** 浮体式洋上風力および太陽光技術など、国内の再生可能エネルギーの課題を解消するためのソリューションを確立するとともに、必要とする国にそれを輸出する。コスト効果および効率の高いバリューチェーンとプロセスを国内で構築し、その専門知識を輸出する。

- － **EV:** 大型トラック用のバッテリーやFCEVなど、専門的なEV部品の開発にR&Dをシフトするとともに、その技術を輸出する。

- － **その他効率の高いソリューション:** ヒートポンプ、パワーエレクトロニクス、産業用プロセス最適化に関する専門知識など、効率の高い既存ソリューションを輸出する。

- － **グリーン投資:** CCUSおよび水素などのグリーンインフラに投資することで、世界的バリューチェーンを支援し、東南アジアなどの地域におけるエネルギー転換に資金を提供する。



補足資料

分析ならびに推計の手法や根拠

概観

本レポートに記したネットゼロ脱炭素化シナリオを実現すべく、マッキンゼーは以下のような多様な情報源と手法を活用した:

- 政府目標**: 我々が構築したシナリオでは、日本政府による最新の声明⁷³を考慮に入れ、2030年の排出量を2013年度比で46%減とし、2050年までにネットゼロを達成することを念頭に取り組みの内容を最適化した。菅前首相は2030年までに排出量を50%削減するという高水準の目標を設定したが、マッキンゼーは、日本政府の公的立場を反映し46%の削減目標を採用したモデルを構築した。

- コスト最適化アプローチ**: 日本がネットゼロ目標を達成するに至るシナリオは数多くある。そこでマッキンゼーは、中心的プランナーの観点から、あらゆる投資に関する社会的割引率を4%に設定した上で、社会的コストを最適化できるシナリオをモデル化した。ここではモデル化した全部門および2017年から2050年に至る全期間を含むシステム全体に関するコストを最適化した。また本モデルでは純粋な技術コスト(商品価格、技術、および商品にかかる税金に関する将来の変化を含む)のみを考慮にいれ、既存または今後交付の可能性のある補助金・助成金は除外した。

- ボトムアップ分析**: マッキンゼーでは2つの主要な独自モデルを用いて、ボトムアップ分析を行った。マッキンゼー脱炭素経路最適化モデル(DPO)では、75のセグメントにわたる600以上の技術が検討対象となっている。ここでは、各テクノロジーを個別のビジネスケース(投資と運用コスト項目、排出インパクト、エネルギー消費など)に関連付けた。マッキンゼー電力モデル(MPM)は、1時間単位で電力需給をシミュレーションし、これをもとにコスト最適化を図った発電技術ミックスを導

き出す電力システムモデルである。

- マッキンゼーのエキスパートネットワーク**: 各部門のトップ企業と連携して脱炭素化の取り組みを支援するマッキンゼーの社内エキスパートが、日本固有の課題、技術開発に関する国際トレンド、取り組み実行の実現可能性、脱炭素化経済などに関するアドバイスを提供した。

アプローチの詳細

マッキンゼーでは前述の最適化ツールのうち、マッキンゼー脱炭素経路最適化モデルを産業、運輸、建築物部門でのモデル化に使用し、マッキンゼー電力モデルを電力部門に用いて、最適コストのプロセスを導き出した。いずれも各部門で可能なテクノロジーの組み合わせに加え、鉄鋼の製造量や乗客の移動距離など、目標となる活動水準が示されている。続いて最適化ツールで排出削減目標を達成するために必要な、最低限のシステムコストに向けて最適化を図った。その結果得られたプロセスには気候中立に向けた最低減のコストが反映されている。また脱炭素化による石油需要に関りの深い石油精製部門の活動を除き、GDPとあらゆる業界の活動水準はモデルへの独立したインプットとして用いられている。物理的危険性の低下や大気質の向上など、脱炭素化の相乗効果は検討対象とされていない。

マッキンゼー脱炭素経路最適化モデルにはICEの長距離トラックや、天然ガス炉を用いた産業用熱供給などの従来型技術から、水素トラックや電気炉など開発中の技術まで、幅広いテクノロジーやテクニクに関する600以上のビジネスケースが盛り込まれている。新たな技術の導入スピードは、製品の市場化時期やサプライチェーンの拡大スピードに大きく左右される。結果として導き出されるプロセスには、日本がどのように気候中立を実現するのかといった点についての、テクノロジー別の展望が示される。

またモデルでは商品および技術コストの様々な見通しが定義される。化石燃料では今後も価格が現行レベルに近い水準で推移すると仮定されており、例えば石油の需要が急速に減少することによる供給ショックが価格に与える影響は考慮していない。電力コストについては動的にモデル化し、電力の需要側の部門のインプットとして用いた。また電解槽やバッテリーなど重要技術の資本コスト削減は、大規模展開のスピードが速いほどコストが低下するのも速いという学習率に基づき定義されている。これらの技術についてマッキンゼーでは、国外の脱炭素化の取り組みが並行して進むことで、導入が促進されコストも低下すると予想している。

マッキンゼー電力モデルでは、需要と供給が1時間単位でシミュレーションされる。電力システムの特徴は、主要4地域別の送配電網、過去の負荷曲線、地域別気象データおよび地理的制約に基づく太陽光および風力の可用性、既存の発電能力の寿命、ユニット別の原子力再稼働状況など、日本独自の条件に基づいている点である。

マッキンゼーのコスト最適化シナリオでは、移行にかかる社会的コストが最小化されているため、あらゆる国内関係者間の資金移転はコストの算出に含まれない。例えば大手水素メーカーがトラック輸送会社に請求を行っても、社会的にはゼロサムおよび正味コストはゼロであるため利益率には含まれない。同様に投資利益は資金移転であり正味コストではないため、部門およびテクノロジーごとに異なる資本コストは用いなかった。最適化は4%の社会的割引率でモデル化されており、部門およびステークホルダー間における、コストやメリットの分配にかかわらずプロセスが選択されている。

マッキンゼーでは様々なGHGの量を表す共通の基準として、二酸化炭素換算トン(tCO₂e)を用いた。GHGの種類によって、地球温暖化にもたらす影響はそれぞれ異なる。CO₂が何十年も大気中に停滞する

のに対し、メタンは温暖化効果が高い一方で半減期はわずか12年である。そのためメタンによる地球温暖化の影響は、100年ではなく20年単位で評価すると、CO₂に比べて著しく大きい。従って評価基準は、短期的または長期的な影響のどちらかを重要視するかによって選定される。マッキンゼーではパリ協定の地球温暖化係数100年値を基準として採用している。

マッキンゼーの最適化シナリオでは、持続可能なバイオマスの不足、BEV製造拡大の遅れ、再生可能エネルギー発電に利用可能な全ての用地、CO₂貯留インフラ構築に必要な期間など、日本特有の制約を考慮に入れた。

DPOの初期的なアウトプットには、左から右に最もコスト効果の高い排出削減策を示す削減コスト曲線(図表9参照)、各施策で達成可能な削減量、および個々の限界削減費用が含まれる。マッキンゼーではこれに基づき、投資および雇用への影響などについて追加の分析を行った。

モデル化に用いたデータ:

- 経済産業省が提供するエネルギー消費データおよびマッキンゼーの経済モデル
- 日本が国連気候変動枠組条約に対し正式に提出したインベントリからの排出データ、および任意の低炭素社会行動計画など業界団体のデータ
- 経済産業省の予測、過去のトレンド、人口の変化や経済の推移を踏まえたマッキンゼーのモデルに基づく部門別行動水準の予測
- マッキンゼーのエキスパートおよび調査から得た、開発中の技術を中心とするコスト予想

マッキンゼーのアプローチに伴う限界

マッキンゼーによるコスト最適化シナリオは、マクロ的な見解であり予測ではない。正味システムコストのために最適化されたシナリオを示しているが、日本の脱炭素化のプロセスには他の要素も影響する。

規制やインセンティブ構造の変化を加味せず、個々のステークホルダーが下す決定には、異なる資本コストや投資決定への対価予測が用いられるためそれぞれ違ったものになる可能性がある。また規制やインセンティブが今後の道筋に大きく影響することも考えられる。

ただしマッキンゼーの分析では、現時点で得られている最善の知識に基づいたロードマップが示されるため、課題の重大性や社会経済的な影響を見極めることができる。

大気汚染の軽減による健康上のメリットや、洪水および山火事といった物理的気候リスクの低下など、排出削減に伴う非金銭的なメリットの価値は対象外となっている。またセクション6.1に記載の移行を進め具現化するために、ビジネスリーダーや政策立案者が取り得る行動は明示されるが、各部門の企業が実際の移行をどのように進め目標達成につなげるのかといった詳細な視点は含まれない。

雇用への影響

マッキンゼーではベースシナリオごとの脱炭素化シナリオにおいて、地域、業界、プロセス特有の雇用増加要因を、様々な発電技術、商品、サービスの供給増に適用させることで、脱炭素化が雇用にもたらす影響をセクション5.2で定義した。

また2030年から2050年の削減目標を踏まえた総システムコストを最適化し、各々の発電技術の将来的な容量、商品およびサービスの数量、主要プロセスの技術構成に向け必要となる設備投資を算出した。同時に部門およびセグメントレベルで予想される行動水準において、既存技術が引き続き使用されると仮定し、参考事例を構築した。例えば鉄鋼部門では76%のBF-BOFと24%のEAFという、これまでと同じ技術構成が用いられるが、総製造量は2050年までに20%減少すると予測されている。

脱炭素化および参考シナリオの両方で創出および排除される業務を予測するため

に、マッキンゼー経済分析プラットフォーム(EAP)から得た業界および日本特有の増加要因を、発電技術容量と各商品およびサービスの総供給量に適用した。特定のケースでは技術ごとに異なる増加要因を使用しており、例えばICEとBEVや、石炭火力と太陽光発電所の運用では労働力のニーズが異なる。

脱炭素化および参考事例における業務の変化を正確に比較するために、脱炭素化が3つの業種にもたらす影響を予測した。

- 各部門において生産容量の運用に関わる**直接業務**

- 主に各部門の直接運用を支援する**正規の間接業務**。会計士、法律家など、直接業務の雇用者の給与および支出で支えられる業務が含まれる。

- 製造能力の拡大、設備の取り付け、生産および設置に用いられる設備の製造など、**間接的な建設および産業の業務とこれに関連する支援業務**

直接業務と正規の間接業務の増加要因は、製品およびサービス価値ごとの業務数に基づき算出されている。また間接的な建設および製造の業務は、設備投資当たりの業務数を踏まえて算出されている。

脱炭素化シナリオおよび参考事例のどちらにも、脱炭素化に直接関連のない生産性と産業構造の変化が組み込まれている。これらの関連性のない、または間接的な関連する変化については、業界の専門知識が蓄積されることによる生産性の向上、プロセス改善、労働者スキルの向上、脱炭素化および自動化などマクロトレンドによる生産性の改善などが含まれる。

マッキンゼーの脱炭素化プロセスは、日本国内におけるエネルギー、製品、サービスの生産および使用を踏まえたものであり、脱炭素化の結果生じる輸出入の変化については評価対象としていない。このため業務への影響分析では、設置や生産容量の拡大が必要な設備は主に日本で製造され、国内での間接的な建設および製造の業務を創出するという前提に基づ

^[1] 2021年4月時点

参考文献

国土交通省住宅生産課“建築物省エネ法の改正概要と今後のスケジュール等について”

Berg, Nate. “Raze, rebuild, repeat:Why Japan knocks down its houses after 30 years,” ガーディアン、2017年11月16日 (theguardian.com)

d’ Aprile, Paolo; Engel, Hauke; Helmcke, Stefan; Hieronimus, Solveigh; Naucler, Tomas; Pinner, Dickon; van Gendt, Godart; Walter, Daan; Witteveen, Maaik. “How the European Union could achieve net-zero emissions at net-zero cost,” マッキンゼー、2020年12月3日 (McKinsey.com)

エコノミスト “Why Japanese houses have such limited lifespans,” 2018年3月15日 (www.economist.com)

Ecosystem Marketplace, “State of the voluntary carbon markets 2020 Installments on Offset Prices and Volume,” 2020年12月 (www.ecosystemmarketplace.com)

連邦統計局 (ドイツ) “Passenger transport,” 2021年5月1日 (www.destatis.de)

FoE Japan “温暖化と森林”、2009年8月 (www.foejapan.org/)

グローバルCCSインスティテュート、CCS facilities database (co2re.co/FacilityData)

国際炭素行動パートナーシップ (ICAP) “Japan - Tokyo Cap-and-Trade Program,” 2021年5月18日改訂 (icapcarbonaction.com)

国際エネルギー機関 (IEA) “Current cost of CO₂ capture for carbon removal technologies by sector,” 2020年9月23日改訂 (www.iea.org)

国際エネルギー機関 (IEA) “Japan 2021 Energy Policy Review,” 2021年3月 (www.iea.org)

国際エネルギー機関 (IEA) “World Energy Balances” 2020年7月 (www.iea.org)

日本ビルディング協会連合会 “不動産における脱炭素社会実現に向けた長期ビジョン”、2021年4月 (www.jboma.or.jp)

総理府、菅義偉 “第二百三回国会における菅内閣総理大臣所信表明演説”、2020年10月26日 (www.kantei.go.jp)

Mercure, Matthew. “Bloomberg New Energy Finance:Onshore wind is cheapest source of new-build generation,” North American Windpower, 2020年4月30日、nawindpower.com

農林水産省 “京都議定書第二約束期間の目標”、www.rinya.maff.go.jp

農林水産省 “林業基本計画”、2021年6月改訂 (www.rinya.maff.go.jp)

農林水産省 “森林面積・蓄積の推移”、2017年3月31日改訂 (www.rinya.maff.go.jp/)

農林水産省 “年齢構成”、2017年3月31日改訂 (www.rinya.maff.go.jp/)

農林水産省 “廃棄物分野における地球温暖化対策について”、2021年4月9日改訂 (www.meti.go.jp)

経済産業省 “The basic policies for the project for the Green Innovation Fund’ formulated,” 2021年3月12日 (www.meti.go.jp)

経済産業省 “総合エネルギー統計”、2019年改訂 (www.enecho.meti.go.jp)

経済産業省資源エネルギー庁、令和元年度エネルギーに関する年次報告 (エネルギー白書2020)、www.enecho.meti.go.jp/

外務省 “Prime Minister Suga’ s attendance at the Leaders’ Summit on Climate,” 2021年4月22日 (www.mofa.go.jp)

総務省統計局 “Employed person by status in employment,” 2021年1月29日 (www.stat.go.jp)

国土交通省 “建築物省エネ法”

国土交通省 “省エネ基準の概要”、www.mlit.go.jp

環境省および経済産業省連携「環境省 経済産業省 連携事業 平成30年度 二酸化炭素貯留適地調査事業委託業務 報告書」、meti.go.jp

環境省 “京都議定書目標達成計画の進捗状況”、2014年7月1日 (www.env.go.jp)

環境省地球環境局 “環境省のCCUS事業について”、2020年8月6日 (www.env.go.jp)

MONOist “最高200℃の加熱が可能な産業用高効率高温ヒートポンプの開発に着手”、2020年10月6日 (monoist.atmarkit.co.jp)

参議院本会議 “気候非常事態宣言決議”、2020年11月20日 (https://www.sangiin.go.jp)

国立環境研究所、温室効果ガスインベントリオフィス

国立環境研究所 “National GHG Inventory 2018,” (www.nies.go.jp)

Net Zero Coalition ウェブページ、国連気候行動、2021年6月改訂 (www.un.org)

新エネルギー・産業技術総合開発機構 “The Fifth Energy Basic Plan,” 2018年 (www.enecho.meti.go.jp)

Nikkei Asia “Japan aims to supercharge interregional power grid,” 2021年4月15日 (asia.nikkei.com)

Nikkei Asia “Suga vows to meet Japan’ s zero-emissions goal by 2050,” 2020年10月26日 (asia.nikkei.com)

Nikkei Asia “アンモニアを火力燃料に、2030年に300万トン 政府目標”、2021年2月7日 (Nikkei.com)

いている。例えばBEVのリチウムイオン電池や、暖房および給湯のための電動ヒートポンプは国内生産を前提としている。

自動車製造部門に向けた、マッキンゼーの道路輸送の脱炭素化のシナリオでは、車両の生産国は問わず、日本国内で走行する自動車の技術構成を評価する。同部門における業務の増減は国内販売と輸出に左右されるため、輸出の影響を受ける雇用を考慮に入れるために、2050年まで現

行の生産および国内販売の比率が維持され、輸出車両の技術構成が国内車両にも反映されると仮定した。

業界エキスパートの調査プロフィール

P16-20に記載の業界エキスパート調査結果は、サードパーティ機関が2021年1月に行ったダブル・ブラインド・テストに基づいている。対象は電力、自動車製造、鉄鋼、航空、建築物など、国内の主要14部

門をリードする日本企業の経営陣56名であり(図表48)、各社とも各部門において時価総額が上位10社以内の企業である。本調査は、脱炭素化について戦略的かつ長期的な見解を持つと考えられる、管理職以上のエキスパートを対象に実施された。役職は多岐にわたっているため、異なる視点に立った脱炭素化に関する意見が収集されている。

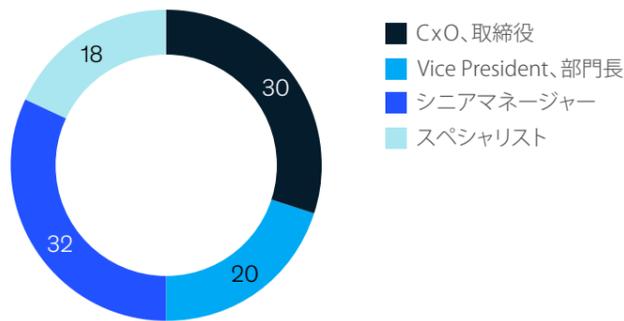
図表 48

日本の脱炭素化をめぐる国内大手企業の現在の方針を把握するため、多様な業界のエキスパート56人を対象としたアンケートを実施

回答した専門家のプロフィール

職務階層

回答者に占める割合、%



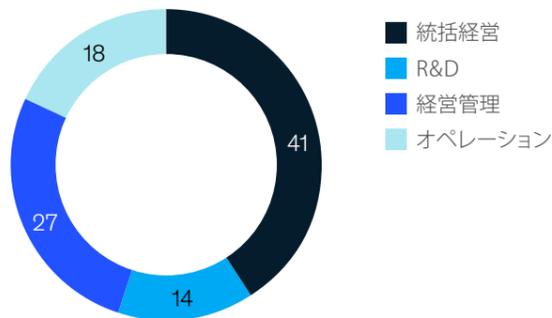
業界

回答者に占める割合、%¹



部門

回答者に占める割合、%



¹端数は四捨五入のため必ずしも合計と一致しない

用語集

Nikkei Asia “古い石炭火力、30年までに廃止か更新 新基準で規制強化”、2021年4月9日 (Nikkei.com)

日本製鉄 “日本製鉄 カーボンニュートラルビジョン2050”、2021年3月30日

野村総合研究所 “Trends in energy conservation regulations and standards overseas,” 2018年2月16日 (www.nri.com)

Observatoire des Transports, Autorité de Régulation des Transports “Vers une ‘data driven regulation’” (フランス語、原文日本語: “Toward a data driven regulation”) 2019年 (www.autorite-transport.fr)

Okabe, Takanori. “Japan pushes solar panel mandate for new public buildings,” Nikkei Asia、2021年6月4日 (asia.nikkei.com)

Osamu Tsukimori. “Japan pledges 46% greenhouse gas emissions cut by 2030,” ジャパンタイムズ、2021年4月22日 (japantimes.co.jp)

スイス・ライフ “What is the lifespan of a house?” 2017年5月8日 (www.swisslife.com)

東京都環境局 “改正フロン排出抑制法と管理者の取組について、2019年11月、(www.kankyo.metro.tokyo.lg.jp)

英国政府 “Statistical data set, rail usage, infrastructure and performance (RA101),” 2020年12月17日改訂 (gov.uk)

国連気候変動枠組条約 “Japan’ s fourth biennial report under the United Nations Framework Convention on Climate Change,” 2019年 (www4.unfccc.int)

国連気候行動ウェブサイト “The global coalition for net-zero emissions is growing,” 改訂済み (www.un.org.)

世界経済フォーラムおよびマッキンゼー連携 “Clean skies for tomorrow,” 2020年11月、14ページ (McKinsey.com)

BECCUS バイオエネルギーの二酸化炭素回収・利用・貯留

BEV バッテリー電気自動車

BF-BOF 高炉・転炉

CCGT コンバインドサイクルガスタービン

CCUS 二酸化炭素回収・有効利用・貯留

CLT 直交集成板

CNG 圧縮天然ガス

CRIEPI 電力中央研究所(日本)

DAC 直接空気回収

DPO マッキンゼー脱炭素経路最適化モデル

DRI 直接還元製鉄

EAF 電気炉

EAP マッキンゼー経済分析プラットフォーム

EOR 石油増進回収

EV 電気自動車

FCEV 燃料電池自動車

F-gases フッ素系ガス

GDP 国内総生産

GHG 温室効果ガス

Gt 十億トン

GW 十億ワット

HEV ハイブリッド電気自動車

HFC ハイドロフルオロカーボン

HRS 水素ステーション

Hz ヘルツ

IATA 国際航空運送協会

ICAO 国際民間航空機関

ICAP 国際炭素行動パートナーシップ

ICE 内燃機関自動車

IEA 国際エネルギー機関

LULUCF 土地利用、土地利用変化および林業

kg キログラム

m/s メートル毎秒

MBOE 百万石油換算バレル

METI 経済産業省

MPM マッキンゼー電力システムモデル

MtCO₂e 百万二酸化炭素換算トン

NIMBY 地域エゴ

O&M 運転管理・保守点検

PJ 千兆ジュール

PV 太陽光発電

SEP エネルギー基本計画

SMR 小型モジュール原子炉

SMR 水蒸気メタン改質

toe 石油換算トン

TCO 総保有コスト

tCO₂e 二酸化炭素換算トン

TWh 兆ワット時

WTO 世界貿易機関

桑原 拓と Detlev Mohr はマッキンゼー東京オフィスのシニアパートナー、 Benjamin Sauer はアソシエートパートナー、 山田 唯人はパートナーである。

August 2021
All photography © Getty Images
Copyright © McKinsey & Company

www.mckinsey.com

 @McKinsey

 @McKinsey