

Net Zero Japan 2050

—Summary for Business Leaders—

“2050年の脱炭素化シナリオの中間報告まとめ”

東京大学 グローバル・コモンズ・センター



石井 菜穂子 (東京大学 グローバル・コモンズ・センター ディレクター)

杉山 正和 (東京大学 先端科学技術研究センター 所長)

2023年6月

本レポートは、ETI-CGC（東京大学と民間企業有志により設立された日本のネットゼロ達成のパスウェイを議論する産学連携プラットフォーム）への協賛を受け、東京大学 グローバル・コモンズ・センターが行った研究活動の中間成果を公開し、活発な議論を喚起することを目的としています。ここに述べられている分析結果や見解は今後の研究活動に応じてアップデートされる予定です。本レポートは、東京大学 グローバル・コモンズ・センター及び執筆者の責任で発表するものであり、ETI-CGCに協賛する企業としての見解を示すものではありません。

目次

1.	Net-Zero Japan 2050 シナリオ策定の意義	3
2.	Net Zero Japan 2050 シナリオから得られる主要なメッセージ	3
3.	Net Zero Japan 2050 シナリオの概要	4
a.	CO2 フリーなエネルギーの供給	4
b.	CO2 フリーなエネルギー源の組み合わせシナリオ	5
c.	2050 年のエネルギー需要	6
d.	電力ミックスのモデリング	14
4.	各エネルギー源を活用するための課題とアクション	19
a.	太陽光・風力発電	19
b.	水素・アンモニア	19
c.	原子力	20
d.	蓄電池	20
e.	建物	20
f.	陸上輸送	21
g.	鉄鋼	21
h.	化学	21
5.	今後の研究の取り組み	22

1. Net-Zero Japan 2050 シナリオ策定の意義

世界の気温上昇を産業革命前の状態から 1.5℃以下に抑えるためには、CO2 排出の Net Zero 達成に向けて、世界が丸となって取り組み、多くの困難な課題を克服していく必要がある。東京大学グローバル・コモンズ・センター(CGC)は、日本のビジネスリーダーと緊密に連携し、日本のエネルギーシステム転換のみならず、豊かな未来の実現に必要な経済・社会システム構築へのパスウェイを科学的見地から示すことを活動の目的として ETI-CGC を設立した。

グローバル・コモンズ・センターが今回策定した Net-Zero Japan 2050 シナリオ（中間報告）は、その第一歩として、2050 年において Net Zero を実現できるエネルギーシステムの定量的なシナリオを例示するものである。日本政府の示す「GX 実現に向けた基本方針」等は、今後 10 年を見据えたフォアキャストアプローチを採っており、各セクターにおける取り組みが統合されて 2050 年に Net Zero が達成される姿は必ずしも明らかになっていない。これに対し、本シナリオは、2050 年に Net Zero を達成する日本のエネルギーシステムの全体像を定量的に示し、今後の Net Zero 実現に向けた取り組みをバックキャストにより具現化するための起点となることを目指している。本シナリオは、他国に比して再生可能エネルギー（以下、再エネ）を大量かつ安価に活用することが必ずしも容易でない地理条件を持ち、かつ脱炭素にはクリーン電化以外にも革新的な技術開発が要求される重工業を抱える日本の実情を考慮しつつ、化石燃料から電力消費への転換（電化の推進）、再エネの大量導入、水素・アンモニアをはじめとする CO2 フリー燃料の大規模導入、原子力の活用、処理可能な範囲での CO2 地中貯留等、Net Zero を実現するためのアプローチとして科学的に認知された手段を組み合わせることで 2050 年の日本で Net Zero を達成することが可能であることを定量的に示している。一方で、建物や輸送セクターにおける大規模な電化や、現状の数倍～10 倍程度に及ぶ大量の再エネ（太陽光および風力）の導入、発電用と直接利用を合わせて年間約 2～4 千万トンに及ぶ需要を有する CO2 フリー水素の調達など、技術的には可能だが異次元の政策・投資がなければ実現できないトランジションの必要性を明確にしている。

本シナリオは 2050 年日本の Net Zero 実現を可能とするシナリオのうちのいくつかを示したものであり、多様な可能性の中からより望ましいシナリオを探求し続けることは重要である。また、各セクターの分析には多くの仮定が含まれており、今後の技術進展などを踏まえてシナリオを更新する必要もあろう。一方で、本シナリオは未来のエネルギーシステムを正確に予測することを目指してはならず、科学的かつ定量的な議論に基づく 2050 年のエネルギーシステムの姿を起点にしたバックキャストにより、今後の Net Zero 実現に向けたトランジションのスケールとペースを明らかにし、トランジション実現上の隘路と重点的に取り組むべきターゲットを明確化する契機を提供することを目標としている。実際に、Net-Zero Japan 2050 シナリオが示す定量的なエネルギーシステムの全体像により、社会導入を抜本的に加速すべき技術や、脱炭素に向けた新たな技術開発が求められる産業セクターが示されている。ETI-CGC では、本シナリオの策定を契機に、最も効果的、かつ実践的にネットゼロを達成する経済的なパスウェイについて広く議論を喚起し、今後それぞれの産業セクターにおける技術開発・社会実装の重点的な取り組み対象や、トランジションを実現するための政策・投資の提言へとつなげていきたい。

2. Net Zero Japan 2050 シナリオから得られる主要なメッセージ

本 Summary for Business Leaders は、Net Zero Japan 2050 のシナリオ分析の中間結果を要約したものであり、その分析を通して得られた主要な示唆は以下の通りである。

- 再エネ発電の賦存量制約や脱炭素の取り組みが技術的に困難とされている重工業の存在など日本が抱える制約の

下でも、現在の産業構造からの非連続な変化なしに、各セクターで電化の推進やカーボンフリー燃料への転換など世界的に広く受け入れられている脱炭素策を推進することで、エネルギーコストをリーズナブルな水準に保ちつつ、日本のエネルギーシステムは Net Zero を技術的かつ経済的に達成できる。

- Net Zero を達成するための CO2 フリーなエネルギーの供給は、(1)太陽光・風力を主とする再生可能電力、(2)水素・アンモニアを主とする CO2 フリー燃料、(3)原子力、をバランスよく組み合わせたエネルギーミックスとなる。このような組み合わせには複数の可能性があり、各エネルギー供給源のポテンシャルや社会の受容などを考慮した日本にとっての最適な組み合わせを今後さらに探究する必要がある。
- 食料生産との競合や生物多様性の破壊をもたらさない技術進展により、カーボンニュートラル燃料（バイオ燃料や回収 CO2 由来の合成燃料などライフサイクルでカーボンニュートラルとなる燃料、以下 CN 燃料）の十分な供給量が確保できれば、エネルギー源の多様性とレジリエンスが更に向上する。ただし、これらのエネルギー源は、エネルギー転換の困難さやレジリエンスへの貢献などを考慮し、優先度の高い用途に主に利用すべきである。
- CO2 フリーなエネルギー供給を可能にするためには、化石燃料の直接利用に大きく依存する現在のエネルギーシステムを、電力、水素・アンモニア、CN 燃料を賢く組み合わせて利用する新たなシステムへと転換する必要がある。そのためには抜本的な社会インフラ転換が必要であり、その実現に向けた技術開発、政策、投資の推進が急務である。その具体的な内容を今後の分析によりさらに明確化し、早急な提言、及び行動に繋げていく必要がある。
- 2050 年に至っても、化石資源の利用は最小化できてもゼロにはならない。化石資源を利用する際には、限られた範囲内ではあるが、CCS や CCU（再エネを利用して回収した CO2 の有用炭化水素への転換）との組み合わせが重要な役割を果たす。

3. Net Zero Japan 2050 シナリオの概要

a. CO2 フリーなエネルギーの供給

2050 年の日本の社会のエネルギー需要に対応するエネルギーを供給でき、かつ Net Zero を実現し得るエネルギー源は、主に以下の 4 つである。

- ① 太陽光や風力などによる再エネ発電
- ② 原子力発電
- ③ CO2 フリー水素・アンモニア
- ④ バイオ・合成燃料（カーボンニュートラル（CN）燃料）

日本が置かれた状況に応じてこれらをどのように組み合わせるかは、技術進展や社会の受容性（コストや供給可能量、安全性などを含む）を踏まえて判断することとなる。一方、真に持続可能な経済活動を支えていくためには、長期にわたり地球に負荷をかけずに永続的に利用できる"Regenerative"なエネルギー源であることが肝要である。また、CO2 の回収・地中貯留（CCS）と組み合わせた化石資源の継続利用も、2050 年に Net Zero を達成するための現実的な選択肢として、特に産業部門において一部不可避である。ただし、地理的制約などにより CCS による CO2 処理可能量には限界があることから、技術的に CO2 排出削減が困難なセクターを優先して、合理的な範囲で限定的かつ有効な利用に留める必要がある。

以下の表 1 にまとめた通り、2050 年の Net Zero シナリオで主に想定する 4 つの CO2 フリーなエネルギー源には、それぞれ利点とともに、様々な課題（技術面、経済面、社会の受容可能性）がある。各セクターにおけるエネルギー利用形態（電化や水素への燃料転換が可能かなど）に応じて、各エネルギー源の利点と欠点を勘案しつつ最適なエネルギーミックスを考え

る必要がある。洋上風力発電や CO2 フリー水素のコストなどに関しては、重点的な投資により技術開発と大量実装を促して、コストをさらに低減することが期待される。一方、陸上への大量の太陽光発電導入や、原子力発電所の大量な新規増設など、社会の受容性が導入量の制約となる可能性もあり、シナリオにおいてはこのような制約についても考慮が必要である。

表 1 Net Zero を実現し得るエネルギー源

CO2 フリーなエネルギー源	利点	克服すべき課題
太陽光・風力発電	大量導入が可能	発電量変動（原理的に不可避） 立地制約（権利関係の調整を含む） 洋上風力の高コスト
原子力発電	大量・安定供給	調整力としては期待しにくい 立地制約・核燃料の処理 社会の受容性
CO2 フリー水素・アンモニア	燃料用途に必須 調整力を持つ発電	安価で大量の調達（海外からの輸入） 長期備蓄が困難(有機ハイドライド以外)
バイオ・合成燃料 (CN 燃料)	運搬・備蓄が容易な液体 燃料	供給可能量に制約あり 合成燃料製造に水素製造よりも多くのエネルギーが必要

b. CO2 フリーなエネルギー源の組み合わせシナリオ

4 つの CO2 フリーのエネルギー源を組み合わせ利用し Net Zero を達成するエネルギーシナリオは複数存在し得る。今回の分析では、これらのシナリオを最大活用するエネルギー源を軸に分類し、①再エネ最大活用シナリオ、②水素最大活用シナリオ、③再エネと水素に加えて原子力を最大活用するシナリオ、④CN 燃料最大活用シナリオの 4 シナリオを典型的なケースとして分析した。

いずれのシナリオでも、建物をはじめ各セクターにおいて電化を推進する。とくに①、③では、再エネ発電や原子力発電を最大活用するためには徹底的な電化が不可欠となる。また、②においても、現状の化石燃料利用をすべて水素で置換することは困難であるため、相当量のエネルギー需要を再生可能な電力にシフトする必要がある、大規模な電化推進が不可欠となる。したがって、今回の分析では①、②、③ともに最大限の電化を想定する点は共通とし、①では太陽光・風力発電を賦存量（日本近傍における導入可能な最大量）の制約なしに大量導入しつつ電力需要とのミスマッチは蓄電池の積極活用により調整する想定とし、②では太陽光・風力発電および蓄電池の導入に賦存量と高コストという 2 つの制約が課されるため海外から調達する CO2 フリー水素・アンモニアを調整力を持つ火力発電のために大量に用いる想定とした。これら①、②では原子力発電の容量は 60 年寿命かつ新設なしを仮定しているが、③では発電設備の寿命延長・置換・新設を考慮して原子力発電を積極的に活用する想定とした。④においては、現状の化石燃料利用を CN 燃料で大部分置換することは比較的容易であろうが、CN 燃料を現状の化石燃料と同程度に大量供給することは困難と考えられるため、①～③には及ばないものの相当な電化の推進は必要であろう。

このような電化の推進はセクター毎に難易度が異なる。建物セクターの電化に必要な技術についてはほぼ見通しが立っており、社会実装の推進が課題となろう。移動体に関しては、軽負荷の乗用車の電化はほぼ見通せているが、重負荷の商用車や、とくに船舶や航空機の電化には技術ハードルが高く、水素や CN 燃料の活用が必要となろう。重工業には、大幅な電化が非常に困難なプロセスが少なからず存在するため、鉄鋼、化学、セメント製造などのセクターにおいては電化を可能にする革新的な技術開発を待つ一方で、水素・アンモニアへの転換を最大限試みつつ、CCS を併用した化石資源の利用も継続する必要

がある。

シナリオ①～④のどれが日本にとって最も望ましいかは様々な社会経済的な基準を考慮して判断されるべきであると同時に、そのシナリオを実現するパスウェイが描けるかどうかも重要な要素である。これらを考慮した結果、2050年の目指すべき社会像は、これらの中間的な姿になる可能性もある。

表 2 最大活用するエネルギー源を元に分類した 4 つのエネルギーシナリオ

シナリオ分類		① 再エネ ¹ 活用	② 水素 ² 活用	③再エネ or 水素 & 原子力活用	④CN 燃料 ³ 活用
セクター別 エネルギー 転換方針	建物	最大限の電化			電化+CN 燃料
	移動体	BEV、重負荷は水素、航空機等は CN 燃料			CN 燃料利用の PHEV 重負荷は水素 航空機等は CN 燃料
	産業	電化・水素化・CCS 併用の化石資源（限定的利用）			
電力供給 ⁴	再エネ	高位の賦存量 低コスト	低位の賦存量 高コスト	低位/高位の賦存量 低/高コスト	低位の賦存量 高コスト
	原子力	60 年寿命・新設なし		寿命延長・ 置換および新設 ⁵	60 年寿命・新設なし
	水素火力	再エネ・原子力が担うことのできない調整力・不足発電量を提供			
検討シナリオ#（後述）		シナリオ 7-a	シナリオ 1-a	シナリオ 1-c/7-c	（今後検討予定）

BEV：蓄電池による電気自動車、PHEV：プラグインハイブリッド自動車

c. 2050年のエネルギー需要

2050年におけるエネルギーシステムの姿を描くには、まずエネルギー需要を定量化する必要がある。各セクターにおけるエネルギー需要を、そのセクターにおける活動規模、製品需要、技術革新などを想定して定量化することがシナリオ策定の出発点となる。本分析では、非連続的な社会経済システムの転換は考慮せず、現在の経済活動の基盤や産業構造が継続した場合の Business-as-usual ケースとして、人口減（約 20%減）に比例した需要減、電化に伴うエネルギー効率の向上（特に移動体）、リサイクルの進展（化学産業、鉄鋼）、穏やかな輸出減（鉄鋼）を前提に、各セクターにおいて 2050 年に活用が期待される脱炭素化技術を想定し、エネルギー需要を見積もった。

セクター毎の脱炭素化シナリオにおける主な想定を以下に要約する。

① 建物－暖房

暖房需要に関するエネルギー需要は、人口減や断熱性向上、電化（ヒートポンプの活用）によるエネルギー利用効率向上などによるエネルギー需要減と、生活水準の向上などによる需要増により、結果として 2019 年比

¹ 主に太陽光・風力発電による電力

² 主に海外から調達する CO2 フリー水素・アンモニア

³ バイオ燃料および回収した CO2 から製造する合成燃料（製造ポテンシャル制約の範囲内での活用）

⁴ 日本の 9 地域の中での電力需給バランス（1 時間毎）を条件にして電力システムコスト（設備）を最小化する最適計算で求める

⁵ 想定する発電容量は今後精査

で 30%減少と想定。ヒートポンプの利用が困難な環境に一部、水素燃料電池が利用されると想定。

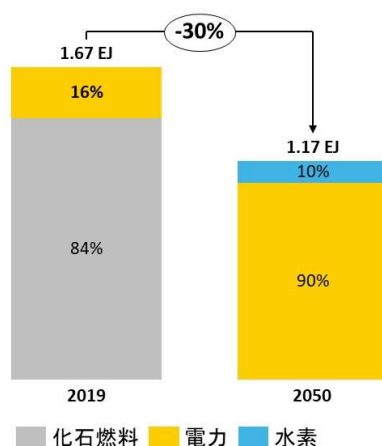


図 1 最終エネルギー需要 (EJ) —建物 (暖房)

② 建物—暖房以外

エネルギー需要は人口減により 19%減少、エネルギー利用効率向上により 10%減を想定し、徹底的な電化により、100%電化が達成されると想定。

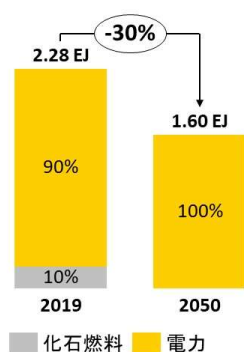


図 2 最終エネルギー需要 (EJ) —建物 (暖房以外)

③ 陸上輸送

輸送需要については、日本自動車工業会による台数と走行距離の予測を踏襲した (図 3)。また、乗用電気自動車のエネルギー効率向上 (16%) 以外は、エネルギー効率は現状から不変と想定。駆動系の電化の進展により、乗用車 (LDV) では台数ベースで蓄電池駆動の電気自動車 (BEV) が 90%、水素駆動の自動車 (FCV) が 10%、商用車 (HDV) では BEV が 60%、FCV が 40%を占めると想定。これらの結果、図 4 に示す 2050 年のエネルギー需要が見込まれる。

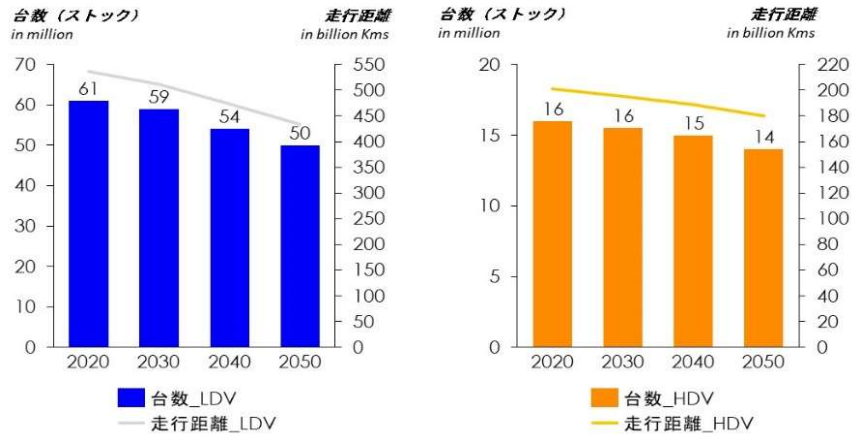


図 3 LDV/HDV の台数・走行距離予測

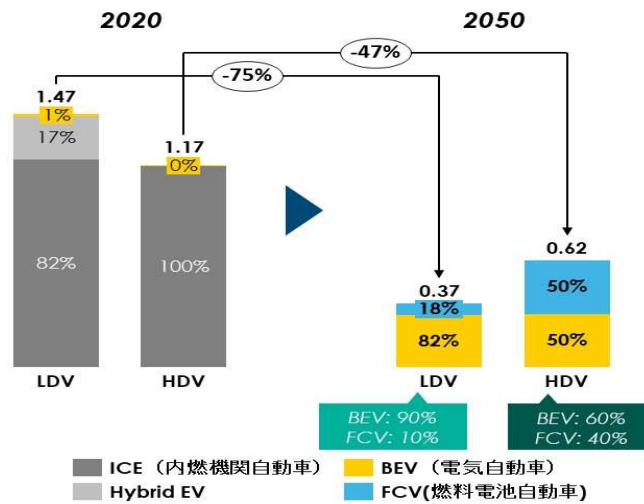


図 4 最終エネルギー需要 (EJ) —陸上輸送

④ 海上輸送 (国内)

人口減と貨物輸送需要増の相殺により、輸送需要は不変とし、船舶のエネルギー効率向上 20%を想定。短距離輸送は蓄電池と燃料電池による電力駆動が主流となり、一部がアンモニア内燃機関を用いると想定。国際輸送のエネルギー需要は日本のエネルギー消費には含まない。

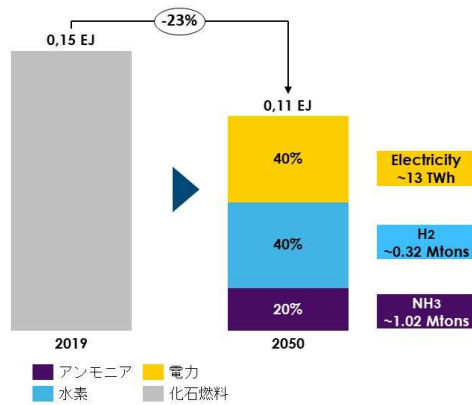


図 5 最終エネルギー需要 (EJ) —海上輸送

⑤ 航空輸送

国内・国際輸送を対象とし、輸送の重量距離については、貨物輸送では人口減と物流増の影響が相殺され、2019 年レベルと不変、旅客輸送では、人口減と比例して 19%減を想定。一方、エネルギー効率は貨物・旅客輸送ともに 40%向上を想定。電化は短距離に限定され、主なエネルギー源は CO2 から合成する人工燃料 (40%) やバイオ燃料 (40%) と想定。

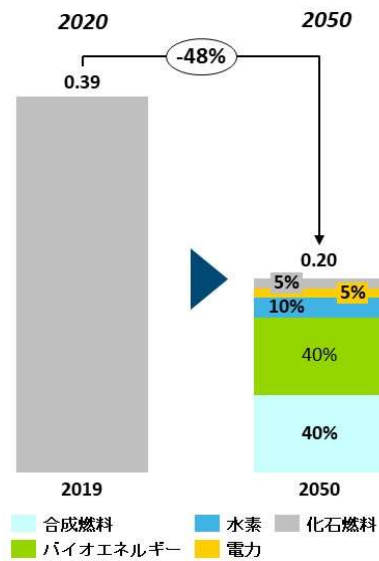


図 6 最終エネルギー需要 (EJ) —航空輸送

⑥ 製鉄

国内需要は人口に比例して 19%減。輸出については、東南アジアをはじめとした海外の生産能力の向上により、国内への鉄鋼供給量に対する輸出量の割合が 33%から 20%に減少する。リサイクルの進展により、鉄鋼原料に占める鉄スクラップの割合が 2019 年の 35%から 70%に増大する。残る銑鉄製造においても、2/3 が石炭を用いた高炉から水素を用いた直接還元 (DRI) に転換される。さらに、鋼鉄製造に占める電炉の割合が、2019 年の 25%から 50%に増大する。これらの想定のもとで、各プロセスのエネルギー効率 (図 8) を仮定して、図 9 に示すエネルギー需要が導出される。

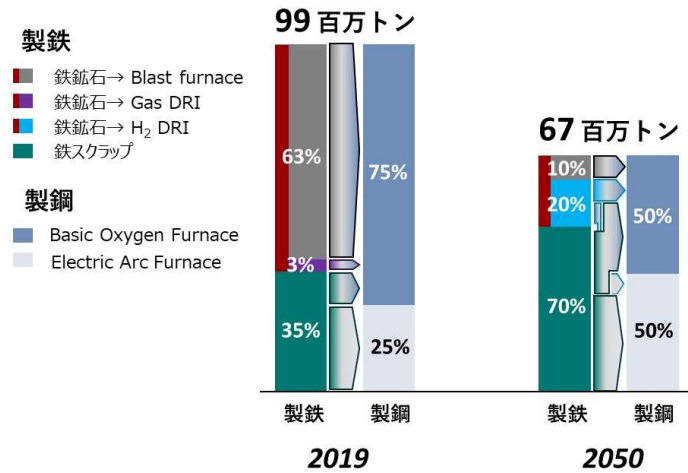


図 7 想定される鉄鋼生産量と製造プロセスの割合

製鋼プロセス	原料	鉄スクラップ		鉄鉱石		
	製鉄			H ₂ DRI		BF
	製鋼	EAF	BOF	EAF	BOF	BOF
エネルギー需要/ 原料単位	電力 (MWh/ton)	2.03		2.03		
	熱 (GJ/ton)		5.03		5.30	18.90
	水素 (ton-H ₂ /ton)			0.09	0.09	

BF: Blast Furnace (高炉), BOF: Basic Oxygen Furnace (基本酸素炉), DRI: Direct Reduction of Iron (直接還元法), EAF: Electric Arc Furnace (電炉)

図 8 製鉄におけるプロセス毎のエネルギー効率

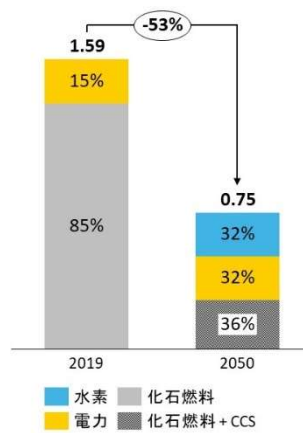


図 9 最終エネルギー需要 (EJ) —鉄鋼

⑦ 化学

需要面では、プラスチック利用量が 1 人当たり 47%減、プラスチック以外の化学品利用量は 1 人当たり 10%減を想定（ただし肥料は 1 人当たり 19%減を想定）。これらの需要を満たす化学品の原材料として、現状では熱回収が主体であるプラスチックリサイクルが、主にメカニカルリサイクルとケミカルリサイクルへと転換されると仮定し、需要に対する不足分はバイオ原料により満たすことを想定する（図 11）。化学プロセスのエネルギー原単位は 2019 年と不変（49.5GJ/t）、製造に必要なエネルギーの供給割合は電力 35%、水素 30%、化石 + CCS 35%を想定。

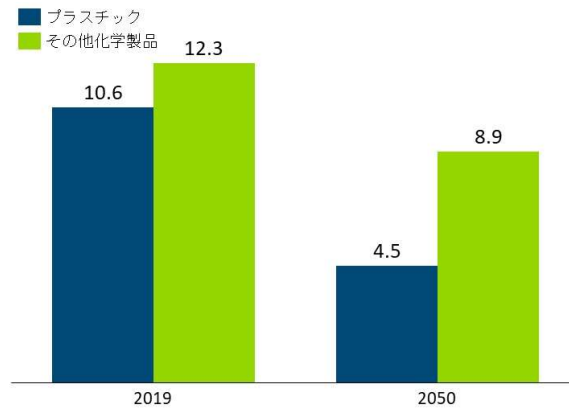


図 10 化学製品需要（百万トン）—化学

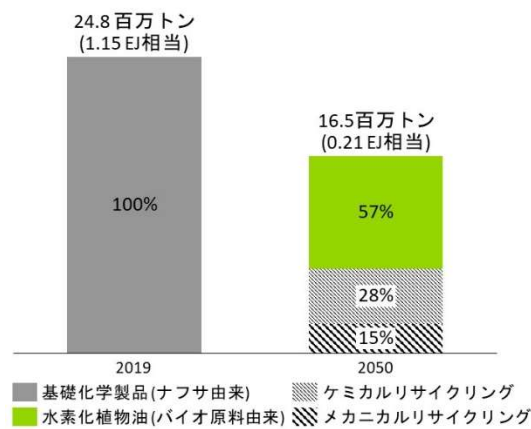


図 11 化学原材料

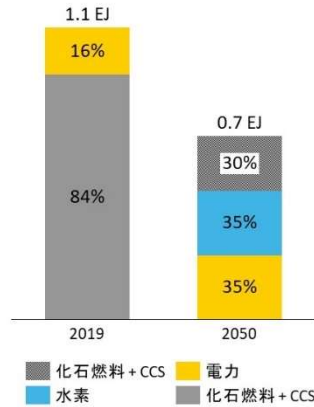


図 12 最終エネルギー需要 (EJ) —化学

⑧ セメント

エネルギー需要は、人口減少により 19%減、製造効率向上により 10%減を見込む。技術的には、焼成工程の省エネ化、加熱の電化、バイオ燃料・水素の利用を想定する一方、不可避免的に生じる CO2 には CCS が不可欠。

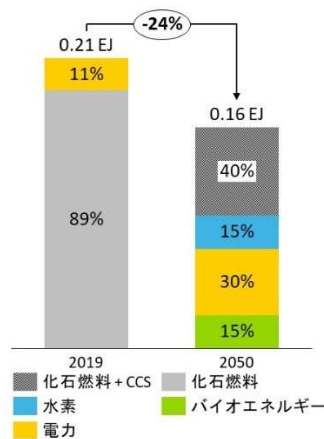


図 13 最終エネルギー需要 (EJ) —セメント

上述した各セクターにおける主な脱炭素技術と、エネルギー需要の変化（2019 年の値は実績値、2050 年の値は本シナリオ分析の結果）を表 3 に示す。エネルギー需要は、13.2 EJ から 7.5 EJ へと、43%の減少が見込まれる。

各セクターにおけるエネルギー需要を縦軸に、各エネルギー源の供給割合を横軸にとって図 14 にまとめた。2019 年、2050 年それぞれにおいて、各色の占める面積が各エネルギー源の供給総量を表している。前節で述べたシナリオ①～④のいずれにおいても、Net Zero の達成という制約のもとでは、電化の推進が不可欠である。このため、ここに示した各セクターにおけるエネルギー需要の見積もりにおいては、見通せる最大限の電化推進を想定している。（④の CN 燃料最大活用に際しては現状の化石燃料利用を CN 燃料により直接置換できる可能性があるが、CN 燃料の供給ポテンシャルを精査する必要があるため今後の検討課題とし、今回は最大限の電化を想定したシナリオを提示する。）これに対応して、2019 年には黒色の化石燃料（2019 年では CCS は利用していない）が面積の大部分を占めるが、2050 年のシナリオでは青色の電力が最終エネルギー需要の約 69%を占めている。

表 3 2019/2050 年の日本における最終エネルギー需要の概要

セクター	主な脱炭素技術	最終エネルギー需要 (in EJ)	
		2019	2050
建物—暖房	徹底的な熱供給の電化（エネルギー効率が高いヒートポンプの利用など）	1.67	1.17
建物—暖房以外	エネルギー効率性の向上による既存の家電やコンピューター機器等の消費電力低減	2.28	1.60
乗用車(LDV)	ほぼ全量の電化	1.47	0.38
商用車(HDV)	用途に応じて電化と水素による駆動の組み合わせ	1.16	0.62
船舶	近距離移動は電化による駆動の組み合わせ	0.15	0.11
航空	長距離の国内航行ではクリーンアンモニアの活用 バイオ燃料若しくは合成燃料 (SAF) の活用		
セメント	製造効率向上、焼成工程の省エネ化・電化によるエネルギー需要の減少。残余排出分は CCS の活用。	0.21	0.16
鉄鋼	リサイクル鉄の利用。粗鋼生産の水素活用。鉄鋼生産の約半分が電化。残余排出分は CCS の活用。	1.59	0.75
化学	リサイクル率（とくにケミカルリサイクル）の向上、プラスチック消費の減少、化学プロセスの電化。残余排出分は CCS 活用	2.28	0.92
その他	鉄道、農業、その他産業もクリーン電化の進展	1.92	1.55
合計		13.2	7.52

注) 2050 年における人口減（2019 年比で約 20%減）による需要減はすべてのセクターで考慮している。

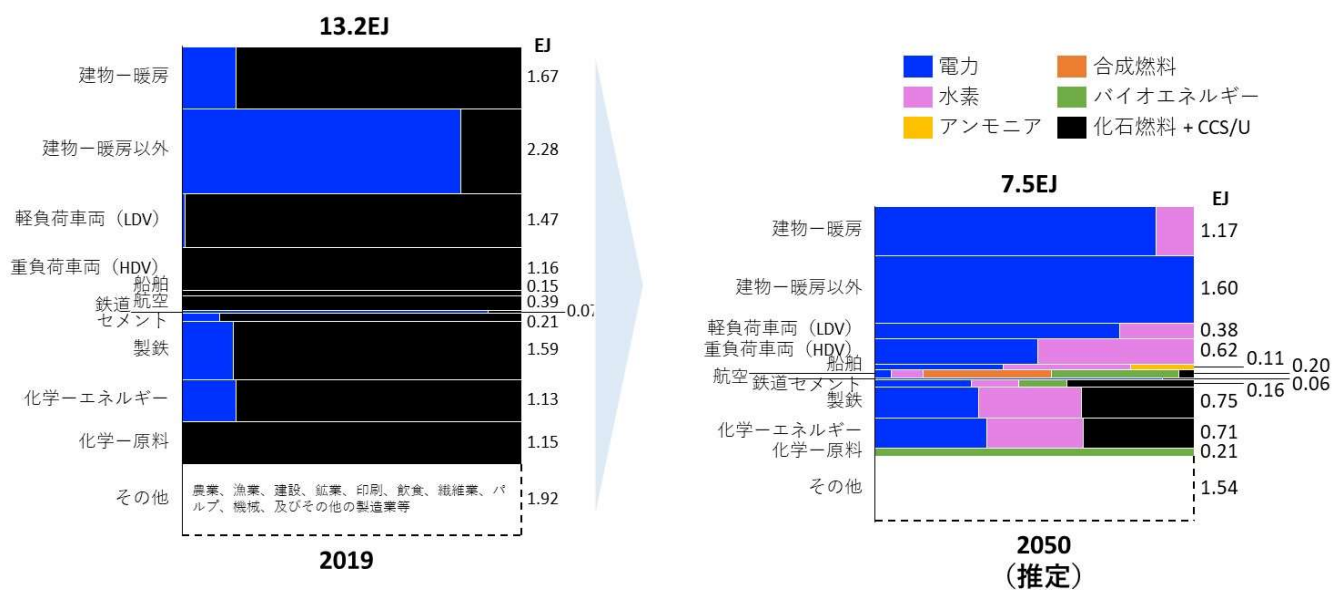


図 14 2019 年（実績）と 2050 年（推定）のエネルギー需要 (EJ)

このような電化推進の結果として、図 15 に示す通り、2019 年比で電力需要は 56%増大し、年間 1,448TWh に達すると見込まれる。なお、水素は全量輸入を想定しており、各セクターで使用される水素を製造するための電力はここでの電力需要には含まれない。

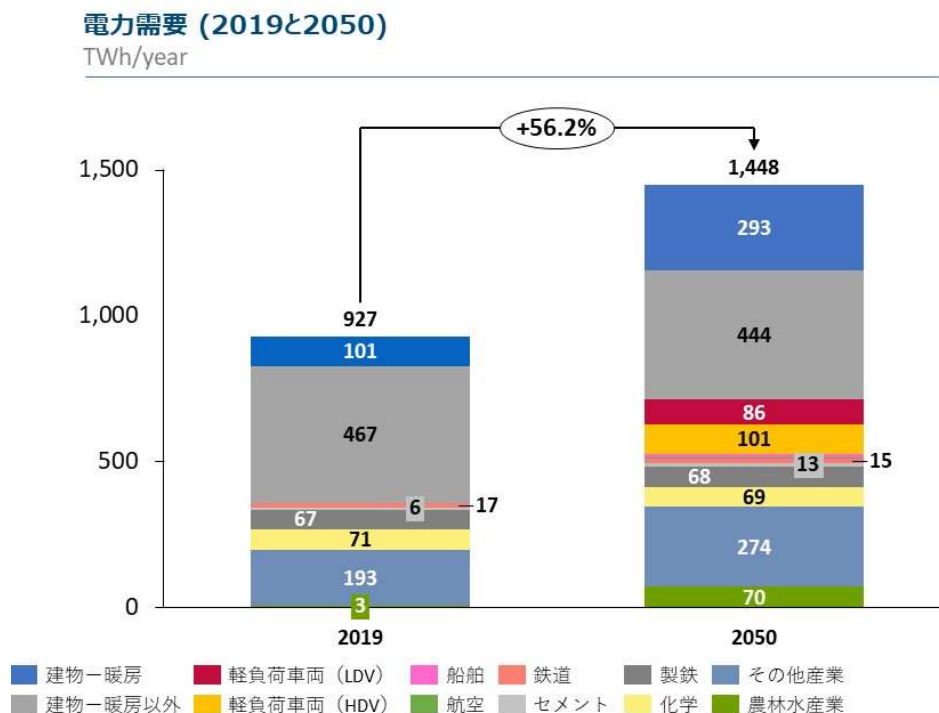


図 15 2019 年（実績）と 2050 年（推定）の電力需要（TWh）

なお、今後の本研究の進展により、より望ましい社会・経済構造の変化が想定できれば、それに対応してエネルギー需要見積りの前提について見直しを行い、2050 年のエネルギー需要を再検討する予定である。

d. 電力ミックスのモデリング

前節で述べた 2050 年に想定される年間電力需要 1,448TWh を賄う最適な電力ミックスについて、電力の需給バランスを満たしつつ電力システムコストが最小となるように、最適化計算を行った。本シミュレーションの実施にあたっては、東京大学 藤井・小宮山研究室の小宮山涼一教授の協力の下、OPGM モデル⁶を使用して分析を行った。

表 2 に示したシナリオ①～④を含め、表 4 に示す 11 のケースについて電力ミックスを最適化計算によって導出した。それぞれのケースで変化させた仮定は、(i) 太陽光・風力発電および蓄電池のコスト、(ii) 太陽光・風力発電の賦存量、(iii) 原子力発電の設備容量、の 3 つである。発電コストについて、太陽光・風力発電および蓄電池のコストは Bloomberg NEF による 2050 年のコスト見通し（高位および低位）⁷を、それ以外の発電コストについては経済産業省の資料⁸から 2030 年の値を

⁶ OPGM は、線形計画法による電力システムを対象とした電力需給の分析モデルで、目的関数は、電力システムコスト（発電費用 + 燃料費 + 電力貯蔵費）の最小化である。9 地域、1 時間毎の電力需給バランスの地理的・時間的解像度の中で、CO2 排出ゼロを制約として分析を実施。

⁷ Bloomberg NEF(2022), 1H 2022 LCOE Update

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

準用した。化石燃料を利用した発電は、すべて CCS を併用する想定とし、そのコストは同じく経済産業省の資料⁹における値を用いた。CO2 フリー水素・アンモニアを用いた火力発電は専焼を想定しており、CCS は不要である。水素コストは、2050 年の政府目標である 20 円/Nm³ (約 2USD/kg) とし、輸入により量的制約なしに利用できると想定した。

表 4 OPGM モデルで電力ミックスを導出した 11 のケース

ケース	1-c	1-b	1-a	2	3	4	5	6	7-a	7-b	7-c
RE コスト	高位						低位				
蓄電池コスト	日本-高位						日本-低位		米国&ドイツ-中位		
RE 賦存量制約 ¹⁰	低位		高位	制約なし	低位	高位	制約なし				
原子力発電 設備容量 ¹¹ (GW)	46	37				24				37	46
	↓ 水素+原子力活用 シナリオ		↓ 水素活用 シナリオ			↓ 再エネ活用 シナリオ			↓ 再エネ+原子力活用 シナリオ		

ケースの番号は、再エネ・蓄電池の導入しやすさに対応している。ケース 1 では、再エネ発電と蓄電池のコストが高く、再エネ賦存量が小さい想定となっており、再エネ発電が導入されにくいケースとなっている。逆にケース 7 では、再エネ発電と蓄電池のコストが低く、賦存量の制約なしに再エネ発電が導入されるため、蓄電池による電力需給調整への貢献も含めて再エネ発電が最大限に導入されるケースとなる。ケース 2～6 は、両者の中間的な状況を想定している。

原子力発電の設備容量については、現存する原子力発電所を 60 年の寿命でフェーズアウトさせるケース（2050 年における設備容量 24 GW；枝番-a もしくは枝番無し）のほか、政府の GX 実行会議で示された原子力発電のフェーズアウトからの転換に関する基本方針を踏まえ、仮に運転期間上限を 80 年まで延長したケース（同 37 GW；枝番-b）、さらに進行中の新設計画の原子力発電が全て運用される場合（同 46 GW；枝番-c）を想定した。

表 2 に示したシナリオ①～④との対応も、表 4 に記されている。

上記のシナリオ設定に基づき、OPGM モデルにより毎時間の電力需給バランスを考慮した最適化計算を行い 2050 年における電力ミックスを算出した。シナリオ①～④における電力ミックスを図 16 に示す。

⁹ 経済産業省「各電源の諸元一覧（総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ（第 8 回会合）資料 3）」を参考に設定。

¹⁰ 低位：PV 259 GW、陸上風力 41 GW、洋上風力 47 GW。電力中央研究所「ネットゼロ実現に向けた風力発電・太陽光発電を対象とした大量導入シナリオの検討」（総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 第 34 回 2020 年 12 月 14 日）。高位：PV 699 GW、陸上風力 285 GW、洋上風力 1、120 GW。環境省「令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書（令和 2 年 3 月）」。

¹¹ 24GW は現存する原子力発電所を 60 年運転想定、37GW は現存する原子力発電所 80 年運転想定容量。「第 31 回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 原子力小委員会」資料。46GW は、現存する原子力発電所 80 年運転想定容量と新設計画がある原子力発電所の容量の合計。「原子力発電所の運転・建設状況」、一般社団法人日本原子力産業協会（https://www.jaif.or.jp/cms_admin/wp-content/uploads/2023/01/jp-npps-operation20230110.pdf、アクセス日：2023 年 1 月 30 日）。

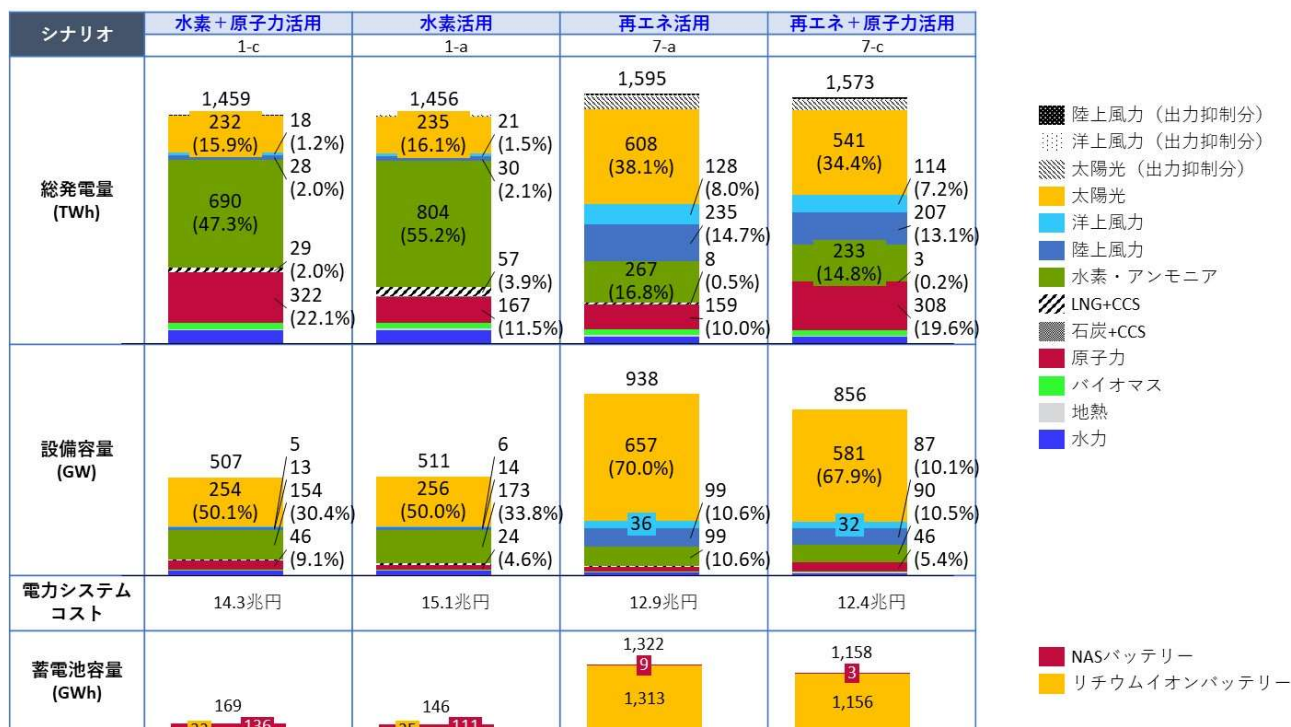


図 16 2050 年の電力ミックス

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

なお、いずれのケースでも、化石燃料と CCS の組み合わせによる火力発電の利用は、極めて限定的となっている。これは、今回想定した 2050 年において水素が政府目標とされるコスト 20 円/Nm³ (約 2USD/kg) で輸入により量的制約なしに利用できるという仮定のもとでは、水素による火力発電よりも化石燃料による火力発電が若干ながらコスト高になるためである。

蓄電池需要については、移動体セクターにおいて、5.8TWh (乗用車 3.2 TWhと商用車 2.6 TWh) の蓄電池が必要と計算されている。再エネ活用シナリオの蓄電池需要(1.322 TWh)は移動体での需要を考慮した蓄電池需要全体の 19%

に相当し、最も蓄電池を活用しない水素+原子力活用シナリオの蓄電池需要(0.169 TWh)の場合は 3%に相当する。

OPGM のシミュレーションにおいては、現状の日本において電力の需給調整と単位となっている 9 地域において毎時の電力需給バランス（同時同量）を考慮したうえで、電力システムコストを最小化する電力源の組み合わせが算出される。水素+原子力活用シナリオ（1-c）では原子力発電がベース電源として運用される一方、水素（アンモニア）発電が多量に導入され、再エネ電源（太陽光・風力発電）の調整力として機能する。一方、再エネ活用シナリオ（7-a）では再エネ発電が多量に導入され、蓄電池が毎時の電力需給バランス調整に重要な役割を果たしている。同時に、太陽光発電の出力抑制が頻繁かつ多量に行われている。

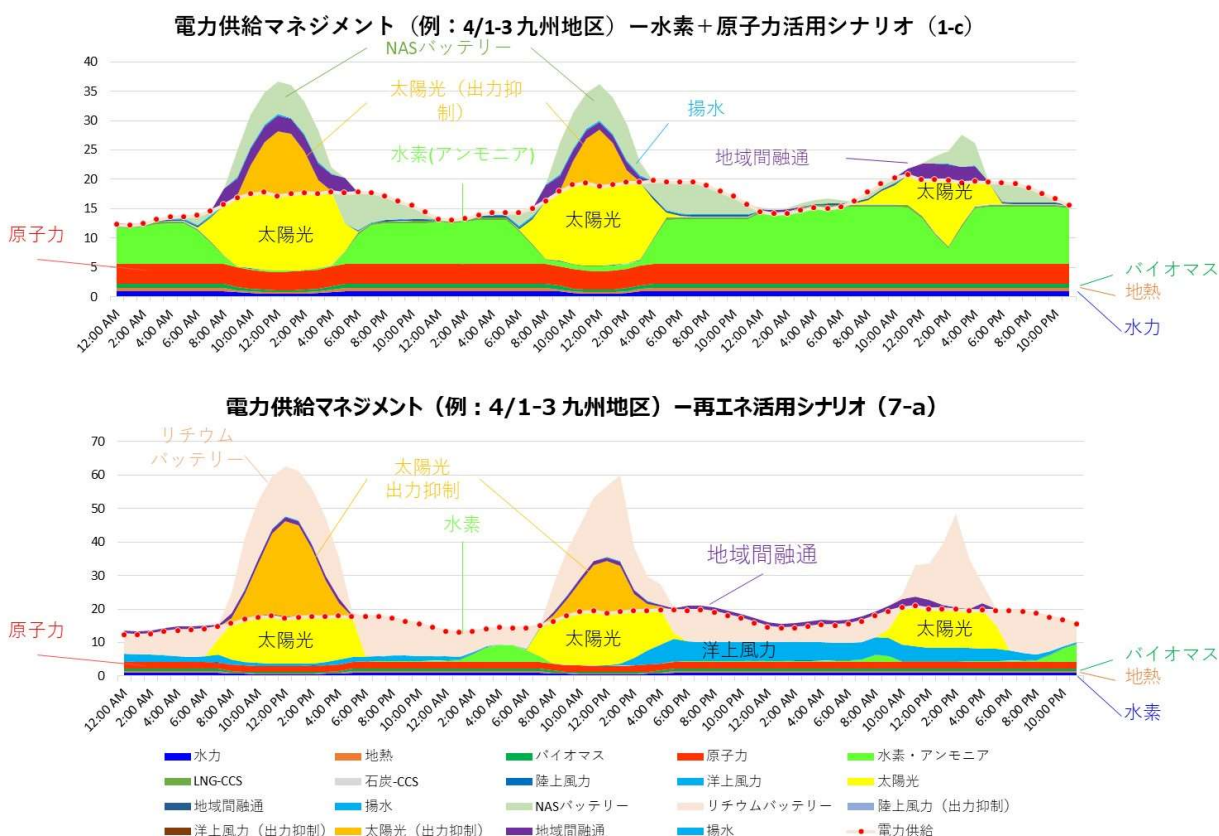


図 17 電力需給マネジメントの例

4 シナリオのうち、最も水素を必要とするシナリオは水素活用シナリオの 43 百万トンで、最も水素需要が少ないシナリオは再エネ+原子力活用シナリオの 18 百万トンである。後者のシナリオでは、仮に再エネ発電で出力抑制分された電力の全量を用いて水電解によりグリーン水素を製造した場合、1.8 百万トンの水素製造が可能である。これは、2050 年における発電用以外の水素需要 7.9 百万トンの約 1/5 に相当するが、大部分の水素は国内の電力系統由来の電力以外により製造する必要がある。すなわち、海外からの輸入もしくは遠洋の洋上風力などオフグリッドの再エネ電力による水素製造に頼る必要がある。

水素需要 (2019及び2050)

Million ton/year

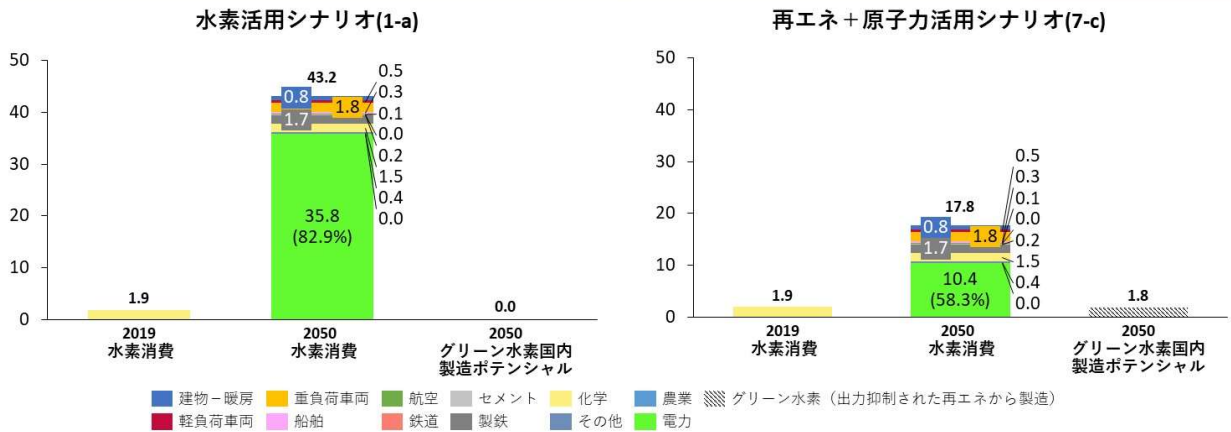


図 18 2050 年水素需要

また、4 シナリオのうち、最も CCS を必要とするシナリオは水素活用シナリオ (1-a) で、67 百万トンの CCS が必要と試算されている。最も CCS 需要が少ないシナリオは再エネ + 原子力活用シナリオ (7-c) で、CCS の必要量は 49 百万トンである。一方、日本近傍での CCS 処理量には不確定性が大きいが年間 1 億トンは確保できると見込まれており、本シナリオにおける CCS の必要量は処理可能量の範囲内であるといえる。

CO2排出量及びCCSポテンシャル(2050)

mtCO₂e/year

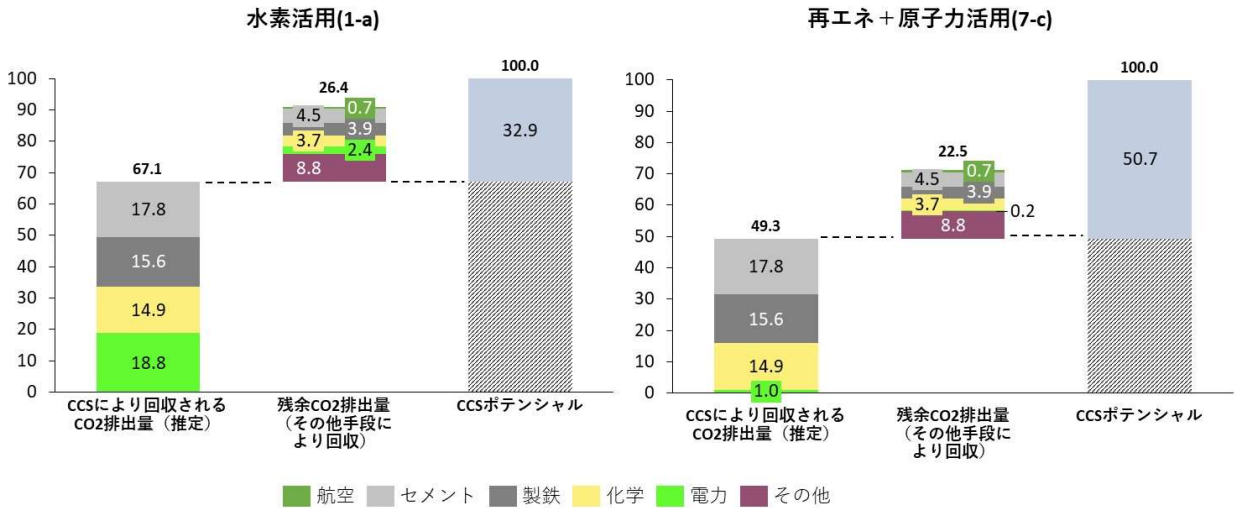


図 19 2050 年 CCS 必要量

4. 各エネルギー源を活用するための課題とアクション

本シナリオ分析により、再エネ発電の賦存量制約、脱炭素の取り組みが技術的に困難とされている重工業の存在など日本固有とされる条件の下でも、現在の産業構造からの非連続な変化なしに、各セクターで電化の推進やカーボンフリー燃料への転換など世界的に広く受け入れられている脱炭素策を推進することで、エネルギーコストをリーゾナブルな水準に保ちつつ、日本において Net Zero を達成できる可能性が示された。しかし、本シナリオが示すエネルギーシステムの姿を実現するためには、多くの課題を解決しなければならない。以下に、それらのうちで主要なものを示す。

a. 太陽光・風力発電

- 再エネの大量導入（特に太陽光）には、電力の調整力を担う蓄電池の低コスト化が必須となる。最大で 1.3 TWh（シナリオ 7-a の場合）の蓄電池が必要となる。電力系統調整用の蓄電池は、最大幅に近い充放電を高頻度で繰り返し、求められる寿命も車載用に比べて長いいため、車載用蓄電池よりもはるかに長いサイクル寿命と高信頼性が求められる。
- 最大で 657 GW の太陽電池が導入される（シナリオ 7-a）。これは、環境省によって見積もられた賦存量 699 GW にほぼ達しており、その賦存量の多くを占める農地の転用など、大胆な土地利用の転換が必要となる。言うまでもなく、このような大量の太陽電池導入が、環境破壊を招いたり災害への脆弱性を誘発したりすることは許されない。
- シミュレーションにより示された風力発電の容量は最大でも 159 GW（シナリオ 6）であり、電力中央研究所の見積もりによる賦存量は超えるものの、環境省による賦存量を大きく下回る。上述した太陽電池の大量導入が困難な場合には、とくに洋上風力へのシフトが期待される。現状では洋上風力、とくに遠洋への導入に関してはコストのみならず多くの障害が存在する。洋上風力大規模導入を促すためには、浮体式洋上風力などの革新的な技術の低コスト化が必要であると同時に、政府のリーダーシップによる事業の予見可能性確保が不可欠である。
- 本分析では 1 時間毎の同時同量制約は考慮しているものの、交流の電力網における周波数の安定性は考慮していない。インバーターを経由する太陽光・風力が電力系統に大量導入され、慣性力による周波数安定効果を有する回転機による発電の割合が大幅に低下した際の周波数安定化は課題である。

b. 水素・アンモニア

- 年間約 1,930 万トン（ケース 7-a）～約 4,320 万トン（ケース 1-a）の CO₂ フリー水素・アンモニアが必要となると試算される。このうち、発電用が 1,190 万トン（ケース 7-a）～3,580 万トン（ケース 1-a）が占めることとなる。高位ケースでは、政府が 2050 年に目指す 2,350 万トン（水素+アンモニア）を上回る量となる。
- このような大量の水素を再エネ発電と水電解により国内製造するには、洋上風力の大量導入が唯一の可能性として考えられる。一方、海外から輸入する化石資源を用いて国内でブルー水素を製造することは、CCS の処理量制約を考えると非現実的である。
- 国産の CO₂ フリー水素・アンモニアはエネルギー安全保障上も重要であるが、それにより我が国の 2050 年の水素需要をすべて満たせるかどうかは不確実であり、海外産 CO₂ フリー水素・アンモニアの大量かつ安定な調達ルートを確保する必要がある。

- 2050 年に電源供給の脱炭素化を実現するためには、化石燃料との混焼ではなく、水素・アンモニア専焼による火力発電技術が必達事項となる。このための技術開発と社会実装を加速する必要がある。

c. 原子力

- 原子力発電は、定常的に電力を供給するベースロードとして活用される。
- 再エネ発電に制約が大きいケース 1 では、原子力発電の設備容量増大は水素火力発電の設備容量と設備稼働率の低減をもたらす。再エネ発電に制約が小さいケース 7 では、原子力発電の設備容量増大は再エネ発電や蓄電池、水素発電の設備容量低減をもたらす。これらの傾向は、再エネ発電や水素火力発電の大量導入が困難な状況では、原子力発電が電源の脱炭素化をもたらす唯一の解となり得ることを示唆する。
- 原子力の電力供給割合は（再エネ発電や蓄電池、水素火力発電のコストに依存せずに）原子力発電の設備容量にリミットされている。設備容量 24 GW（ケース 1-a～7-a）では 10～11%、設備容量 46 GW（ケース 1-c および 7-c）では 19～22%となる。
- 原子力発電が主要な電源となるには、今回想定した設備容量 46 GW 以下では不十分である。さらに大容量の原子力発電を導入するためには、設備の更新および新設に関する社会の合意形成と、核燃料の持続可能なサイクル構築が不可欠であると同時に、本シミュレーションで考慮されていない導入に要する追加的な社会コスト（安全対策費用など）や新設に要する時間も考慮しなければならない。

d. 蓄電池

- 太陽光・風力発電の大量導入（ケース 7）には、電力需給のミスマッチを調整する蓄電池の大量導入が必須となる。
- 電力調整用に 0.15～1.32 TWh、移動体用に 5.8 TWh の蓄電池容量が必要と見込まれる。
- リチウム供給不安の解消（精製のカントリーリスク低減、リサイクル）やリチウムに頼らない新技術の開発が必要となる。
- とくに電力調整用には、サイクル寿命の大幅な延長と信頼性の向上が求められる。
- また、製造・リサイクル・廃棄工程における CO2 排出を削減する技術開発が必要となる。

e. 建物

- ヒートポンプの主要熱源化に際して、建物設備の更新を促進する政策・投資が必要となる。
- 集合住宅の給湯をヒートポンプ化するためには、限られたスペースに対応したヒートポンプ給湯器の抜本的な小型化が必須となる。
- 建物用のエネルギー供給がほぼ全量電化された際のエネルギー供給のレジリエンスが懸念される。太陽電池と蓄電池を建物に近接して導入する需給一体型のエネルギー供給を地理条件が許す限り積極的に導入し、災害時の自立電力供給を可能にするなどエネルギー転換に伴う新たなメリットを享受する工夫が必要となる。
- 建物空調のエネルギー効率向上には、外部との熱の流出入を抑制することが不可欠であり、断熱の強化とくに開口部（窓）の高機能化が極めて重要である。

f. 陸上輸送

- 乗用車等の軽負荷車両の 90%を蓄電池駆動の電気自動車にすることを想定しているが、車載蓄電池の稼働率が非常に低く、蓄電池資源の無駄遣いとなる懸念が大きい。
- シェア乗用車の拡大、急速充電設備の普及による搭載蓄電池容量の最小化が求められる。
- Vehicle to Grid の普及による車載蓄電池の有効利用も必要となる。
- 十分な量の CN 燃料が利用可能になれば、CN 燃料を活用したプラグインハイブリット自動車により、乗用車における蓄電池利用量の低減が期待される（図 20）。
- 商用車・作業車等の重負荷車両の脱炭素化するための技術革新が必要である。電動化は蓄電池駆動、水素駆動のいずれにも共通する課題である。水素化には大容量の車載燃料電池、水素貯蔵技術の進展が必要となる。

LDVエネルギー・蓄電池需要 2020 v 2050 in EJ

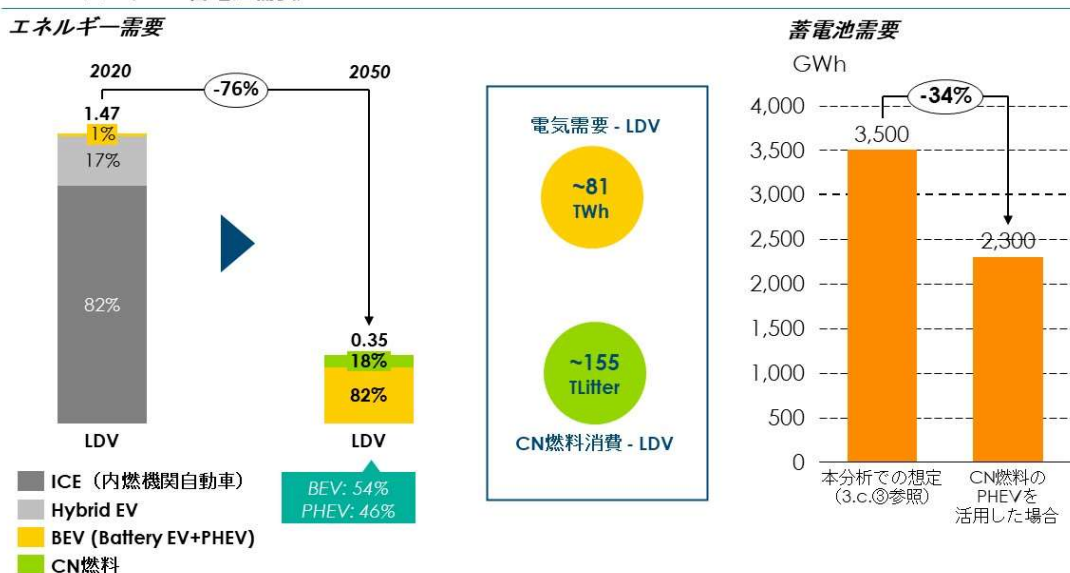


図 20 乗用車のエネルギー・バッテリー需要 (CN 燃料の大量供給が可能な場合)

g. 鉄鋼

- スクラップ原料の活用拡大とサプライチェーン構築を促す制度整備が必要である。
- 製鉄プロセスにおける高炉から水素直接還元への転換、製鋼プロセスにおける電炉への転換促進が必要となる。
- 現在検討されている COURSE50 よりも更に CO2 排出を減らす技術や水素直接還元等の技術開発と導入促進が求められる。

h. 化学

- エネルギー投入や CO2 排出を最小化したプロセスによりリサイクル可能なプラスチック製品への転換と、リサイクルを促進する制度整備が必要である。

- 革新的なケミカルリサイクルの技術開発により、リサイクル率の大幅向上が期待される。
- 物質転換プロセスの電化・水素化が重要となる。
- 従来の化石資源を用いたプロセスを代替すべく、バイオ資源を原料とする化学合成プロセスの技術開発と導入促進が求められる。

5. 今後の研究の取り組み

今回のシナリオ分析を通して、現在の産業構造や人口等のマクロ経済のトレンドが継続する想定のもと、2050年に日本がNet Zeroを達成するために必要な取り組みの規模感と、2019年から2050年に向けて大きな変革を遂げる必要があるセクター、すなわち、Net Zero実現の成否を左右する感度が高いセクターが明らかになった。

今後、脱炭素シナリオをさらに詳細に検討し、トランジション戦略を集中的に議論すべきセクターは、以下のように整理される。

- 脱炭素技術の見通しがある程度たっており、社会実装の戦略を議論すべきセクター：
建物、移動体
- 脱炭素技術のさらなる進展が求められるセクター：
鉄鋼、化学、
- 今回は詳細分析に含めていないが、2050年に向けてエネルギー需要が爆発的に増大する可能性のあるセクター：
IT（ネットワーク・情報処理・センシングなど）

また、全セクターに共通する電力供給について、2050年までに国内の太陽光発電を400～700GW導入、あるいは洋上風力を200GW以上導入するための戦略も重要な検討対象である。さらに、CN活用シナリオの検討は今後の課題であり、CN燃料の供給ポテンシャルや各セクターにおけるCN活用エネルギーシナリオを検討する必要がある。

今後のトランジション戦略に関しては、上述のセクターを中心に必要となる技術と開発の方向性を明確化し、2050年に至るパスウェイにおいて、各セクターに求められるトランジションを定量的に議論していく。その中で、トランジションの障害となる制度や投資の欠如など脱炭素技術の早期導入を促すための隘路を明らかにし、隘路解消のために必要な政策を具体的に示していきたい。個別セクターに関する技術・制度について必要なアクションだけでなく、カーボン・プライシングや金融のあり方などセクター横断的かつ経済全般に関わる施策についても検討していきたい。また、各セクターにおけるトランジションに必要な投資規模を定量的に見積もり、それらを統合して日本のNet Zero達成に必要な投資規模を明らかにすることで、GX移行債などの投資誘導策について、その妥当性や追加的政策の必要性などを議論し提言していきたい。

さらに、最終的には2050年の明るく豊かな日本の姿を示すべく、ウェルビーイングを最大化する社会のありかた、産業構造やライフスタイルの転換をも反映した将来像を示すべく、研究を発展させていきたい。