

IEEJ Outlook 2027

—多様化するエネルギー安全保障とその課題—



秋江 洋志
阿部 泰久
碓井 良平
今泉 康仁
江藤 諒
遠藤 聖也
大川 寛之
大津 駿
大西 健一
大森 嘉彦
小笠原 潤一
小川 元無
小川 菜々子
尾羽 秀晃
甲斐 容子
金 星姫
木村 謙仁
草柳 太地
久谷 一朗
栗田 抄苗
小碓 創司
小手川 鑑
小林 良和
小山 堅
坂口 弘泰
坂本 敏幸
佐藤 光南
佐藤 馨大
柴田 善朗
清水 透
下郡 けい
杉野 亘
高橋 禎明
田上 貴彦
張 睿
張 天鴻

陳 奕均
土井 菜保子
中野 優人
永富 悠
西 順也
萩田 達哉
橋本 裕
廣瀬 梨乃
Mas Mansor
三輪 純也
村上 朋子
森川 哲男
森本 壮一
柳澤 明
柳沢 崇文
山下 ゆかり
山田 惇敬

2026 年 10 月 23 日

IEEJ Outlook 2027

—多様化するエネルギー安全保障とその課題—

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

要旨

2050 年までの世界エネルギー需給見通し

ホルムズ封鎖を受けて再エネ・原子力への転換が進む一方、化石燃料は引き続き主力

- 2050 年までの世界のエネルギー需給を 2 つのシナリオで分析した。政策・技術の趨勢が続く「レファレンスシナリオ」では、一次エネルギー消費は新興・途上国を中心に増え、2050 年には 2024 年比で 12%増加する。
- 一方、安全保障・気候変動対策を強化し、技術を最大限導入する「技術進展シナリオ」では 2030 年頃をピークに減少し、2050 年には 2024 年比 7 %減となる。
- ホルムズ海峡封鎖後の政策・企業行動を織り込み、中期には石炭、加えて長期には再エネ・原子力も上方修正された。それでも、レファレンスシナリオでは石油・天然ガスは 2050 年の第 1・第 2 の一次エネルギー供給源であり、燃料調達の安定化とエネルギー転換の双方が求められる。

電化は化石燃料依存の脱却に有効だが、2035 年 35%目標は難易度が高い

- 世界の最終エネルギー消費（非エネルギー除く）に占める電力の割合は、2024 年の 24%から 2050 年にレファレンスで 35%、技術進展で 47%へ上昇する。電化は化石燃料消費と輸入依存を抑える有力な手段だが、実績（2010～2024 年）の上昇は 5 ポイントにとどまっており、機器更新や電源整備には時間を要する。
- 2035 年の電化率 35%目標は、技術進展シナリオでも多くの国・地域で未達となる。また、冷涼で第 3 次産業が中心の英国、運輸部門の消費が小さい日本、産業部門に厚みを持つ中国など、電化の難易度や意義は国によって異なる。
- 世界の発電量は 2050 年に 2024 年比 1.6 倍（レファレンス）、1.8 倍（技術進展）へ増える。その要因はデータセンターに加え、新興国を中心とした製造業の隆盛や冷暖房需要の増加も強く寄与する。再エネが増加を主導し、原子力は安定した低炭素

電源として拡大する。レファレンスでは石炭・天然ガスも 2024 年に近い数量が残り、蓄電池とともに変動再エネの出力を調整する。

化石燃料の消費は残る。燃料・用途別の対応が必要

- 石油：世界の一次消費はレファレンスで 2024 年、2050 年とも約 9,910 万バレル/日と横ばいだが、技術進展では 2050 年に足元の約 6 割に減少する。道路輸送には削減余地が大きい、EV 普及は補助政策に左右され、新興国では高い車両価格も制約となり得る。一方、化学向けの非エネルギー用途は代替が困難である。アジア先進国や中国では道路から化学・他運輸へ消費の重心が移るため、精製設備をナフサ・中間留分の比重上昇に対応させ、他国との製品融通も検討する必要がある。
- 天然ガス：世界の一次消費はレファレンスで 2024 年の約 4.26 兆 m³ から 2050 年の約 5.16 兆 m³ へ約 21% 増える。発電・産業・民生向けの消費が増加し、技術進展でも石油ほどは縮小しない。発電では変動再エネを補い、産業では高温熱の代替が難しいため、天然ガスによる供給源の多様化を含む安定供給策が必要となる。
- 石炭：消費は両シナリオで減少するが、2050 年でもレファレンスでは 3,000 Mtoe（石油換算百万トン）超が残る。ホルムズ海峡封鎖を受けた安全保障上の役割再評価により、前年版より上方修正された。消費の削減余地は主に発電にあり、鉄鋼向けの減少は限定的である。

アジアの安全保障：中国は出力制御、インドネシアは石油供給に課題

- 中国：2030 年頃から一次消費が減少に転じ、再エネと電気自動車の導入により、全体のエネルギー自給率は技術進展では 2050 年に 93% まで改善する。一方、再エネの出力制御が年々拡大しており 2026 年上半期は発電量の 9% が抑制された。今後も再エネ設備容量が増加する中、出力制御の緩和がエネルギー転換の課題となる。
- インドネシア：全体のエネルギー自給率は 100% を超える一方、2024 年の石油自給率は 42% にとどまり、原油生産と精製能力の不足が構造的課題となる。エネルギー消費の拡大に対して電化は石油依存を抑える有効な手段だが、電力供給力の増強も並行して進める必要がある。効率改善、バイオ燃料、調達先の多様化、製品融通を併用して安定供給を図る必要がある。

化石燃料の安全保障 - アジアを中心に -

化石燃料の役割とアジアにとっての供給リスク

- 化石燃料は輸送・発電・産業・民生部門における燃料として、また製鉄や化学製品の原料として経済や社会活動に不可欠なエネルギー源である。エネルギー自給率が比較的高い中国を除くと、2024 年時点でアジアは世界の化石燃料需要の 18%を占めるが、同年の化石燃料依存度は 78%と高い。
- アジアは域内生産が不十分なために化石燃料の輸入依存が高いが、アジア向け化石燃料供給は特定国・地域への依存度が高い。アジアにとって中東情勢は主要な供給リスクであり続けるが、それ以外でもサプライチェーンの各段階で多くのリスクが存在する。2026 年のホルムズ海峡封鎖で顕在化した通り、主要な供給源からの供給が大幅かつ長期間途絶すると、マクロな需給バランスの逼迫や価格の高騰を通じて、アジア輸入国の経済・社会活動を圧迫する。

アジアの化石燃料供給安全保障向上のために

- ホルムズ海峡封鎖の結果、同海峡を迂回する原油パイプラインの重要性が高まった。UAE の Habshan-Fujairah 原油パイプライン拡張工事を始め、中東では数多くの原油パイプライン拡張あるいは新設計画がある。これらは速やかに実現される必要があるが、パイプライン攻撃による供給途絶リスクは残る。また、石油製品や天然ガスのホルムズ海峡依存度低下策は目処が立っていない。
- 供給集中度の高さを考慮すれば、アジアでは化石燃料の供給源多角化が必要である。平時から一定量を代替供給源からターム契約で購入することが望ましいが、輸送距離や調達コストを増加させることが多い。従って、代替供給源からの調達程度、追加費用の負担方法を併せて検討する必要がある。
- 化石燃料の供給安全保障を向上させるには安定的な投資が不可欠である。特に化石燃料投資の大部分を占める石油・天然ガス上流投資を確保する必要がある。また、新規 LNG プロジェクトとの長期契約は、投資を実現する上で引き続き重要である。石炭への投資額は石油や天然ガスより小さいものの、豪州等の既存炭田と鉄道・港湾等の輸出インフラを適切に維持することが不可欠である。
- 省エネルギーや燃料転換により需要を抑制することも、化石燃料の安定供給を確保するために有力な方策である。技術進展シナリオでは、アジアの 2050 年の化石燃料需要をレファレンスシナリオ比で 3~5 割削減し得る。石油では輸送部門の電化、天然ガスでは産業部門の省エネ、石炭では発電部門における再生可能エネルギーへ

の転換が特に需要削減に寄与する。

- ホルムズ海峡封鎖の影響が大きかった東南アジア・南アジアでは、石油備蓄日数が少なく、精製能力も不十分である。中東への高い依存度と今後の需要増加を踏まえ、東南アジア・南アジアの輸入国は中東産油国等との協力のもとに石油備蓄や精製能力の拡張を進める必要がある。
- 供給源の多角化は輸送距離および必要船腹量の増加を伴うため、代替供給源の開発に際しては、平時から一定の船腹を確保することが望ましい。なお、代替供給源から北東アジアや東南アジアの一部国向けの輸送は、マラッカ海峡と南シナ海を経由することが多くなる。これら海峡および海域で通航支障が生じた場合に備え、ロンボク海峡・マカッサル海峡等を利用する迂回ルートに必要な航行インフラを整備する必要がある。
- 供給源を多角化するためには、スポット取引だけでなく、一定量をターム契約で平時から調達することが有効である。ただし、売主が輸送を手配する CIF・DES 契約では契約上の仕向地が限定され、需給状況に応じた第三国への転売やカーゴの振替が制約される場合がある。緊急時対応能力と供給安定性の向上のため、アジアの輸入国は米国等仕向地柔軟性の高い LNG 供給拡大で市場流動性向上を図ることが望ましい。

データセンター増加がもたらす電力安全保障問題

需要増加の背景

- 生成 AI の普及やデジタル化の進展を背景として、世界各地でデータセンターの建設が進んでいる。IEA の「World Energy Outlook 2025」によると、世界のデータセンターの電力消費量は 2024 年の約 400TWh から 2030 年には約 950TWh まで増加すると見込まれている。特に米国では、2030 年までの電力需要増加分の約半分をデータセンターが占めるとされており、電力の安定供給への影響が懸念されている。
- データセンターによる電力需要の増加は、その規模や立地、増加のスピード等の点で、電力システムに大きな影響を与える可能性がある。近年は、一つの施設だけで数百 MW から GW 級の電力を必要とする計画もみられる。また、データセンターは通信インフラや電力供給条件等を踏まえて特定の地域に集中する傾向がある。さらに、データセンターの開発スピードと、電源や送電設備を整備するために必要な

期間には大きな差がある。加えて、複数地点への重複した接続申請や計画の延期・中止等により、将来の需要には不確実性がある。このため、必要な設備をどの時点で整備し、その投資費用を誰が負担するかが問題となっている。

電力安全保障上の課題と地域社会への影響

- こうしたデータセンターの急増は、電力安全保障の観点から三つの基本的な課題を提起する。第一は、十分な電源を確保できるかという問題である。米国の PJM 地域では、データセンターを中心とする電力需要の増加や既存電源の退出等を背景として、容量市場の価格が大幅に上昇している。しかし、容量価格が上昇しても、発電所の建設には許認可や設備調達、系統接続等に時間を要するため、新規電源を短期間で導入できるわけではない。このため、既存電源の維持と新規電源への投資を進めるとともに、大規模需要とそれに必要となる供給力を一体的に確保していくことが課題となる。
- 第二は、必要な場所へ安定して電力を届けられるかという問題である。電力システム全体として十分な供給力が確保されていても、データセンターが集中する地域の送電設備の容量が不足すれば、その需要を受け入れることはできない。PJM では、既存設備の有効活用に加え、将来の需要増加を見越した基幹送電設備の増強が進められている。また、系統増強が完了するまでの対応として、需要側に一定の柔軟性を求め、受電量を制限すること等によって早期の接続を可能とする方策も検討されている。
- 第三は、必要な投資を持続可能な費用負担の下で行えるかという問題である。需要を見込んで設備を先行的に整備した後に計画が変更された場合、投資費用を十分に回収できず、その負担が他の需要家に及ぶ可能性がある。このため、米国では、大規模需要家に長期契約や最低料金、担保等の金銭的なコミットメントを求める動きがみられる。需要計画の実現可能性を確認するとともに、計画変更によって生じる費用を適切に負担する仕組みを設けることが重要となる。
- こうした供給力、送電容量、費用負担を巡る問題は、データセンターの新規立地に対する地域社会の受容性にも影響を及ぼしている。米国では、電力や水等の資源使用、電気料金や生活環境への影響を懸念する住民の反対が強まり、州や自治体が新規開発に一定の制約を設ける動きも現れている。

日本への示唆

- 日本でも、局地的な大規模需要の増加に対応し、系統容量の空押さえの抑制や費用

負担の適正化、将来需要を見越した系統整備等が進められている。米国の事例からは、需要計画の実現可能性を確認し、その確度を需要予測や設備形成に反映するとともに、需要と電源の接続を一体的に検討することが参考となる。

- データセンターは、AI やデジタル化を支える重要なインフラである。その増加を一律に抑制するのではなく、電力の安定供給と適切な費用負担を確保しながら、大規模な新規需要をできるだけ早く受け入れる仕組みを構築することが、今後の課題となる。

再生可能エネルギー発電拡大の安全保障問題

脱炭素技術を巡る産業競争

- 2000 年代以降、世界の製造業の付加価値額に占める中国をはじめとする新興国の存在感が高まっている。太陽光発電などの脱炭素技術に関連する産業も拡大しており、特に中国は、生産規模の拡大と技術進歩を背景に高い競争力を有している。
- 産業競争力の柱として、各国で脱炭素技術の振興政策が検討されている。2026 年に中国、EU、韓国が発表した産業競争力政策では、再エネ、水素・アンモニアの振興や域内産業基盤の強化が柱とされている。日本でも、GX（グリーン・トランスフォーメーション）関連政策を通じて、脱炭素技術の社会実装に向けた動きが具体化している。

脱炭素技術製造能力の集中と供給網の多極化

- 現在、太陽光発電や風力発電などの製造能力は中国に集中している。日本を含む輸入国は、十分な品質を備えた低価格の機器を利用できる利益を享受している一方、集中は市場支配の懸念も生んでいる。
- 製造能力の集中を背景に、供給網再編の動きが進んでいる。中国は国内産業の再編と供給力の維持を進め、インドは「Make in India」による国内生産を促進している。ASEAN は代替的な生産・輸出拠点としての役割を強めている。米国は関税・規制を活用し、欧州はネットゼロ産業法に基づいて域内生産の強化を推進している。

資源循環による資源・経済安全保障への寄与

- 再生可能エネルギー発電設備の継続的な拡大に伴い、重要鉱物の確保、そして将来の設備の大量廃棄への対応が課題となる。この中で関連機器のリサイクルは環境対策にとどまらず、安全保障政策の一環としても位置づけられる。

- 主要国では、EU の製品パスポート、中国の循環利用ガイドライン、米国のリサイクル支援、インドの E-waste 対策など、制度整備が進んでいる。今後は、回収網、国際ルール、製品トレーサビリティを整備し、再生資源の利用を促すことでリサイクル市場の需要を創出し、再エネ機器の循環網を構築することが期待される。

電化の進展とサイバーリスク

- サイバーセキュリティへの懸念が高まる中、被害額の大きいサイバー攻撃は 2010 年代半ば以降、大幅に増加している。2015 年のウクライナでは、配電会社への攻撃によって 22 万 5,000 世帯が停電し、復旧に 3～6 時間を要した事例もある。
- エネルギー消費に占める電力の比率（電化率）が高まると見込まれる中、電力利用設備に対するサイバー攻撃への対応が重要となる。屋根置き太陽光発電や蓄電池など小規模分散型設備（DER）への対策が課題となる。個別の発電所だけでなく、分散型設備を含めた電力系統全体を視野に入れた対策が必要である。
- 特に、太陽光発電設備等に設置されるパワーコンディショナ（PCS）や、蓄電池、家電などに広く使われるインバータは、通信機能やクラウド接続を通じて不正アクセスや遠隔操作の対象となり得る。また、インバータは、太陽光発電モジュールや蓄電池セルと同様に製造能力が特定国に集中しており、供給集中のリスクとサイバーリスクが同時に顕在化する可能性がある。
- 対策の一環として、日本は太陽光発電などの分散型設備について、セキュリティラベリング制度に基づく認証の取得を求める方針を示している。ASEAN では DER の脆弱性検証や共通基準の議論が進んでいる。米国、EU、リトアニア、ドイツでも、調達制限、系統からの切断権限の整備、遠隔操作への対策が展開されている。

複合化する再生可能エネルギー発電の安全保障の課題

- 再生可能エネルギー発電を巡っては、産業競争力とサプライチェーンの安定性、重要鉱物の確保、サイバーセキュリティが相互に関係する複合的な安全保障上の課題となってきた。
- 再生可能エネルギー発電に関連する製品については、技術特性、産業競争力、安全保障上の機微性に応じて対応を選択する必要がある。規模の経済が競争力を左右する分野では、国・地域を越えたアライアンスによって供給力とコスト競争力を確保することが有効になり得る。一方、安全保障上の機微性が高い分野では、単独または域内で供給網と管理体制を構築する必要がある。

重要鉱物の安全保障問題

高まる重要鉱物の安全保障問題の重要性

- クリーンエネルギー技術の導入は化石燃料の供給途絶リスクを下げる一方、銅やリチウム、ニッケル、コバルト、グラファイト、レアアース等の重要鉱物を大量に必要とする。これらは生産・精錬が特定国に集中し、地政学的要因の影響を受けやすいため、エネルギー転換は新たな安全保障リスクを生む。

重要鉱物のリスク評価

- 夫々の重要鉱物は固有のリスクを抱えているため、そのリスクを①資源の有限性(可採年数)、②供給の集中度(HHI¹)、③供給国の政治的安定性(世界銀行指標)、④需給バランス(2040年の需給ギャップ率)の4点から評価した。
 - 有限性：ニッケル36年、コバルト37年、銅49年と短い。レアアース全体は193年と長いが重希土類に限ると78年となる。
 - 集中度：グラファイトとレアアースが高く、重希土の精錬HHIは9,606とほぼ中国の独占。総じて生産より精錬段階で集中度が高い。
 - 政治的安定性：コバルト生産部門を除けば、各鉱種で大きなリスク水準の差は存在しない。ただし輸出を経済的威圧に用いる国への依存リスクは指標以上に高いと認識すべき。
 - 需給：いずれの鉱種も2040年に需要超過バランスとなる。ただし、これは実際に供給不足が生じることを意味するわけではなく、今後の供給部門における投資の必要性を示唆するものと解釈すべき。
- 総じて、重要度即ちリスクの低い重要鉱物は存在しない。各鉱種のリスクの内容に応じた確保策が必要である。

サプライチェーンの視点：レアアースとネオジム磁石

- レアアースは市場価値の7割強が磁石向けで、ネオジム磁石は自動車、風力発電、データセンター、ロボット、防衛装備など幅広く使われ、部門間でその供給をめぐる競合が発生する恐れがある。中国のシェアは鉱石生産で約6割だが、分離・精錬で約9割、磁石製造で8割超に高まり、上流を分散しても中流・製品段階の集中は解消しない。日本の中国からのレアアース・磁石輸入は2010年代に減った後、日系

¹ ハーフィンダール・ハーシュマン・インデックス。市場の集中度を測る指標。市場が独占状態にある場合に最大値10,000となり、値が小さいほど分散していることを示す。

企業の中国進出もあって 2010 年の水準に戻りつつある。中国が 2025 年から強化した輸出管理は磁石等の製品も対象としており、サプライチェーン全体を視野に入れた対応が不可欠である。

今後の対応策

- 重要鉱物の安全保障問題は、今後のエネルギー需給と密接にかかわるため、エネルギーと重要鉱物の安全保障を確保するためには統合的アプローチが必要となる。具体的には、①統合的な需給見通しの作成、②省エネルギー・省資源、③多様な技術オプションの確保（揚水発電、PHEV・FCV、CCS、水素等）、④備蓄機能の拡充、⑤アジアとの国際協力（POWER Asia）、⑥リサイクルの推進などが考えられる。
- さらに、これまで重要鉱物の安定供給確保策は、主として政府が大きな役割を果たしてきたが、実際の供給途絶時に機動的に対応するためには、企業の取り組みも重要である。既に、自動車業界では上流投資、中流投資（磁石工場建設など）、民間備蓄、代替技術（レアアースフリー磁石、磁石不要モーター）、リサイクルなどの取り組みが進められており、政府施策との役割分担と補完が今後の課題となる。

前年度のアウトルックとの比較

実績データ、見通しの更新

経済データの実績値やエネルギー需給の実績値を 1 年更新したほか、政情や気候変動政策の変化を考慮した。これによりレファレンスシナリオにおいて、前年度の IEEJ Outlook 2026 と比較して以下の通り実績と見通しが更新された。なお、実績値の遡及更新によって Outlook 2026 で見通した数値よりも特に足元の需要が上方修正されていることに留意する必要がある。

ホルムズ海峡封鎖の見通しへの影響

IEEJ Outlook 2027 では石炭は、2026 年 2 月に発生したホルムズ海峡封鎖の影響によって中東産天然ガスの供給リスクが高まったことで中長期的に石炭火力発電の役割が見直されると想定し、米国・中国・ASEAN で石炭火力の稼働率上昇や新規建設の可能性を見込んだことで増加となった。天然ガスは、ホルムズ海峡封鎖の影響によって供給リスクの高まりが意識されると想定し、ベトナム・タイ、そして、2030 年頃に天然ガスの内需が生産を上回ると見込まれるインドネシアを含むアジアなど、特に天然ガス輸入国で中長期的な減少となった。原子力は、2030 年以降について北米や中国を中心に最

新の各国の計画や目標を参照して発電電力量を上方修正したことで増加となった。太陽光発電や風力発電といった再生可能エネルギーについては、ホルムズ海峡封鎖がもたらした石油・天然ガス危機が長期的なエネルギー転換や太陽光の導入を後押しすると想定し、増加となった。ただし、本年の分析では近年の出力制御の実態をより正確に考慮することで、世界全体では設備容量が増加するものの、一部の国、地域においては設備容量あたりの発電量が減少した。

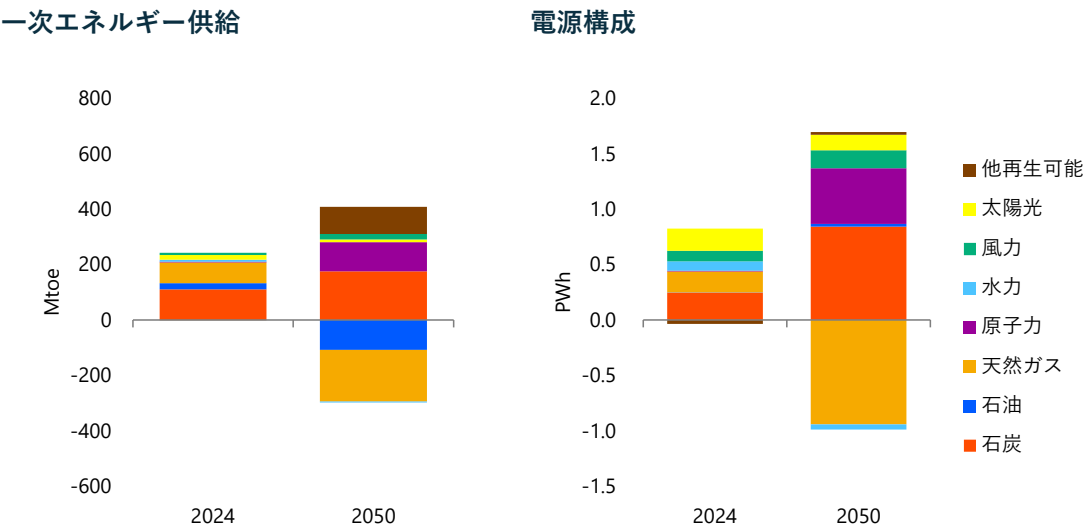
世界のエネルギー需給見通しの概要

世界の一次エネルギー供給は、2024 年には実績の更新により 244 Mtoe、1.6%増加、2050 年は Outlook 2026 の見通しから 113 Mtoe、0.7%増加となった。燃料別には、石油は、2024 年は実績の更新により 0.5%増加となったが、ホルムズ海峡封鎖の影響によって地政学的リスクへの懸念が高まる結果、中長期的に電力やバイオ燃料への転換が進み、2050 年には 108 Mtoe、2.3%減少となった。天然ガスは、2024 年は実績の更新により 2.2%増加となったが、中長期的にはホルムズ海峡封鎖の影響で天然ガス火力発電の利用が減少し、2050 年には 186 Mtoe、4.2%の減少となった。石炭は、2024 年は実績の更新により 2.6%増加となり、さらに中長期的にはホルムズ海峡封鎖の影響で石炭火力発電の活用が進むことで、2050 年には 175 Mtoe、5.6%と大幅な増加となった。原子力は最新の計画や目標を参照したことで、2050 年には 106M toe、10.9%増加となった。他再生可能はバイオ燃料の転換が進むことで 99 Mtoe、5.7%増加となった。

世界のエネルギー源別発電量は、IEEJ Outlook 2026 の 2050 年の見通し値との比較で、2024 年には実績の更新により 0.8 PWh（ペタワットアワー）、2.6%増加、2050 年には 0.6 PWh、1.2%増加となった。以下同様に将来の見通しについては昨年の IEEJ Outlook 2026 の将来値との比較を示す。電源別には、石油が+0.0PWh、石炭が+0.9 PWh、天然ガスが-1.1PWh、原子力が+0.4 PWh、水力が+0.0 PWh、風力が+0.2 PWh、太陽光が+0.1 PWh、他再生可能が+0.6PWh となった。

世界の CO₂ 排出量は、2024 年は実績の更新により 2.1%増加した。2050 年は、GDP 想定が昨年の見通しから下方修正されたこともあり、IEEJ Outlook 2026 の 2050 年の見通し値との比較で GDP あたり一次エネルギー消費が増加した。エネルギー源別には石油の減少や原子力および再生可能エネルギーの増加と石炭の増加が相殺し一次エネルギー消費あたり CO₂ 排出量が横ばいとなった。

図 0-1 | 世界の一次エネルギー供給および電源構成の前年（IEEJ Outlook 2026）との比較
[レファレンスシナリオ]



目次

第 I 部 エネルギー需給展望	20
1. 見通しの枠組み	20
2. エネルギー需要	31
3. エネルギー供給	70
4. 技術進展シナリオ	122
5. 二酸化炭素排出	164
6. エネルギー関連投資	191
第 II 部 エネルギー安全保障の再考	198
7. イントロダクション	198
8. 化石燃料の安全保障	200
9. データセンター増加がもたらす電力安全保障問題	212
10. 再生可能エネルギー発電拡大の安全保障問題	223
11. 重要鉱物の安全保障	235

図 0-1 世界の一次エネルギー供給および電源構成の前年（IEEJ Outlook 2026）との比較 [レファレンスシナリオ].....	12
図 1-1 地域区分.....	20
図 1-2 導入技術の想定例 [技術進展シナリオ].....	21
図 1-3 世界の経済成長率の見通し.....	23
図 1-4 主要国・地域の経済成長率の見通し.....	24
図 1-5 世界の合計特殊出生率、出生率、死亡率の見通し.....	25
図 1-6 人口の見通し.....	25
図 2-1 世界の一次エネルギー消費、実質 GDP、対 GDP エネルギー消費原単位 [レファレンスシナリオ].....	33
図 2-2 主要国・地域の一次エネルギー消費 [レファレンスシナリオ].....	34
図 2-3 世界の一次エネルギー消費 [レファレンスシナリオ].....	35
図 2-4 一次エネルギー消費増減 [レファレンスシナリオ、2024 年～2050 年].....	36
図 2-5 主要国・地域の化石燃料依存度 [レファレンスシナリオ].....	36
図 2-6 世界の一次エネルギー消費の増減寄与 [レファレンスシナリオ].....	37
図 2-7 主要国・地域の供給側電化率 [レファレンスシナリオ].....	37
図 2-8 世界の石油消費と一次エネルギー消費に占めるシェア [レファレンスシナリオ].....	38
図 2-9 主要国・地域の石油消費 [レファレンスシナリオ].....	39
図 2-10 世界の石油消費 [レファレンスシナリオ].....	39
図 2-11 世界の天然ガス消費と一次エネルギー消費に占めるシェア [レファレンスシナリオ].....	40
図 2-12 主要国・地域の天然ガス消費 [レファレンスシナリオ].....	41
図 2-13 世界の天然ガス消費 [レファレンスシナリオ].....	41
図 2-14 世界の石炭消費と一次エネルギー消費に占めるシェア [レファレンスシナリオ].....	42
図 2-15 主要国・地域の石炭消費 [レファレンスシナリオ].....	43
図 2-16 世界の石炭消費 [レファレンスシナリオ].....	43
図 2-17 世界の発電用非化石エネルギー消費 [レファレンスシナリオ].....	44
図 2-18 世界の熱用非化石エネルギー消費 [レファレンスシナリオ].....	44
図 2-19 アジアの一次エネルギー消費 [レファレンスシナリオ].....	45
図 2-20 ASEAN の一次エネルギー消費 [レファレンスシナリオ].....	45
図 2-21 アジアの一次エネルギー消費 [レファレンスシナリオ].....	46
図 2-22 アジアの石油消費 [レファレンスシナリオ].....	47
図 2-23 アジアの天然ガス消費 [レファレンスシナリオ].....	48
図 2-24 実質国内総生産と最終エネルギー消費 [レファレンスシナリオ].....	51

図 2-25 世界の最終エネルギー消費と主要国・地域の増加寄与 [レファレンスシナリオ、2024 年～2050 年].....	52
図 2-26 中国、インド、MENA、ASEAN の最終エネルギー消費 [レファレンスシナリオ].....	52
図 2-27 先進国と新興・途上国の最終エネルギー消費 [レファレンスシナリオ]	54
図 2-28 自動車保有台数 [レファレンスシナリオ].....	54
図 2-29 世界の最終エネルギー消費（エネルギー源別） [レファレンスシナリオ]..	56
図 2-30 世界のデータセンターの電力消費とデータ量.....	59
図 2-31 世界のデータセンターの電力需要見通し（2025-2035 年、レファレンス）	60
図 2-32 世界のデータセンターのエネルギー需要見通し（2020-2035 年）	61
図 2-33 世界のデータセンターの省エネルギーポテンシャル（2035 年）	61
図 2-34 世界の発送配電部門における AI による省エネルギーポテンシャル(2035 年)	65
図 2-35 国際海運・国際航空における AI による省エネルギーポテンシャル(2035 年)	67
図 2-36 AI によるエネルギー部門の省エネルギーポテンシャル（2035 年）	68
図 3-1 主要地域間の原油貿易 [2025 年].....	72
図 3-2 主要地域間の原油貿易 [レファレンスシナリオ、2050 年].....	73
図 3-3 主要地域間の天然ガス貿易（2025 年）	84
図 3-4 主要地域間の天然ガス貿易 [レファレンスシナリオ、2050 年]	84
図 3-5 世界の石炭生産量推移.....	85
図 3-6 世界の石炭生産量推移 [レファレンスシナリオ].....	90
図 3-7 世界の石炭貿易量推移 [レファレンスシナリオ].....	91
図 3-8 主要国・地域間の石炭貿易（2025 年）	94
図 3-9 主要国・地域間の石炭貿易 [レファレンスシナリオ、2050 年]	94
図 3-10 輸送用バイオ燃料 [レファレンスシナリオ].....	96
図 3-11 総発電量・最終電力消費 [レファレンスシナリオ].....	99
図 3-12 総発電量 [レファレンスシナリオ].....	100
図 3-13 発電量構成 [レファレンスシナリオ].....	100
図 3-14 アジア各地域の発電量構成 [レファレンスシナリオ]	101
図 3-15 世界の再生可能エネルギー(水力を除く)発電量（出力抑制前） [レファレンスシナリオ].....	105
図 3-16 太陽光発電設備容量.....	106
図 3-17 風力発電設備容量	106
図 3-18 世界の原子力発電設備容量と基数.....	108
図 3-19 原子力発電設備容量 [レファレンスシナリオ]	112

図 3-20 アジアの原子力発電設備容量 [レファレンスシナリオ].....	114
図 3-21 低炭素水素の需給 [レファレンスシナリオ].....	117
図 3-22 世界の CCS 能力	120
図 4-1 太陽光発電設備容量.....	125
図 4-2 風力発電設備容量	125
図 4-3 原子力発電設備容量 [技術進展シナリオ].....	127
図 4-4 アジアの原子力発電設備容量 [技術進展シナリオ].....	129
図 4-5 低炭素水素の需給 [技術進展シナリオ].....	130
図 4-6 世界の一次エネルギー消費と省エネルギー（レファレンスシナリオ比）[技術進展シナリオ].....	133
図 4-7 一次エネルギー消費の変化（レファレンスシナリオ比）[技術進展シナリオ].....	134
図 4-8 GDP 当たり一次エネルギー消費 [技術進展シナリオ].....	135
図 4-9 世界の最終エネルギー消費の変化（レファレンスシナリオ比）[技術進展シナリオ、2050 年]	136
図 4-10 世界の最終エネルギー消費構成.....	137
図 4-11 最終エネルギー消費節減量と GDP 当たり最終エネルギー消費の変化（レファレンスシナリオ比）[技術進展シナリオ、2050 年].....	137
図 4-12 電源別発電量 [技術進展シナリオ、2050 年]	139
図 4-13 世界の石炭生産量推移 [技術進展シナリオ].....	143
図 4-14 輸送用バイオ燃料 [技術進展シナリオ].....	145
図 4-15 中国の一次エネルギー需要の見通し	149
図 4-16 中国の電化率の見通し	150
図 4-17 インドネシアの一次エネルギー供給推移(百万 boe).....	155
図 4-18 KEN が示す一次エネルギー供給見通し	158
図 4-19 KEN での新・再生可能エネルギーを構成する各エネルギーの比率見通し	160
図 4-20 一次エネルギー供給の見通し（IEEJ）	161
図 4-21 インドネシアにおける輸出量推移.....	163
図 5-1 各国のエネルギー起源 CO ₂ 排出量および 2024 年から 2025 年の排出増減	164
図 5-2 米国の CO ₂ 排出量および一次エネルギー供給量、電源構成の動向.....	165
図 5-3 中国の CO ₂ 排出量および一次エネルギー供給量、電源構成の動向.....	166
図 5-4 世界の CO ₂ 排出量	168
図 5-5 部門別 CO ₂ 排出量	169
図 5-6 主要国・地域別の CO ₂ 排出量.....	169
図 5-7 中国の排出削減量および GDP 当たり一次エネルギー消費量等	171
図 5-8 米国の排出削減量および GDP 当たり一次エネルギー消費量等	172

図 5-9 インドの排出削減量および GDP 当たり一次エネルギー消費量等.....	174
図 5-10 技術進展シナリオの 2050 年までのエネルギー起源 CO ₂ 排出量を拡張して推計したネットゼロ達成年までの総 CO ₂ 排出量	175
図 5-11 【参考分析】本アウトルックのエネルギー起源 CO ₂ 排出量を反映した 2100 年までの温室効果ガス排出量及び世界平均気温	177
図 5-12 エネ起 CO ₂ 排出量からのネット GHG 排出推計量の推計.....	181
図 5-13 先進国の NDC とネット GHG 排出推計量の比較	182
図 5-14 新興・途上国の NDC とネット GHG 排出推計量の比較.....	183
図 5-15 G20 全体の NDC とネット GHG 排出推計量の比較.....	184
図 5-16 排出削減の要因分解(レファレンスー技術進展): 先進国、新興・途上国別	185
図 5-17 排出削減の要因分解(レファレンスー技術進展): 主要国・地域別	185
図 5-18 途上国向けの適応資金ギャップ.....	188
図 6-1 世界のエネルギー関連投資.....	192
図 6-2 地域別エネルギー関連投資 [レファレンスシナリオ、2024 年～2050 年累積]	193
図 6-3 発電分野の投資 [レファレンスシナリオ].....	194
図 6-4 発電分野の投資 [技術進展シナリオ].....	194
図 6-5 石油分野の投資	195
図 6-6 天然ガス分野の投資.....	196
図 6-7 世界の省エネルギー投資の見通し	196
図 7-1 国内外の情勢変化とエネルギー安全保障問題の拡大.....	198
図 8-1 化石燃料需要とアジア（中国除く）のシェアバブ [レファレンスシナリオ]	200
図 8-2 主要な迂回パイプラインルート	203
図 8-3 アジアにとっての代替供給源例	204
図 8-4 レファレンスシナリオでの石油・天然ガス上流投資（2010 年実質価格）	205
図 8-5 技術進展シナリオでの化石燃料需要削減量（アジア・2050 年）	206
図 8-6 石油備蓄コスト例	207
図 8-7 マラッカ海峡・南シナ海の迂回航路例.....	210
図 8-8 日本向け LNG 契約における仕向地制限.....	211
図 9-1 データセンターの電力消費量と世界・地域別の電力需要増加(2024～2030 年)	212
図 9-2 世界の発電量増分の要因（2024～2050 年）	213
図 9-3 データセンターの導入増加に伴う主な課題	215
図 9-4 世界の主要 AI データセンターにおける施設全体の電力需要容量（各年末上位	

10 施設)	215
図 9-5 米国 AEP Ohio におけるデータセンター需要の絞り込み	216
図 9-6 PJM における容量市場 (RPM) の容量価格の推移	218
図 9-7 米国におけるデータセンター建設への反対理由 (複数回答)	221
図 10-1 IEEJ Outlook 2027、IEEJ Outlook 2026 での世界の電源構成の比較 [レファレンスシナリオ]	224
図 10-2 電源別発電コスト (LCOE) と統合コスト	231
図 10-3 世界の重大サイバー攻撃事象数の推移	232
図 11-1 各種重要鉱物の可採年数	237
図 11-2 各鉱種の生産量・精錬量のハーフィンダール・ハーシュマン指数 (HHI)	238
図 11-3 各種重要鉱物の生産・精錬部門での政治的安定性	239
図 11-4 各種重要鉱物の需給ギャップ (2040 年時点)	240
図 11-5 レアアースの用途 (2022 年)	242
図 11-6 レアアースからネオジム磁石に至るサプライチェーン各段階の国別シェア	243
図 11-7 中国からのレアアース輸入量の推移	244
図 11-8 中国からの金属系磁石の推移	245
図 11-9 各鉱種の需給見通し	249
表 1-1 国際エネルギー価格想定	28
表 3-1 原油生産 [レファレンスシナリオ]	71
表 3-2 カナダの LNG 推進政策	80
表 3-3 米国の LNG 推進政策	81
表 3-4 天然ガス生産 [レファレンスシナリオ]	83
表 3-5 一般炭(上段)、原料炭(下段)の生産量推移 [レファレンスシナリオ]	93
表 3-6 主要国・地域における再生可能エネルギー政策・目標	104
表 3-7 地下水素の利用に向けた現状整理	119
表 4-1 技術の想定例[技術進展シナリオ]	122
表 4-2 原油生産 [技術進展シナリオ]	140
表 4-3 天然ガス生産 [技術進展シナリオ]	142
表 4-4 一般炭 (上段)、原料炭 (下段) の生産量推移 [技術進展シナリオ]	144
表 5-1 推計パスの累積 CO ₂ 排出量と残余カーボンバジェットの比較	176
表 5-2 G20 各国・地域の 2035 年目標 NDC	178
表 5-3 NDC・ネット GHG 排出実績量・ネット GHG 排出推計量の計算方法	180
表 5-4 CO ₂ 限界削減費用及びカーボンプライスの比較	186

表 5-5 2025 年の CDR 量と 2050 年のシナリオ上の CDR 量	187
表 5-6 日本における特に優先的に対応が必要な項目等とそれに対する適応策	189
表 8-1 アジアの化石燃料供給リスク例	201
表 8-2 主要な迂回パイプライン概要	203
表 8-3 東南アジア・南アジアでの石油備蓄・在庫日数（推定）	206
表 8-4 産油国共同備蓄	207
表 8-5 東南アジア・南アジアの石油需要・精製能力・主要製油所プロジェクト ...	209
表 8-6 既存・代替供給源の輸送ルート・日数.....	210
表 10-1 電力安定供給に係るリスクとその課題・対策.....	225
表 11-1 検証するリスクと参照する指標.....	236
表 11-2 重要鉱物が抱えるリスク（まとめ）	241
表 11-3 ネオジム磁石が用いられている製品	242
表 11-4 エネルギー・重要鉱物の安全保障確保に向けた統合的な対応策	246
表 11-5 重要鉱物確保に向けた自動車業界の対応事例.....	248
表 11-6 リスク水準の区分	249

第 I 部 エネルギー需給展望

1. 見通しの枠組み

1.1. モデルの概要およびシナリオ設定

2050 年までの世界のエネルギー需給を定量的に評価するため、計量経済的手法を中核とする分析モデルを用いた。モデルは国際エネルギー機関（IEA）のエネルギーバランス表を基礎とし、各種経済指標、人口、自動車保有台数、素材生産量などのエネルギー関連データも組み込んでいる。世界全体を図 1-1 に示す 44 地域と国際バンカーに分割し、それぞれを対象に詳細な需給モデルを構築して分析した。

図 1-1 | 地域区分



出所: [地図] www.craftmap.box-i.net

試算にあたっては、以下の 2 つの中核的なシナリオを想定した。

レファレンスシナリオ

レファレンスシナリオは、本研究の中核となるシナリオである。過去のすう勢と現行のエネルギー・環境政策、技術動向を踏まえて将来を見通し、過去の延長上で見込まれる政策効果も織り込むため、政策や技術を現状のまま固定するものではない。ただし、従来のすう勢から大きく外れる急進的な省エネルギー・低炭素化政策は想定しない。先進

的技術の一つである二酸化炭素回収・貯留(CCS)は、先進国を中心に商業化に向けた支援制度が整備されている。そこで、IEEJ Outlook 2027 では、すでに操業中のものや建設が始まっている事業を中心に、2030 年頃までの比較的近い将来における CCS の導入を見込む。クリーンエネルギーとして期待される水素については、水素・アンモニア混焼火力発電の開始を踏まえ、発電部門での利用が徐々に進む一方、産業・運輸部門での利用は限定的と想定する。

技術進展シナリオ

技術進展シナリオでは、世界各国がエネルギー安定供給、気候変動対策、大気汚染対策などを強化する政策を実施し、その効果が最大限に発揮されると想定する。具体的には、図 1-2 に示すエネルギー需要側・供給側の先進的技術が、現実社会での適用機会・受容性を踏まえ、世界各国で最大限に導入されると想定する。

図 1-2 | 導入技術の想定例 [技術進展シナリオ]

環境規制や国家目標の導入・強化

国家戦略・目標設定、省エネルギー基準、燃費基準、低炭素燃料基準、省エネルギー・環境ラベリング制度、再生可能エネルギー導入基準、固定価格買取制度、補助金・助成制度、環境税、排出量取引等

技術開発強化や国際的な技術協力の推進

研究開発投資の拡大、国際的な省エネ技術協力(鉄鋼、セメント分野等)や省エネルギー基準制度の構築支援等

【需要サイドの技術】

■産業部門

最高効率水準の産業プロセス技術(鉄鋼、セメント、紙パルプ等)が世界的に普及、水素還元製鉄技術の導入

■運輸部門

クリーンエネルギー自動車(低燃費車、ハイブリッド車、プラグインハイブリッド車、電気自動車、水素燃料電池車)の普及拡大

■民生部門

省エネルギー家電(冷蔵庫、テレビ等)、高効率給湯器(ヒートポンプ等)、高効率空調機器、高効率照明の普及拡大、断熱強化

【供給サイドの技術】

■再生可能エネルギー

風力発電、太陽光発電、太陽熱発電、バイオマス発電、海洋発電、バイオ燃料の普及拡大

■原子力導入促進

原子力発電建設加速、設備利用率向上

■高効率火力発電技術

SC、USC、A-USC、石炭IGCC、天然ガス MACC II の普及拡大

■次世代送配電技術

低損失型の変電設備、電圧調整装置

注: SCは超臨界圧火力発電、USCは超々臨界圧火力発電、A-USCは先進超々臨界圧火力発電、IGCCは石炭ガス化複合発電、MACC IIは1,600℃級コンバインドサイクル発電

1.2. 主要前提

エネルギー需給構造は、前節で示したエネルギー利用技術やエネルギー・環境政策に加え、人口、経済成長などの社会・経済要因やエネルギー価格にも大きく左右される。経済成長と人口には、レファレンスシナリオと技術進展シナリオに共通の想定を用いる。

経済情勢

最近の情勢

2025 年の世界経済は、世界的なインフレーションの沈静化と主要国における金融緩和の進展を背景に底堅く推移した。2026 年に入ると、米国第二次トランプ政権による通商政策（関税強化）やイランでの紛争勃発など、地政学的リスクの高まりとエネルギー価格の上昇が起こった。このため、企業投資や家計消費における慎重な姿勢が強まっている。成長の勢いはやや鈍化し、地域間のばらつきも依然として大きい。

米国では、インフレ率が目標水準に近づいたことを受け、連邦準備制度理事会（FRB）が利下げを進めてきた。一方、2025 年以降の経済は第二次トランプ政権の関税強化や政策方針に振り回されている。高所得層の消費や AI 投資が牽引する一方で低・中所得層が低迷する「K 字経済」が鮮明となる中、景気減速気配と不法移民の取り締まり強化による「奇妙なバランス」「雇用も解雇も低水準」という状況に対応すべく、2025 年 9 月には 6 か月ぶりに利下げを行った。これまでのところ、関税の大幅な引き上げの影響は一部にとどまっているものの、2026 年秋の中間選挙に向けた動向や財政悪化リスクもあり、経済の先行きには不透明感が残る。

ヨーロッパでは、インフレ率の低下を受け、欧州中央銀行（ECB）が 2025 年前半にかけて連続して政策金利を引き下げ、スイス国立銀行もゼロ金利政策に回帰した。その後は、中東情勢の悪化などに伴うインフレ再燃への警戒から、2026 年半ばにかけて政策金利を据え置いている。最大の経済規模を持つドイツは、エネルギー価格の急騰などにより不振が続く一方、消費者心理の改善を背景に、経済活動が緩やかに回復している。ただし、ロシアによるウクライナ侵攻の長期化や中東危機によるエネルギー供給の不確実性など、下振れリスクは依然として大きく、先行きには注意が必要である。

中国では、「質の高い発展」戦略のもとで電気自動車（EV）や半導体などハイテク製品の輸出が増加する一方、2025 年も米国などとの貿易摩擦が再燃した。内需の低迷や不動産市場の停滞、地方の財政難により成長は鈍化している。政府は預金準備率やローンプライムレートの引き下げなど金融緩和策を継続しているが、消費者心理の本格的な改

善には至っていない。2026 年も、人口減少やデフレ傾向などの構造的課題が重なり、成長の減速が続くと見込まれる。

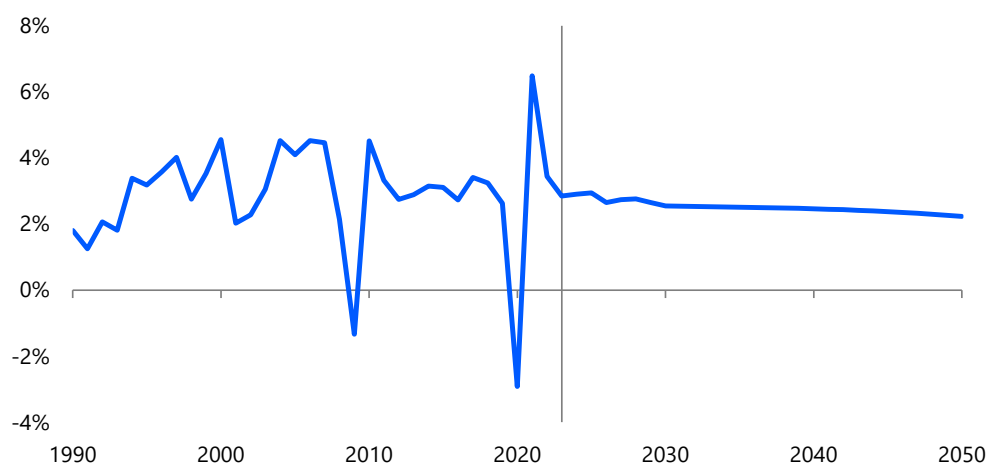
インドは、好調な個人消費、輸出の回復、サービス業の高付加価値化、インフラ投資の拡大を背景に、相対的に高い経済成長率を維持している。米国から最大 50%の高関税を課されたことへの対策として、2025 年 9 月に実施した物品・サービス税（GST）の大幅減税が成長を強く後押しした。2026 年には、イラン情勢に伴う原油高などを受けて中央銀行が成長見通しを下方修正するなど、新たなリスクに直面している。それでも、人口増加とデジタル化の進展を背景に、世界経済の成長エンジンとしての地位を一層強めると見られる。

将来の想定

経済成長率は、各国政府の経済開発計画や各国シンクタンクなどの見通し²を参考に、以下のとおり想定する。

世界経済の成長率は、米国の関税政策などの影響により、2025 年には新型コロナウイルス禍以降で最低の 2.6%に減速する。その後数年をかけて持ち直すものの、2050 年に向けて年率 2%台後半から 2%台前半へ徐々に低下する（図 1-3）。ロシアによるウクライナ侵攻の長期化は局地的・短期的な影響を及ぼすが、世界経済全体に甚大な損失をもたらすには至らない。一方、米国の自国優先政策の強まりを背景に、サプライチェーン再編に伴う費用上昇や市場縮小への懸念が広がる。多くの国では、中長期的な経済成長を維持するには、生産性向上、技術イノベーション、適切な財政・金融・分配政策、国際協調、安全保障の確保が不可欠になる。

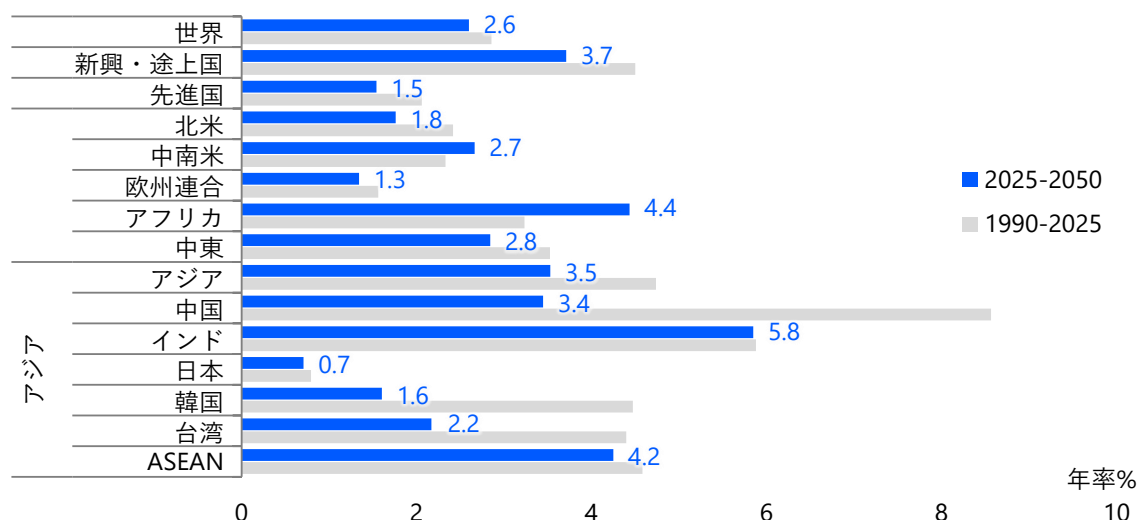
図 1-3 | 世界の経済成長率の見通し



² ホルムズ海峡封鎖の影響が考慮された見通しも参照している。

先進国経済の成長は過去よりやや減速し、見通し期間中は年平均 1.5%で成長する(図 1-4)。新興・途上国も同様に減速するが、成長率は先進国の倍以上、3.7%を見込む。特にインドは、1990 年以降の実績(6.1%)からは鈍化するものの 5.8%と、世界で最も高い成長率を達成する国の 1 つとなる。中国は減速基調が続き 3.4%と、新興・途上国平均を下回る。アフリカと東南アジア諸国連合(ASEAN) 経済は、いずれも 4%台前半の成長を遂げる。

図 1-4 | 主要国・地域の経済成長率の見通し

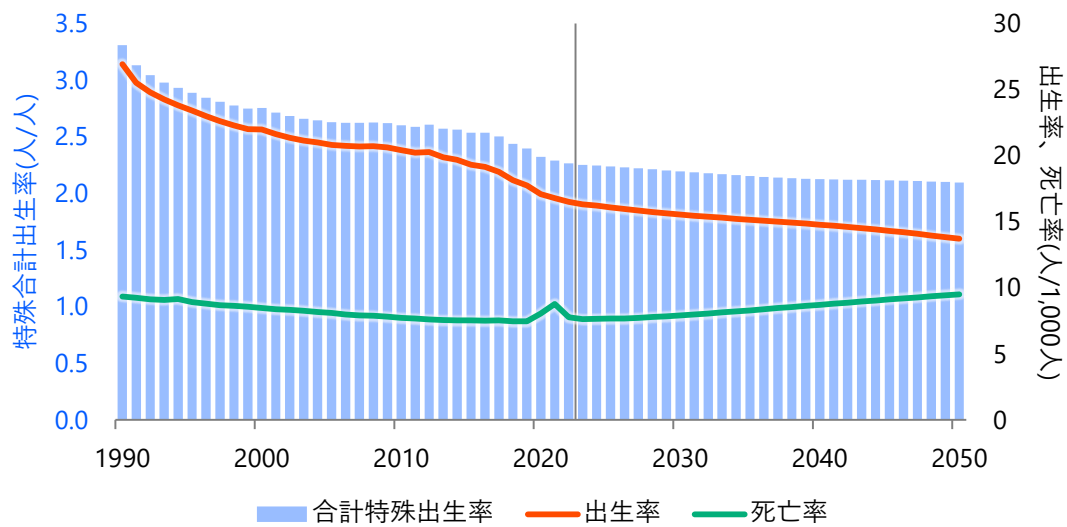


人口

人口想定では、国際連合「World Population Prospects」などを参照した。先進国では合計特殊出生率が依然として低水準で推移し、多くの国・地域で 1.7 を下回る状況が続く。新興・途上国においても、所得水準や女性の教育・労働参加の向上を背景に出生率の低下傾向がいつそう進む。一方、医療技術の進展や公衆衛生環境の改善により中長期的には高齢化が進展し、死亡率は緩やかに上昇していく。

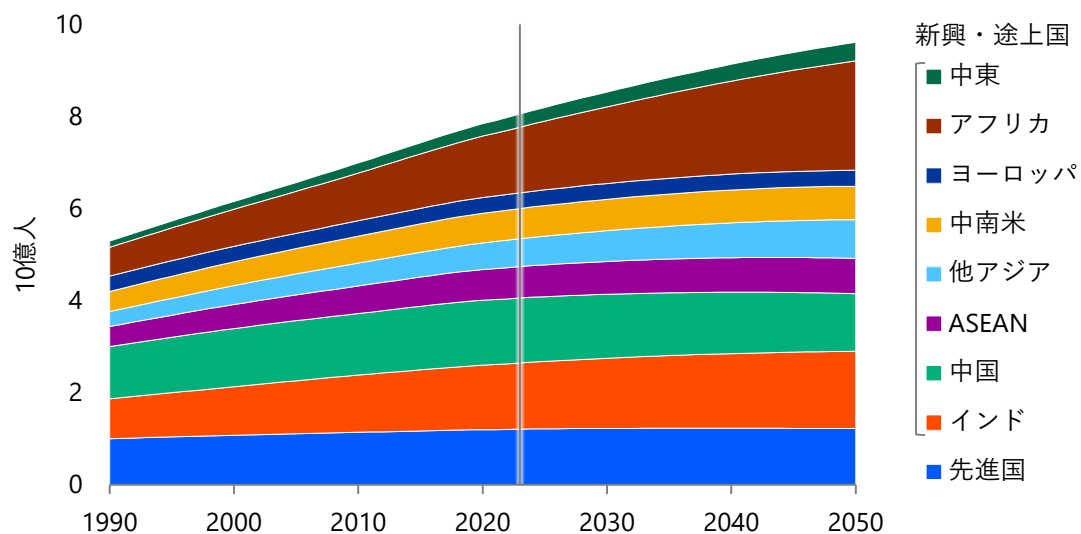
このように、世界の人口は引き続き増加するものの、少子高齢化が進むためそのペースは徐々に鈍化し、年平均 0.7%の増加基調で推移すると見込む。その結果、1990 年に 53 億人、2023 年に 81 億人であった世界人口は、2050 年には 95 億人に達する(図 1-6)。

図 1-5 | 世界の合計特殊出生率、出生率、死亡率の見通し



出所: 国際連合「World Population Prospects 2024」

図 1-6 | 人口の見通し



先進国のうち北米は、特に米国で国外からの人口流入が多く、また出生率も相対的に高いことから、人口は比較的堅調に増加し、2050年には4億2,200万人となる³。しかし、そのテンポは緩やかなものにとどまり、世界に占める割合は微減となる。欧州連合(EU)の人口は、ウクライナ侵攻による移民の影響もあって2020年代前半にピークを迎え、その後減少に転じて2050年には4億2,800万人となる。アジアでは、2023年に中国を

³ 国際連合「World Population Prospects 2024」は、2025年に発足したトランプ政権の排外的な政策を反映していない。

抜いて世界最多の人口を擁するようになったインドが高い増加率を維持して、2050 年には 16 億 8,000 万人に達する。中国は、2021 年にピークを打ち、すでに減少が始まっており、2050 年に向けて 12 億 5,000 万人まで減少する。ASEAN は、2050 年までに現在から 1 割増加して、7 億 7,300 万人に達する。なお、日本は 2011 年より減少に転じており、2050 年には 2024 年から 15%減少して 1 億 500 万人となる。韓国も 2021 年から徐々に減少傾向を呈しており、2050 年には 4,500 万人となる。

他方、新興・途上国では、アフリカやインドなどが牽引することで人口が引き続き大きく増加する。アフリカは、出生率は徐々に低下するものの死亡率も減少するため、2050 年には現在の 6 割増となる 23 億 7,800 万人となる。中でもナイジェリアは、急速な人口増加が見込まれており 2050 年には世界第 3 位の人口規模となる。中東は、政府が人口を増やすために資金面で優遇策を採っていること、域外からの流入が増加することなどから 5 割増加し、2050 年には 4 億 400 万人となる。

国際エネルギー価格

近年の原油価格は、供給過剰懸念と対抗する OPEC プラスの協調減産とがせめぎ合う構図であった。産油国の地政学リスクは常に意識されていたものの、価格への影響は概ね短期的なものにとどまっていた。このような構図は 2025 年以降に崩れたと言える。

歴史的に OPEC は価格重視（減産）と市場シェア重視（増産）の間で揺れ動いてきた。2016 年末に OPEC プラスへと拡大してからは、紆余曲折がありながらも基本的には減産を維持してきた。しかし、2025 年 4 月に OPEC プラスが段階的ではあるが増産に転じたことで、2025 年の原油市場では供給過剰がより意識されやすくなった。2025 年 6 月のイスラエル・米国によるイラン攻撃は短期間で収束したこともあり、原油価格への影響は限定的であった。結果として 2025 年の Brent 原油価格は年初の\$76/bbl から年末には\$61/bbl にまで低下した。

しかし、2026 年 2 月 28 日にイラン戦争が勃発して以降は、地政学リスクが供給過剰懸念を凌駕している。イランはホルムズ海峡を封鎖、米国はイラン港湾を封鎖したことで、史上最悪の石油供給途絶が発生し、2026 年 3 月にはペルシャ湾内を積地とする Dubai 原油価格は\$137/bbl に、Brent 原油価格も\$112/bbl に達した。6 月 17 日に米国とイランが戦闘終結に向けた覚書に署名しホルムズ海峡通航量が増加したことで、Brent 原油価格は 7 月 1 日に開戦前と同水準となる\$71/bbl にまで下がった。しかし、ホルムズ海峡の管理体制を巡る対立から、7 月に米国とイランは戦闘を再開し、覚書は形骸化していた中で 8 月 16 日に失効した。ホルムズ海峡に加え、7 月にはフーシ派がバベルマンドブ海峡封鎖を宣言した。2026 年 10 月時点でも、フーシ派による船舶やサウジアラビアに対する攻撃が続いており、原油価

格は不安定な状況にある。

スポット LNG、スポット天然ガス価格(ヨーロッパ)は、2020 年の低迷後、2021 年後半以降に高騰し、価格変動も激しくなった。2021 年 8 月から 2023 年 4 月まではスポット LNG・天然ガス価格が熱量ベースで原油価格を継続的に上回った。その後、2024 年後半以降は、おおむね天然ガス価格は原油価格に比して低い水準か、原油価格とほぼ同等の水準を推移しているものの、2021 年前半以前の低水準を上回っている。

2023 年 4 月以降は、ヨーロッパ天然ガス危機への懸念が緩和し、また 2030 年に向けて LNG 供給は堅調に推移するとの観測から、先行きの見通しにも緩和傾向が見られた。しかし、ヨーロッパ向けロシア産パイプラインガス供給の一段の減少、中国の LNG 引き取りの回復状況、予想外の LNG 生産トラブルによっては、需給バランスが急速に反転する可能性がある。その実例として、2026 年 2 月末に始まったイラン戦争後の動きがある。ホルムズ海峡の封鎖によってカタール、アブダビの LNG 輸出が停止し、アジアのスポット LNG、ヨーロッパのスポット天然ガス価格ともに、2025 年平均の \$12/MBtu⁴前後から、2026 年上半期平均は \$15/MBtu 前後となった。日本平均 LNG 輸入価格は、2025 年から 2026 年前半までは \$11/MBtu 前後であったが、2026 年後半以降は同年 4 月以降の原油価格上昇を受けて、LNG 輸入価格の上昇が予想される。

一般炭価格は、2022 年のウクライナ侵攻の影響による急騰後、2023 年から 2024 年にかけての一般炭市場は \$100~\$110/t 程度まで沈静化した。これは主要産炭国の供給回復に加え、EU でのガス代替手配完了による緊急需要の消滅や、中国・インドによる国内炭増産が国際市場の買い圧力を緩和したためである。米国では 2025 年の第二次ランプ政権発足により化石燃料政策見直しの機運が高まり、また世界では 2026 年に入ってホルムズ海峡の封鎖が現実のものとなった。「エネルギー安全保障」が最優先の課題となり、代替及び安定電源として石炭を見直す動きも出ている。こうしたことから石炭価格は若干持ち直し、イラン戦争発生以降は \$130/t 前後で推移している。一連の推移は、市場の軸足が脱炭素の推進のみならず、現実的なエネルギー安全保障の確保へと移りつつある状況を示している。今後は脱炭素と安全保障の双方の動向を織り込む形で価格が展開していくものとみられる

レファレンスシナリオ

レファレンスシナリオでの石油需要は、2040 年頃までほぼ横這いで堅調に推移し、その後 2040 年代には若干減少する。また、ホルムズ海峡封鎖を受けて輸入国では中東依

⁴ 英国熱量単位(British Thermal Unit)

存度低減の取り組みが進めることで、2030 年頃までは中東原油よりコストが高い米国等の生産シェアが高まる。これらを踏まえ、実質価格(2025 年価格)は、2030 年と 2040 年が\$85/bbl、2050 年が\$83/bbl と想定する(表 1-1)。想定インフレ率 3%/年程度の下での名目価格は、2030 年に\$97/bbl、2050 年には\$172/bbl となる。

天然ガス価格のうち日本の輸入価格については、原油価格の影響を受ける部分について、日本での石油消費量の減少傾向を踏まえて原油価格に対する感応度を引き下げる。今後、米国本土の LNG 輸出が増加、定常化することにより、調達先の多様化や仕向地制限条項の撤廃・緩和に向かうことが期待され、原油価格の動きから次第に乖離してゆくことを見込む。さらに、日本の価格は新興市場も含めたアジア市場の価格水準とも相互に影響を及ぼすことを考慮する。これらを踏まえ、原油価格影響を受ける比率を 2030 年で 60%から 2050 年で 50%に漸減すると設定する。一方、原油価格以外、主として米国産天然ガス価格の影響を受ける部分は、比率を 2030 年で 40%から 2050 年で 50%に漸増するとした。この部分は、米国ヘンリーハブ価格に一定の割り増し係数を乗じたうえでマージンを加えて算定する。

表 1-1 | 国際エネルギー価格想定

実質価格			レファレンス			技術進展		
		2025	2030	2040	2050	2030	2040	2050
原油	\$2025/bbl	68	85	85	83	75	65	60
天然ガス								
日本	\$2025/MBtu	11.3	9.9	9.8	8.9	9.1	8.5	7.7
ヨーロッパ(オランダ)	\$2025/MBtu	11.9	10.3	10.8	9.8	9.8	9.7	8.8
米国	\$2025/MBtu	3.6	4.5	5.4	4.6	4.4	5.2	4.4
一般炭	\$2025/t	126	105	110	110	100	90	80

名目価格			レファレンス			技術進展		
		2025	2030	2040	2050	2030	2040	2050
原油	\$/bbl	68	97	129	172	85	99	124
天然ガス								
日本	\$/MBtu	11.3	11.2	14.9	18.5	10.4	13.0	16.0
ヨーロッパ(オランダ)	\$/MBtu	11.9	11.7	16.3	20.4	11.2	14.8	18.2
米国	\$/MBtu	3.6	5.1	8.1	9.6	5.0	7.8	9.2
一般炭	\$/t	126	119	167	228	114	136	166

注: インフレ率を年率3%程度として算出。

米国ヘンリーハブ価格は、米国エネルギー情報局(EIA)による長期見通し「Annual

Energy Outlook」2026 年版のレファレンスシナリオを参考にしつつ設定する。米国の価格は、豊富な供給力を背景に今後も他地域と比較して廉価で推移する。実質価格は、足元の開発状況も踏まえつつ、2030 年に向けて緩やかに上昇する。その後は、開発・生産コストの相対的上昇と域外輸出も含めた需要の増加により 2040 年に向けて水準が上昇し、以降は緩やかな低下となる。ヨーロッパの価格のうち原油価格影響を受ける部分の係数は、原油消費量の減少傾向に合わせて下げる。従来ヨーロッパの天然ガス市場で価格の安定性を支えていたロシア産パイプラインガスのフェーズアウトを反映して、高めとなる。

今後の新規 LNG プロジェクトおよび既存 LNG プロジェクトには、二酸化炭素回収・貯留(CCS)、電化が組み込まれていくと想定する。ただし、それに伴う投資コスト増加、これによる価格上昇・プレミアムは、本価格想定には織り込まない。すでに、クリーン性で差別化した LNG に価格プレミアムが生じる可能性の議論も浮上する一方で、温室効果ガス(GHG)対策追加コストを価格に織り込まないことを明言している生産者や、プレミアム化を懸念する消費者も存在する。

石炭価格(オーストラリアニューカッスル港出し一般炭本船渡し[FOB]価格)は、2022 年には主要国によるロシア産石炭の禁輸措置などにより記録的な高値を付けたものの、世界的な供給不安はすでに足元で緩みつつあり、価格も落ち着きを見せている。以降は、世界的なカーボンニュートラルの動きもあって需要が減少する中でも、新規投資が行われなくなることで需給が段々とタイト化し、実質価格は 2040 年には\$110/t となる。インドや ASEAN 等のアジア諸国において発電用需要が増加する一方で、供給サイドでは環境規制の強化、脱炭素潮流により石炭の生産能力拡大は、特に先進国において今後ほとんど行われなくなると見込む。これにより、季節要因や需給バランスの崩れによる短期的な変動のリスクが高まることが懸念される。

技術進展シナリオ

技術進展シナリオにおいては、省エネルギーや原子力、再生可能エネルギー（以下再エネとも称す）、水素などへのエネルギー転換がより急速に進められることから、化石燃料需要は 2030 年ごろから減少する。需要が低迷する結果、化石燃料の価格は全般としてレファレンスシナリオと比較して廉価となる。エネルギー需要構造の円滑な転換とそれに対応した供給体制が構築されない場合は、価格の乱高下リスクが顕在化することもありうる。

世界の天然ガス需要は、2030 年代にピークを迎え、その後漸減することとなる。日本

向け価格のうち、原油価格影響を受ける部分の原油価格に対する感応度は、日本の石油消費量の減少傾向に合わせて引き下げる。また技術進展シナリオでは石油需要のいっそうの減少傾向を見通すため、供給のうち原油価格影響を受ける部分の比率をレファレンスシナリオよりも低く、2030 年 50%、2050 年 40%に設定する。これ以外の主として米国産天然ガス価格の影響を受ける部分は 2030 年 50%、2050 年 60%とする。

米国ヘンリーハブは、引き続き豊富な供給力を前提としつつ、EIA「Annual Energy Outlook」2026 年版も参照した。ヨーロッパのうち、原油価格影響を受ける部分の原油価格に対する感応度は、原油消費量の減少傾向に合わせて下げる。また、石油消費量の減少が強まることを踏まえて、供給のうち原油価格影響を受ける比率を引き下げる。

2. エネルギー需要

2.1. 一次エネルギー消費

エネルギー政策がエネルギー安全保障重視や産業競争力と不可分の課題になり、省エネが進む一方、世界のエネルギー需要は増加

米中対立やロシアによるウクライナ侵略、イラン戦争など、主要国間の地政学的緊張が高まる中、エネルギー政策は脱炭素化だけでなく、安全保障や産業競争力と不可分の課題となっている。2026 年 2 月に発生したホルムズ海峡の封鎖は、石油・天然ガスの輸送経路における地政学的リスクを改めて浮き彫りにし、エネルギー価格の高騰や輸入依存への懸念を強めた。

気候変動に伴う自然災害も深刻化している。2026 年には、インドで 5 月に、欧州で 6 月に、記録的な熱波が相次いで発生した。欧州では、熱波が干ばつを悪化させ森林火災につながるという複合的な災害も起きている。カナダでは夏季に山火事が急速に拡大し、非常事態宣言が発令された。また、8 月にはネパール・チベット国境付近で、氷河や岩盤の大規模な崩落をきっかけとする鉄砲水が発生した。こうした災害リスクの高まりにより、気候変動政策の緊急性は一層増している。

地政学リスクによるエネルギー安全保障上の懸念と、災害リスクによる対策の緊急性という二つの圧力を受け、各国は気候変動政策を排出削減だけでなく、産業政策、エネルギー価格対策、エネルギー安全保障と結び付けて再構成し始めている。特に、省エネルギーによる需要抑制、再生可能エネルギーの導入、電化への投資を組み合わせることで、排出削減とエネルギー輸入依存度の低減を同時に実現しようとする動きが広がっている。COP30 でも、世界全体の電化率の引き上げ、再生可能エネルギーの導入拡大、途上国への資金支援、エネルギー移行期における化石燃料の管理などが主要な論点となった。

こうした動きは、地域ごとの事情に応じて異なる形で現れている。まず、ホルムズ海峡の封鎖を受け、アジアを中心とするエネルギー輸入国では、中東依存度の高い国々ほど供給不安が強まった。各国では主要な海上輸送路の途絶リスクを踏まえ、石油・天然ガスの備蓄強化、調達先の多様化、輸送・供給網の安定化が進められている。中東地域でも、エネルギー関連施設への攻撃やシーレーンの脆弱性が改めて認識されている。

一方、ASEAN 諸国やインドでは、経済成長と人口増加に伴う電力需要の増加が課題と

なっている。これらの地域では、再生可能エネルギーの導入拡大に加え、送電網の整備、蓄電池の導入、需要調整などによる系統柔軟性の確保が進められている。需要の増加を抑制するだけでなく、増加する需要を低炭素かつ安定的に賄うための投資が重要となっている。

主要国・地域の対応を見ると、気候変動政策と安全保障・産業政策との結び付きの度合いや方向性に違いがある。米国では、2025 年の第二次トランプ政権発足以降、バイデン政権時に強化された環境よりも経済安全保障や国内産業強化を重視する傾向が強まっている。原子力の活用に加え、化石燃料の増産など国内投資の促進が打ち出されており、脱炭素と逆行する面があっても国内供給力強化を優先する方針が一段と鮮明になっている。

欧州では、ロシアによるウクライナ侵略を契機に、冬季の天然ガス不足やエネルギー価格高騰への懸念が、再生可能エネルギーの導入、省エネルギー、電化を促進する要因となってきた。現在は、緊急対応から、電化や省エネルギーを恒常的に支援する政策へと軸足が移りつつある。エネルギー輸入依存からの脱却と企業負担の軽減を両立させるため、電化支援を強化する一方で、排出量取引制度における排出削減のペースを緩和するなど、規制負担を抑えながら電化や低炭素投資を促進する方向性が強まっている。

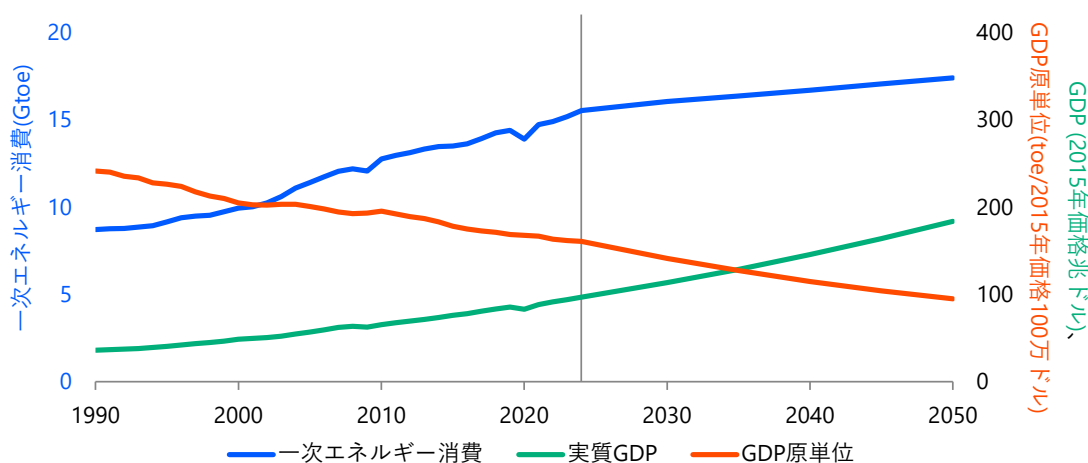
中国は、重要鉱物や関連設備の供給を戦略的に管理することで、国際交渉力と産業競争力を高めようとしている。2026 年 3 月に策定した第 15 次五カ年計画では、電気自動車、リチウムイオン蓄電池、太陽光発電設備などの輸出強化に重点が置かれた。これは、気候変動対策としての脱炭素化に加え、成長産業の育成と国際市場における競争力の確保を重視する政策への拡張を示している。

このように、各国の対応は、国内供給力の強化(米国)、規制負担の抑制と電化支援の両立(欧州)、産業・輸出戦略との一体化(中国)など、重点の置き方に違いがある。しかし、気候変動対策がエネルギー安全保障や産業競争力と切り離せなくなっているという点では共通している。

世界の国内総生産（GDP）当たり一次エネルギー消費量、いわゆるエネルギー消費の GDP 原単位は、気候変動対策、エネルギー安全保障、産業競争力の向上を背景とする省エネルギーやエネルギー利用効率の改善により、2024 年から 2050 年にかけて、1990 年から 2024 年までの期間を上回るペースで低下すると見込まれる(図 2-1)。COP28 では、2030 年までにエネルギー効率の改善率を年率 2%から 4%に倍増させることが約束されたが、想定される改善率は 2024 年から 2030 年まで 2.1%、2035 年まで 2.1%、

2050 年までは 2.0%にとどまる。世界の GDP 成長はエネルギー効率改善を上回るため、世界の一次エネルギー消費は引き続き増加する見通しである。1990 年から 2024 年まで年率 1.7%であったエネルギー消費の伸びは、省エネルギーの進展により 2024 年から 2035 年にかけて年率 0.6%、その後 2050 年にかけて 0.5%へ鈍化する。その結果、世界のエネルギー消費は、2035 年に 2024 年比で 5%増加し、石油換算 16,339 百万 t (Mtoe)、2050 年に 12%増加、17,379 Mtoe となる。原子力や再生可能エネルギーなどの非化石燃料だけで新たな需要をすべて賄うことは困難であり、需要の増加を前提として、エネルギー供給の脱炭素化、安定供給、価格の抑制を同時に実現する必要がある。

図 2-1 | 世界の一次エネルギー消費、実質 GDP、対 GDP エネルギー消費原単位
[レファレンスシナリオ]

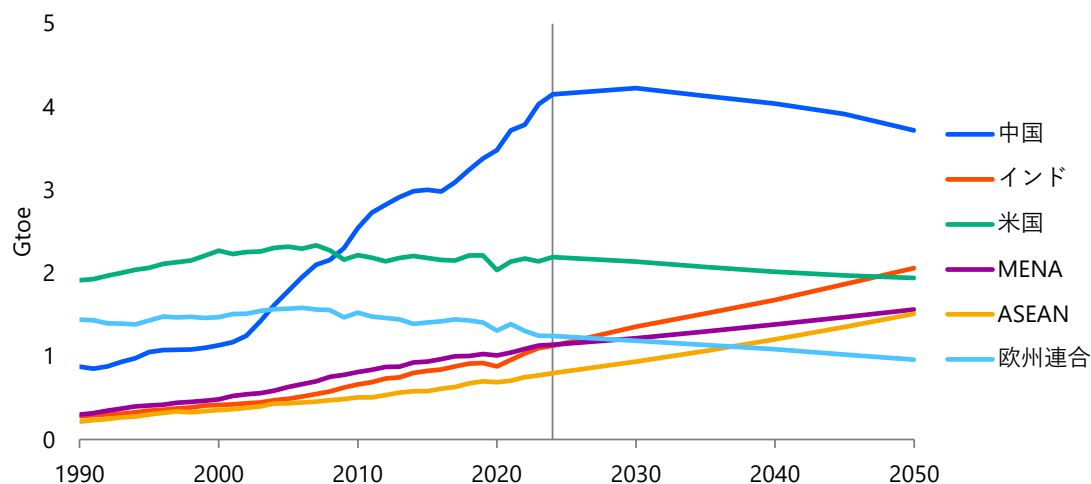


地域別には、2000 年以降、世界のエネルギー消費増加を牽引していた中国では、経済成長の鈍化に加え、産業のサービス化や電気自動車(EV)の拡大等の省エネルギー、再生可能エネルギーの導入が進むため⁵、一次エネルギー消費は 2030 年代前半をピークに減少に転じる。一方、インド、東南アジア諸国連合(ASEAN)、中東・北アフリカ(MENA)は、省エネルギーが一定程度進むものの、経済拡大が著しいことから増加の一途をたどる。この 3 か国・地域の 2024 年から 2035 年までの消費増分は世界の 99%、2050 年までは 111%を占める。その結果、これらの国の世界全体に占めるシェアは 2024 年の 20%から 2035 年には 24%、2050 年には 30%まで拡大する(図 2-2)。したがって、先進国や中国のエネルギー消費の減少を加速させることに加え、インド、ASEAN、MENA のエ

⁵ IEA 統計では再生可能エネルギーの電力への転換効率は 100%と定義されているため、火力発電から再生可能エネルギー発電に転換することで一次エネルギー消費が減る。

エネルギー消費を抑制してゆけるか否かが世界全体のエネルギー消費の動向、ひいては気候変動対策やエネルギー安全保障対策の成否を左右する。

図 2-2 | 主要国・地域の一次エネルギー消費 [レファレンスシナリオ]



エネルギー多消費国・地域である米国、EU、日本などの先進国や中国においても気候変動対策やエネルギー安全保障対策の観点からエネルギー消費削減を継続することも不可欠である。しかし、米国ではトランプ大統領がバイデン前政権下における環境対策の大統領令を撤回し、自国の化石燃料優先の方向に向かっている。EUでも排出量取引制度の削減目標や規制の緩和など気候変動対策の見直しとともに産業競争力をより重視する方向へのシフトが続いている。中国も、2026年に発表した第15次五か年計画において石炭・石油消費のピークアウトは掲げつつも、同時にエネルギー安全保障と供給安定を強く意識している。世界のGDPに占める日米欧のシェア、そして中国のシェアは、それぞれ2035年で40%、22%、2050年で34%、24%である。一次エネルギー消費に占めるシェアも2035年は22%、25%、2050年は18%、21%と、引き続き大きい。したがって、世界の気候変動やエネルギー安全保障対策を進めるには、日米欧や中国が投資を通じて世界経済を安定的に成長させる役割を果たしつつ、自らのエネルギー消費低減を率先し、いっそう加速することが重要である。

世界のエネルギー消費のさらなる抑制を図るためには、各国の政策に委ねるのみならず、先進国と新興・途上国の間および新興・途上国同士の間における国際協力の強化も期待される。日米欧等の先進国はこれらの新興・途上国に対し、パリ協定6条（炭素クレジットの国際取引を定めている）の活用やCOP29で合意した気候資金に関する新規合意数値目標の順守、化石燃料供給の不安定さを中心としたエネルギー安全保障の懸念の共

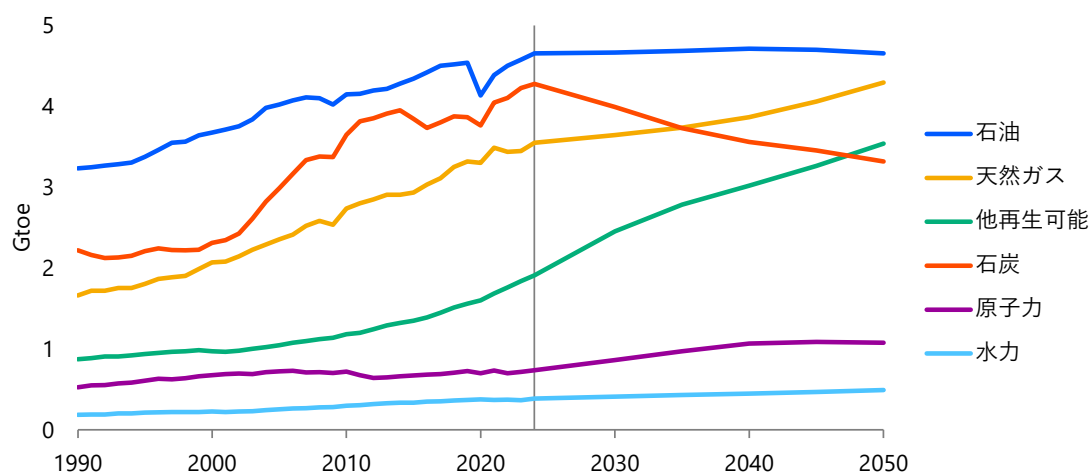
有等により、エネルギー消費を抑えつつ経済成長を実現できるような高効率技術の移転や支援などを行う必要がある。

気候変動やエネルギー安全保障の高まりの中でも、天然ガスを中心に化石燃料消費は伸び続ける

速度の緩急はあるものの、世界でカーボンニュートラルを目指す動きが続いている。気候変動対策では COP28 で世界全体での再生可能エネルギー設備容量を 2030 年までに 2022 年比 3 倍、世界全体の原子力発電容量を 2050 年までに 2020 年比で 3 倍にすると野心的な目標が掲げられた。加えて、ロシアのウクライナ侵攻やホルムズ海峡封鎖を契機に、ヨーロッパやアジアを中心に化石燃料の安定供給への懸念が高まり、国産／準国産エネルギーである再生可能エネルギーや原子力に対する期待が高まっている。

しかし、再生可能エネルギーは 2020 年代も拡大を維持するものの、2022 年から 2030 年では 1.4 倍にとどまる。2030 年以降は土地・系統制約から伸びが鈍化し、2035 年には 1.5 倍、2050 年には 1.9 倍となる。原子力は現状の計画では一次エネルギーベースで 2050 年に 2020 年比 1.5 倍にとどまる(図 2-3)。また、水素やアンモニアはコスト高から十分な需要が生まれず、導入はほぼ拡大しない。

図 2-3 | 世界の一次エネルギー消費 [レファレンスシナリオ]



化石燃料消費は、2020 年には新型コロナウイルス感染症 (COVID-19) の影響で景気悪化や外出自粛等もあり大きく減少した。しかし、新型コロナウイルス禍からの回復以降は増加傾向に戻り、2024 年には石炭、石油の消費量は過去最大となった。2040 年までは石炭の減少が石油、天然ガスの増加を上回り化石燃料全体では減少する。以降は天然ガスの増加が大きくなることから増加に転じるものの、2050 年は 2024 年比 1.7%減

となる。天然ガスはロシアのウクライナ侵攻やカタールの LNG 施設へのイランの軍事攻撃で供給不安は高まったが、化石燃料の中で最も低炭素であることから、気候変動対策の観点から導入が進むことで最も増加する。2050 年の消費量は発電部門を中心に年率 0.7%で増加して 2024 年の 1.2 倍になり、石油に次いで消費されるエネルギーとなる。石油はホルムズ海峡封鎖の影響で供給不安が高まったことから電動車の普及等の脱石油行動が進むものの、人やモノの移動が増えることから、2040 年まで 1.3%増となる。ただし、2050 年にかけては減少し、2024 年とほぼ同水準になる。石炭は廉価であり、エネルギー安全保障上の懸念も少ないことから電力需要が拡大するインドや ASEAN では増加するものの、先進国を中心とした気候変動問題の対策や中国を中心とした大気汚染等を背景とした利用抑制で減少する。2050 年まで年率 1.0%で減少し、2040 年代後半には水力を除く再生可能エネルギーを下回ることになる。

足元から継続的に非化石エネルギーの利用が拡大するものの、それ以上に需要全体が増えることから、30 年後においても非化石エネルギーだけでエネルギー消費を賄うことは非常に難しい。2050 年までのタイムラインにおいては、世界、とりわけ消費が拡大する新興・途上国では、化石燃料と非化石エネルギーの併用が現実的である(図 2-4)。

図2-4 | 一次エネルギー消費増減
[レファレンスシナリオ、2024年～2050年]

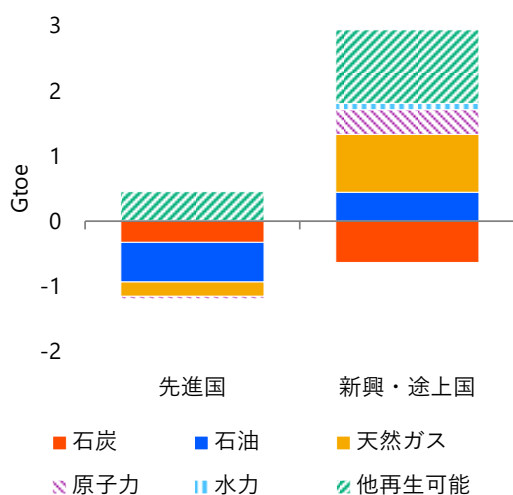
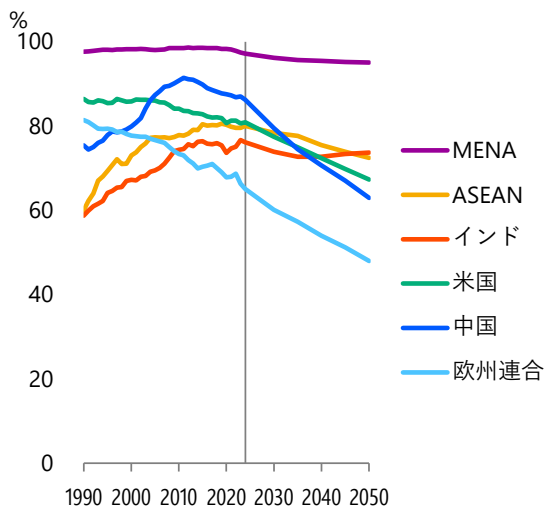


図2-5 | 主要国・地域の化石燃料依存度
[レファレンスシナリオ]



2050 年の世界の化石燃料依存度は 71%と 2024 年の 80%に比べて低下する。米国、EU、日本は、エネルギー消費総量が減少する中で非化石エネルギーの導入が進むことから、化石燃料への依存は 2024 年の 81%、65%、83%から、2050 年に 67%、48%、63%へと低下する(図 2-5)。一方、中国を除く新興・途上国は高止まりする。インド、ASEAN、

MENA は、エネルギー消費総量が増加し、増加分の多くを化石燃料で賄うことから、それぞれ 74%、72%、95%となり、依然として化石燃料に大きく依存する。

どの部門においても、消費削減・脱炭素化は容易ではない

用途別では、新興・途上国を中心に産業部門において消費が最も増え、続いて民生他部門、発電ロス、他転換が同程度増加する(図 2-6)。産業部門は新興・途上国での機械工業など第 2 次産業の生産拡大が大きい。民生部門のエネルギー消費量増分も無視できない。特にインド、ASEAN、MENA では、世界のコールセンター機能を含む第 3 次産業のさらなる発展や家庭でのエネルギーアクセス向上が影響する。したがって、これらの国・地域では、サービス産業の拡大や人々の生活水準が向上することで民生部門の需要も伸びる。このため、経済を成長させつつ、エネルギー消費を減少に転じさせることが非常に難しい。さらには、先進国を含めた世界全体でデータセンターによる電力需要の押し上げもある。

図2-6 | 世界の一次エネルギー消費の増減寄与 [レファレンスシナリオ]

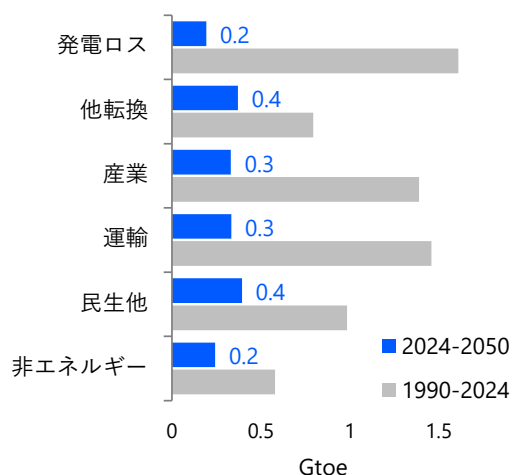
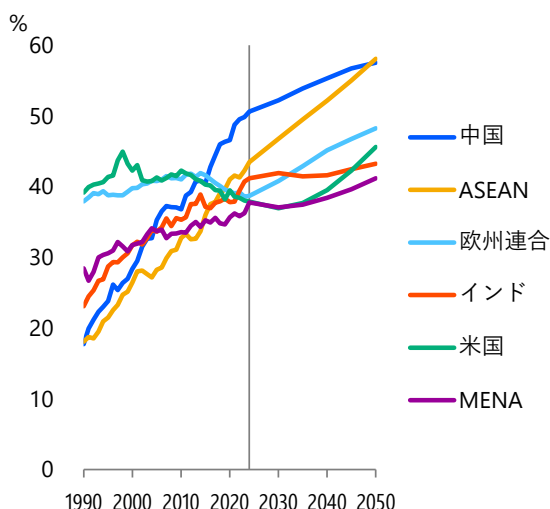


図2-7 | 主要国・地域の供給側電化率 [レファレンスシナリオ]

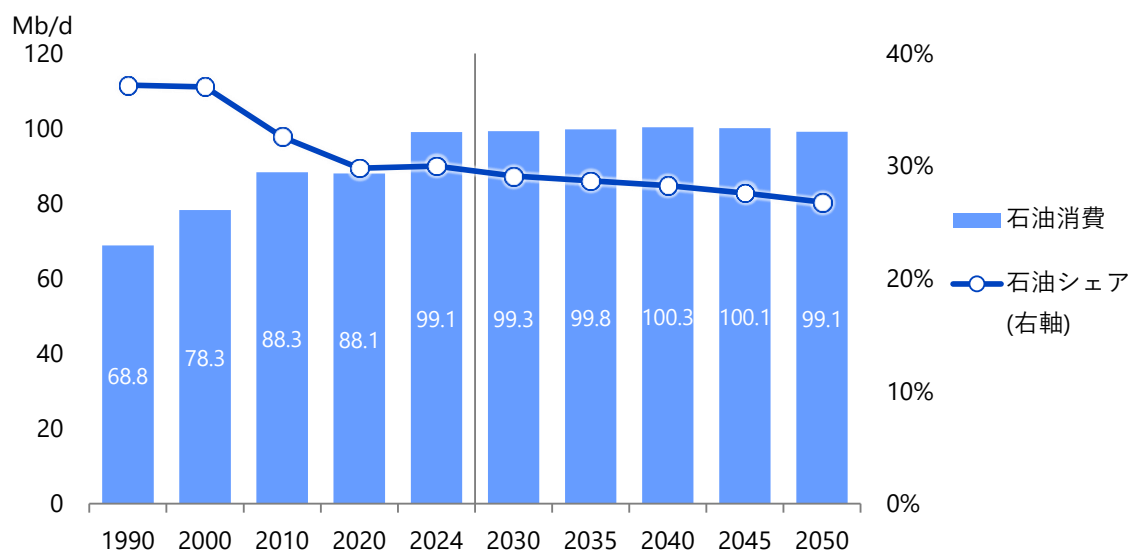


発電部門のエネルギー消費(発電ロス)は、化石電源の発電効率改善や発電効率が 100% (発電ロスなし)と仮定する再生可能エネルギー電源への転換が減少に寄与するが、電化率の上昇による発電量の増分で増加する(図 2-7)。新興・途上国では所得水準の向上や未電化地域における電力インフラストラクチャーの整備などを背景に、利便性の高い電力がより多く使われるためである。さらに、新興・途上国だけではなく、先進国においても経済のデジタル化を背景に電力需要は増加する。非化石エネルギーの拡大が期待されるが、増加する電力を非化石エネルギーですべて賄うことも容易ではない。

石油消費は 2040 年代まで微増後に減少に転換

石油については、2024 年に日量 99.1 百万バレル(Mb/d)であった消費量が 2040 年まで緩やかに増加を続けた後に 2040 年代前半に減少に転じ、2050 年は 99.1 Mb/d になる(図 2-8)。石油が一次エネルギー消費に占めるシェアは、2024 年の 30%から微減が続き 2050 年には 27%となるものの、減少速度は 2000 年から 2024 年までよりも遅い。2050 年においても、石油は最も多く利用されるエネルギー源であり続ける。

図 2-8 | 世界の石油消費と一次エネルギー消費に占めるシェア [レファレンスシナリオ]



ただし、先進国の石油消費は 2024 年でピークを過ぎている(図 2-9)。2005 年のピークから 2024 年までは年率 1.0%で減少してきたが、2024 年から 2050 年までは年率 1.6%と減少が加速する。この先進国の石油消費減少の主な要因は自動車燃料の減少であり、従来型自動車の燃費改善とハイブリッド車を含めた電動化の寄与が大きい。一方、インド、ASEAN、MENA の石油消費は 2024 年から 2050 年にかけて年率 1.5%と堅調に増加する。これらの国々における石油消費増加の主な要因は運輸部門、非エネルギー消費部門、民生部門によるものである。特に、運輸部門は先進国と同様に電動化が進むものの、自動車の保有台数の増加が上回ることで、石油消費量が増加する。

図2-9 | 主要国・地域の石油消費
[レファレンスシナリオ]

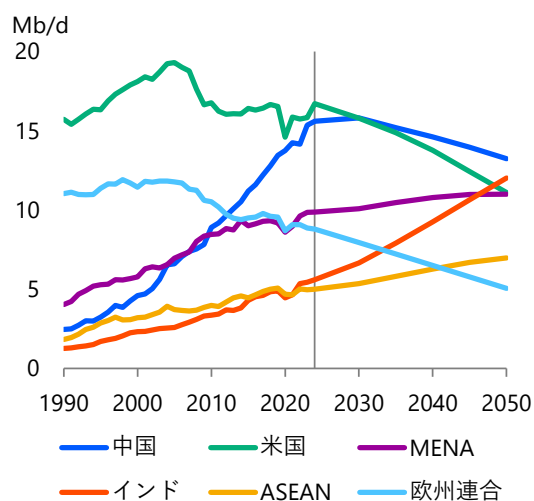
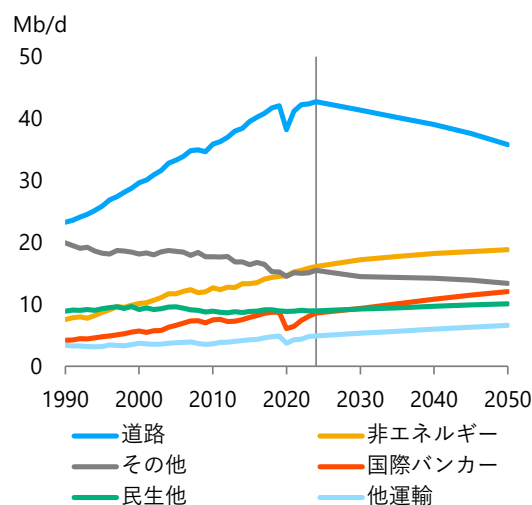


図2-10 | 世界の石油消費
[レファレンスシナリオ]



用途別に見ると、シェア最大の道路部門では燃費改善や電動車比率拡大による減少寄与が自動車保有台数増大による増加寄与を上回ることから、2020年代にピークを打ち減少傾向となる(図2-10)。一方、航空、船舶などから成る他運輸や国際バンカーは、電動化など他のエネルギーへの転換が難しく、物流や人の移動の活発化が増加を後押しする。

インド、ASEAN、MENAの運輸部門では、2024年から2050年にかけて、自動車用が9.4 Mb/dから14.0 Mb/dへと増加する。これらの国・地域では、所得水準の向上と道路・橋りょう等の運輸インフラストラクチャー改善により、自動車保有台数が現在の1.9倍に増加する影響が大きい。自動車用石油消費を抑制するには、EVなどへのシフトが考えられるが、特に新興・途上国にとって、EVの初期費用は2050年においても従来車より高額であり、すべての従来車がEVに置き換わるわけではない。インド、ASEAN、MENAの非エネルギー消費部門では、石油化学を中心に2024年から2050年に2.3 Mb/d増加し、世界の同部門における消費増分の83%を占める。需要サイドではプラスチックなど石油化学製品への需要は世界的に根強く、供給サイドでは産業多様化の必要性から石油供給国の石油化学産業育成への期待は大きい。したがって、需給両面の要因が非エネルギー消費部門による石油消費を牽引する。この消費抑制には、プラスチック利用に対する世界的な規制強化などが必要になる。

インド、ASEAN、MENAの民生部門では、給湯・厨房用途を中心に2024年から2050年に1.4 Mb/d増加し、世界の民生部門消費増分の120%を占める。この3か国・地域では、所得上昇に伴い石炭や固形バイオマスから、相対的にクリーンで健康への影響が

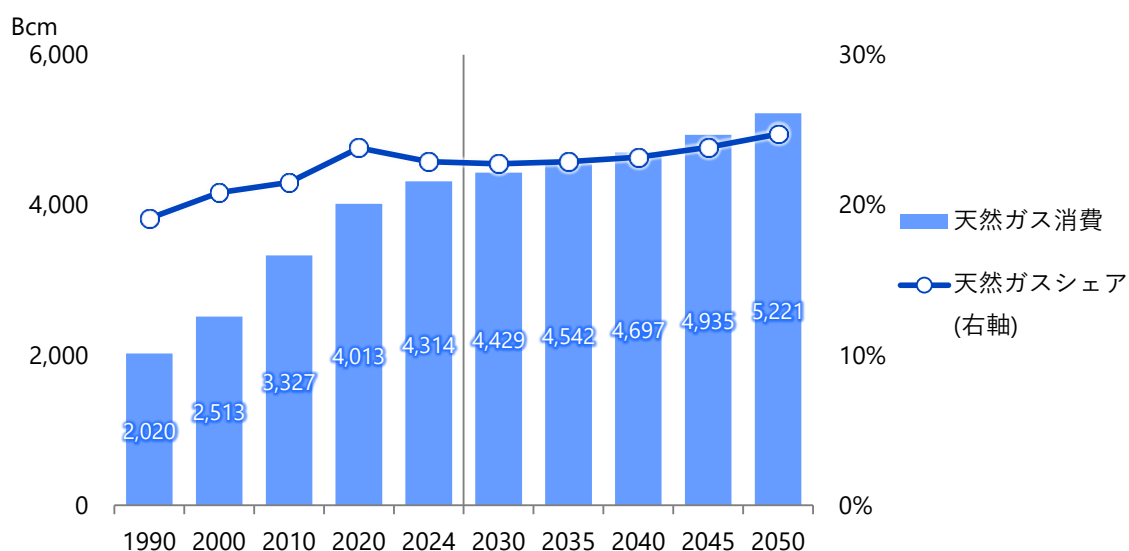
小さい液化石油ガス（LPG）を含む石油製品へとエネルギー転換が進む。また、南アフリカを除くサブサハラの国々も同じ期間に 0.6 Mb/d 増となり無視できない。これらの国々では、一足飛びに電力や都市ガスによって給湯・厨房エネルギーサービスを充足することは、イニシャルコスト・オペレーションコストの双方ともに高いため、LPG が利用される。

なお、中国の石油消費は非エネルギー部門を中心に増加して 2030 年ごろに 16.2 Mb/d でピークを迎え、EV の増加により道路部門で減少することで 2050 年には 13.6 Mb/d に減少する。世界の石油消費をドラスティックに削減するためには、中国の石油消費削減ペースの加速も必要となる。

インド、ASEAN、MENA で伸び続ける発電用天然ガス需要

天然ガス消費量は 2050 年にかけてすべてのエネルギー源の中で最大の増加を示す。2024 年に 4,314 十億 m³ (Bcm)であった消費量は、年率 0.7%で増加し 2050 年には 5,221 Bcm に到達する(図 2-11)。天然ガスが一次エネルギー消費に占めるシェアは、2024 年の 23%から 2050 年には 25%まで上昇し、石油に次いで最大のエネルギー源となる。EU がロシア依存度を下げて液化天然ガス(LNG)を中心に他地域からの輸入を増やし、さらには軍事攻撃によるカタールの LNG 施設の損傷など中東リスクが顕在化する中、この伸び続ける天然ガス需要をどのように抑制するのかも、世界の抱える課題の 1 つである。

図 2-11 | 世界の天然ガス消費と一次エネルギー消費に占めるシェア
[レファレンスシナリオ]



世界の天然ガス消費は 2024 年から 2050 年の間に 908 Bcm 増加するが、この増分の 80%がインド、ASEAN、MENA に由来する(図 2-12)。インド、ASEAN、MENA の消費量は、2050 年にそれぞれ 194 Bcm、394 Bcm、1,141 Bcm に到達する。中東では、コスト競争力が高い石油を輸出して外貨をより多く獲得すべく、国内では天然ガス活用が進められる。インド、ASEAN では、気候への影響を抑えつつ増加する電力需要を満たすため発電部門を中心に天然ガスの需要が増加する。一方、中国では産業部門や発電部門を中心に 2050 年までに 10 Bcm 減少する。EU では、エネルギー安全保障と気候変動対策の観点から天然ガス離れが進み、2050 年までに 130 Bcm 減少する。

用途別に見ると、民生他部門は省エネルギーや電化が進むことで天然ガス消費は減少傾向となる(図 2-13)。中国を含む新興・途上国における天然ガス消費の増加は、主に発電部門と産業部門に起因する。発電部門の天然ガス消費は、2030 年までは再生可能エネルギー等の増加が大きくほぼ横ばいで推移するが、2030 年以降は他電源の導入が電力需要の伸びに追いつかず、再び増加する。新興・途上国においては、2024 年から 2050 年までに年率 2.0%で増加し、世界の発電部門消費量増分の 123%を占める。天然ガスは化石燃料の中で CO₂ 排出量が少ないこと、需要変動に対応して供給を増減できる柔軟性が相対的に高いことに加え、再生可能エネルギーに比べて大規模発電が容易で電力系統への統合コストも低いためである。

図2-12 | 主要国・地域の天然ガス消費
[レファレンスシナリオ]

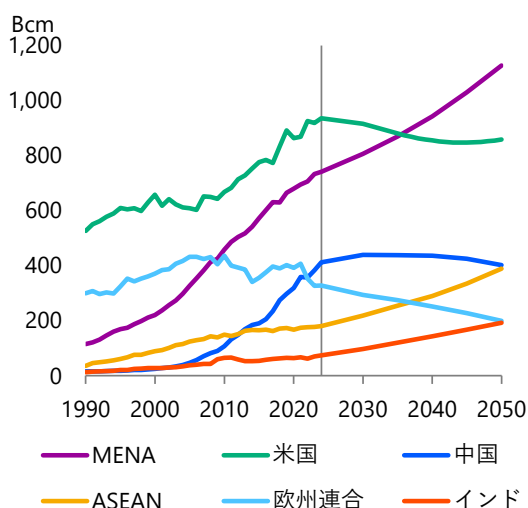
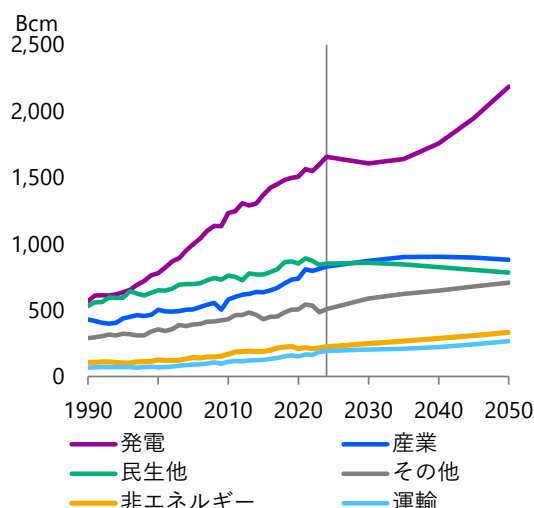


図2-13 | 世界の天然ガス消費
[レファレンスシナリオ]



産業部門では、先進国の消費量が減少する一方、新興・途上国の消費が年率 0.9%で増加し、その増加量は世界の消費増分の 239%に相当する。利便性や環境面への配慮から、

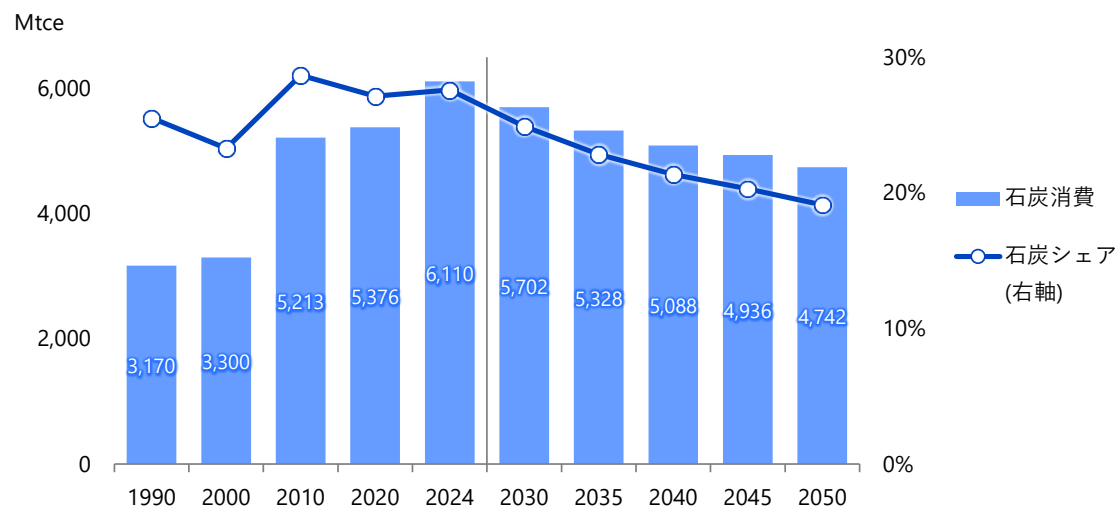
石油、石炭から天然ガスへの燃料転換が進む。民生他部門の天然ガス消費は電化や省エネルギーの影響で減少傾向となるが、同部門における消費増分のほとんどは中国に由来すると見込む。これは、同国において健康被害や大気汚染の原因となっている石炭や薪などの固形燃料から都市ガスへの燃料転換が急速に進むためである。

このように、天然ガス消費は新興・途上国が牽引するため、その抑制には、天然ガス火力発電システムのコンバインドサイクル化の徹底など、新興・途上国における高効率設備・機器の導入・普及が不可欠である。

石炭消費は環境対策の影響で 2020 年代がピーク

石炭の消費量は、2024 年に石炭換算 6,110 百万 t（Mtce）であったが、環境対策の影響により年率 1.1%で減少する(図 2-14)。石炭が一次エネルギー消費に占めるシェアは、2024 年の 28%から 2050 年には 19%まで下落する。2030 年代前半には石油に次ぐ第二のエネルギーの座を天然ガスに譲り、2040 年代後半には水力以外の再生可能エネルギーをも下回る。

図 2-14 | 世界の石炭消費と一次エネルギー消費に占めるシェア [レファレンスシナリオ]



2024 年には世界の石炭消費の 58%を中国、18%をインド・ASEAN、9%を日米欧が占めているが、2050 年には中国は 41%、日米欧は 5%にシェアを落とし、インド・ASEAN が中国に並ぶ 37%までシェアを伸ばす(図 2-15)。

図2-15 | 主要国・地域の石炭消費
[レファレンスシナリオ]

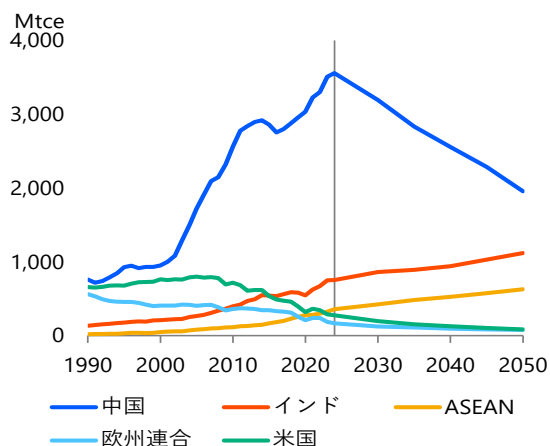
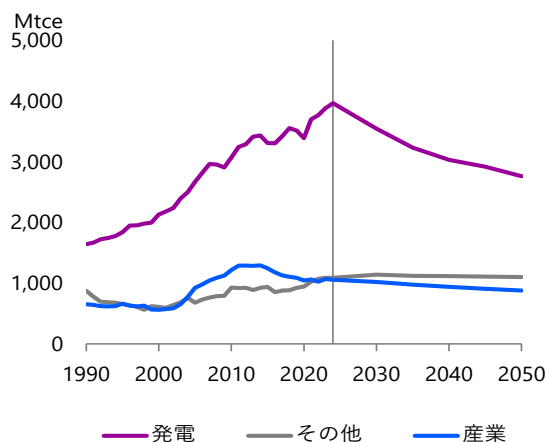


図2-16 | 世界の石炭消費
[レファレンスシナリオ]



中国では、産業用の石炭消費は2012年をピークに減少している。発電用の石炭消費も2020年代後半をピークに気候変動や大気汚染対策によって減少することから、2024年から2050年で45%減と激減する。世界の石炭輸入のおよそ3割（2024年）を占める中国の消費が半減する影響は大きい。また、日米欧は発電用・産業用ともに右肩下がり、2024年から2050年で62%減となる。他方、インドとASEANでは2050年に発電用がそれぞれ1.3倍、1.9倍、産業用が1.7倍、1.5倍になる。なお、MENAは産油国、産ガス国が多いことから石炭消費は限定的である。

気候変動問題への対処から、世界的に石炭消費に対する風当たりがいつそう強まっている一方、ホルムズ海峡封鎖の影響からエネルギー安全保障の観点から一部の国では需要が増加している。2024年の主要7か国(G7)環境相会合では、排出削減対策のない石炭火力発電を2035年までに段階的に廃止することが合意された。ヨーロッパでは、石炭火力発電所への経済的負担やCO₂・水銀等排出規制の強化など、発電部門と産業部門の両方で石炭利用への規制が強化されていた。しかし、ホルムズ海峡封鎖の影響によるガス価格高騰を受けて、2026年は需要が増加している。米国では第二次トランプ政権が国内石炭産業の活発化を目的に石炭使用を推進している。先進国では金融機関を巻き込んで石炭に対するダイベストメントが進められていたが、第二次トランプ政権成立後に、米国輸出入銀行など一部の金融機関で方針を変更する例が見られる。さらに、インド、ASEANなどのアジア新興・途上国では、エネルギー自給の観点から石炭を廉価な国内エネルギー資源と捉えており、エネルギー安全保障や経済性の観点から必ずしも厳しい利用制限を課しているわけではない。気候変動対策として石炭消費抑制の観点からは、

先進国が消費抑制をさらに推し進めるとともに、中国、インド、ASEAN の発電・産業両部門において、石炭から天然ガス、さらには水素、アンモニアへの段階的なシフトを推進することが重要となる。

太陽光・風力は大きく増加も一次エネルギー消費シェアは限定的

多くの国がカーボンニュートラルを目指し、非化石エネルギー利用拡大への期待が高まっている。非化石エネルギー消費は 2050 年にかけて飛躍的に増加するが、一次エネルギー消費全体も大きく伸びているため、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合の伸びは限定的であり、2024 年の 20%から 2050 年に 29%への増加にとどまる。

非化石エネルギーのうち、原子力、水力、太陽光、風力等を中心とする発電用は、2024 年の 1,856Mtoe から 2050 年に 4,074 Mtoe へと 2.2 倍に増加する(図 2-17)。中でも太陽光・風力他の伸びが最も大きく、2050 年には 2024 年比 4.2 倍に拡大する。原子力および水力は、環境社会配慮など開発に関わる様々な課題から伸びは小さく、発電用非化石エネルギーに占める割合は 2024 年の 60%から 2050 年には 38%に低下する。

図2-17 | 世界の発電用非化石エネルギー消費
[レファレンスシナリオ]

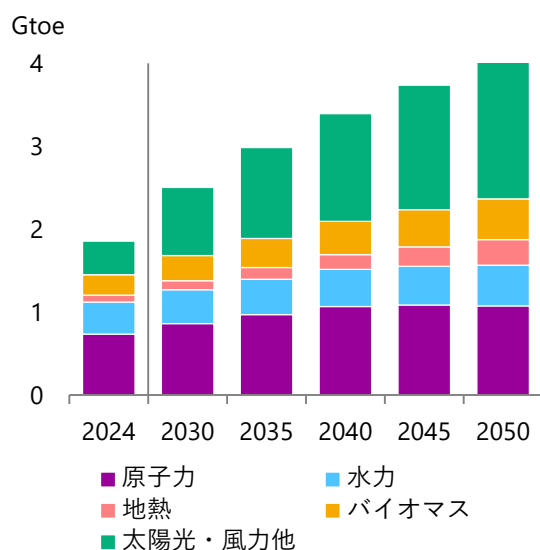
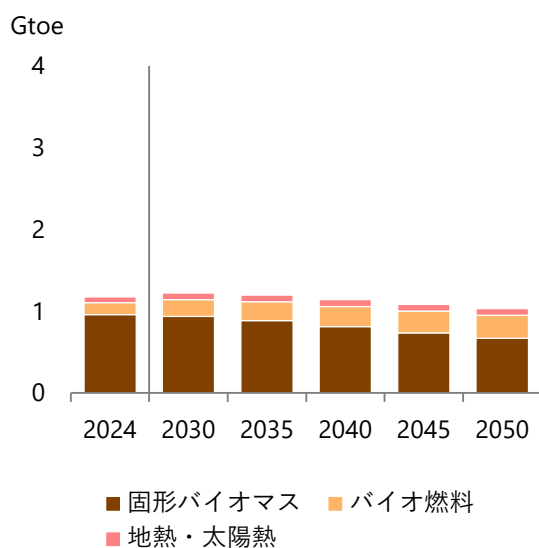


図2-18 | 世界の熱用非化石エネルギー消費
[レファレンスシナリオ]



他方、熱利用では、今後も新興・途上国の農村部で利用される薪・畜ふんなどの伝統的な固形バイオマスが中心である。2024 年の 959 Mtoe から減少し、2050 年には 667 Mtoe となる(図 2-18)。熱利用が減少に転じるのは、大半を占める農村部の伝統的バイオマス利用が、所得・生活水準の向上に伴って近代的エネルギーに転換してゆくためである。自動車・民生用の液体バイオ燃料やバイオガスは 2050 年にかけて 1.9 倍になるものの、熱用非化石エネルギー消費の 28%を占めるに過ぎない。

アジアのエネルギー消費増の中心は中国からインド、ASEAN へ

世界経済におけるアジアのシェアは実質ベースで 2024 年に 35%であったが 2050 年には 44%に拡大し、アジアが世界のエネルギー消費増加分のうち 69%を占める(図 2-19)。経済は引き続き中国、インド、ASEAN が牽引するが、中国では 2020 年代後半にエネルギー消費がピークアウトする一方、インド、ASEAN は増大が続く(図 2-20)。この背景には経済成長および人口成長のスピードの変化がある。

図2-19 | アジアの一次エネルギー消費
[レファレンスシナリオ]

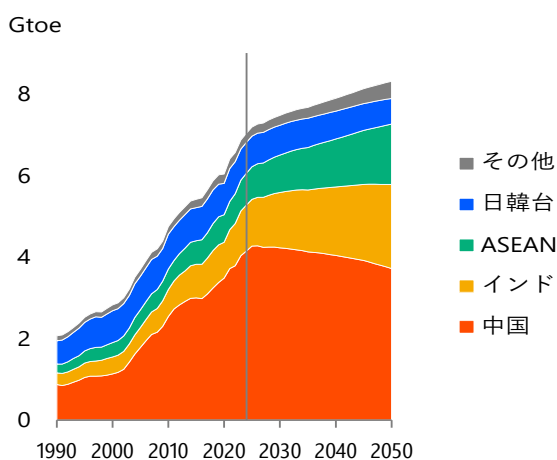
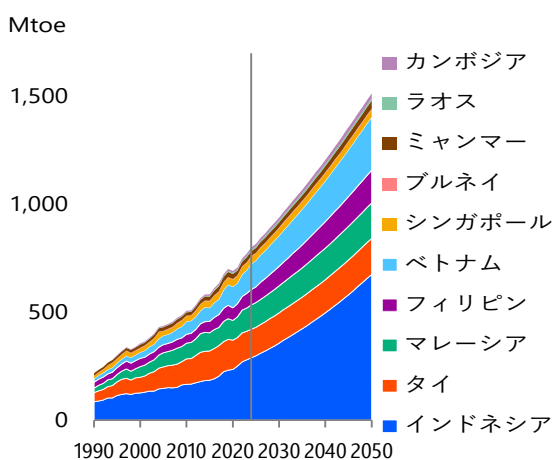


図2-20 | ASEANの一次エネルギー消費
[レファレンスシナリオ]



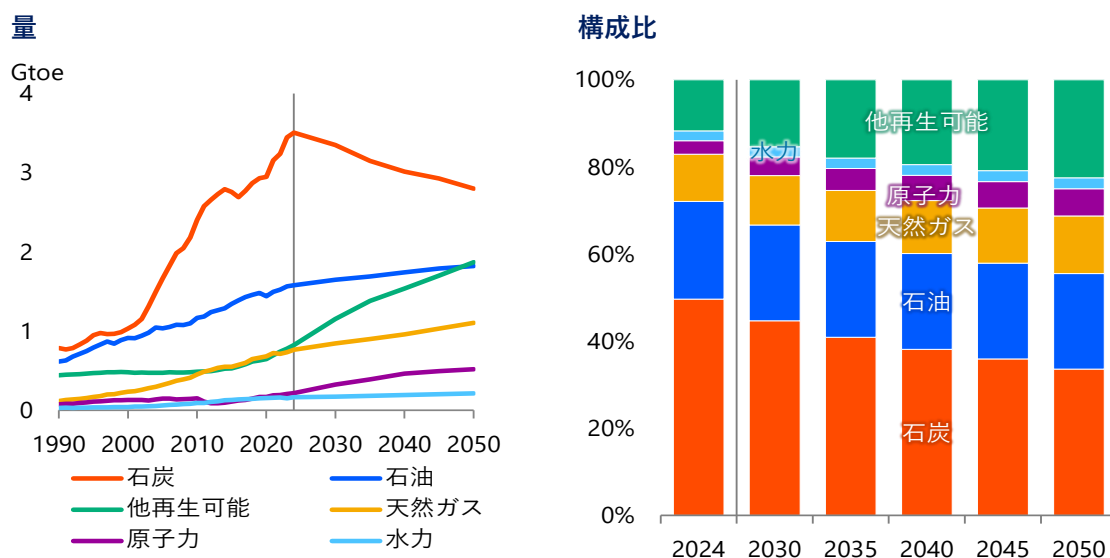
中国は 2026 年～2030 年を対象とする第 15 次五か年計画において、近年の国際関係の緊張を受けて経済安全保障を重視している。2030 年までにクリーン・低炭素・安全・高効率な新型エネルギー体系を初歩的に完成させるとの目標を掲げ、エネルギー自給率の向上と脱炭素目標を同時実現しようとしている。このようなことから、1990 年から 2024 年まで年率 4.7%の急激な伸びを示したエネルギー消費は、2024 年から 2050 年まで年率 0.4%の減少に転じる。2050 年には 1 人当たり実質 GDP が 2.6 倍になる一方でエネルギー消費は 2024 年を下回り、カーボンニュートラルを意識した成熟社会への移行が進む。その結果、1990 年に 42%であった中国のアジアでのエネルギー消費シェアは 2024 年には 59%に上昇したが、2050 年には 45%に低下する。

インドは人口増に加え、1990 年には 500 ドル足らずに過ぎなかった 1 人当たり実質 GDP が 2050 年には 9,000 ドルに迫り、所得・生活水準が向上する。エネルギー消費は 2024 年から 2050 年にかけて年率 2.4%で増加し続ける。インドのアジアにおけるエネルギー消費シェアは 1990 年の 14%、2024 年の 16%から、2050 年には 25%まで拡大し、世界における同国の気候変動対策やエネルギー安全保障対策の重要性が増す。

ASEAN は、1 人当たり実質 GDP は、2024 年に 5,110 ドルであったが、インド等同様に所得・生活水準が向上し、2050 年には 1 万 3,000 ドルになりインドを上回る水準にある。エネルギー消費は 2024 年から 2050 年まで年率 2.5% で増加を続け、アジアにおけるシェアは 2024 年の 11% から 2050 年には 18% にまで拡大する。その消費増分の 6 割はインドネシアが占める。

インド、ASEAN のエネルギー消費が拡大し続ける 2050 年においても、アジアのエネルギー消費は主に化石燃料で賄われ、2024 年には 83%、2050 年には 69% を化石燃料に依存する(図 2-21)。特に石油は運輸部門を中心に、天然ガスは発電用を中心に増加し続ける。アジアの化石燃料消費をどのように低減していくかということが、世界のエネルギー安定供給や気候変動対策の観点からも非常に重要となる。

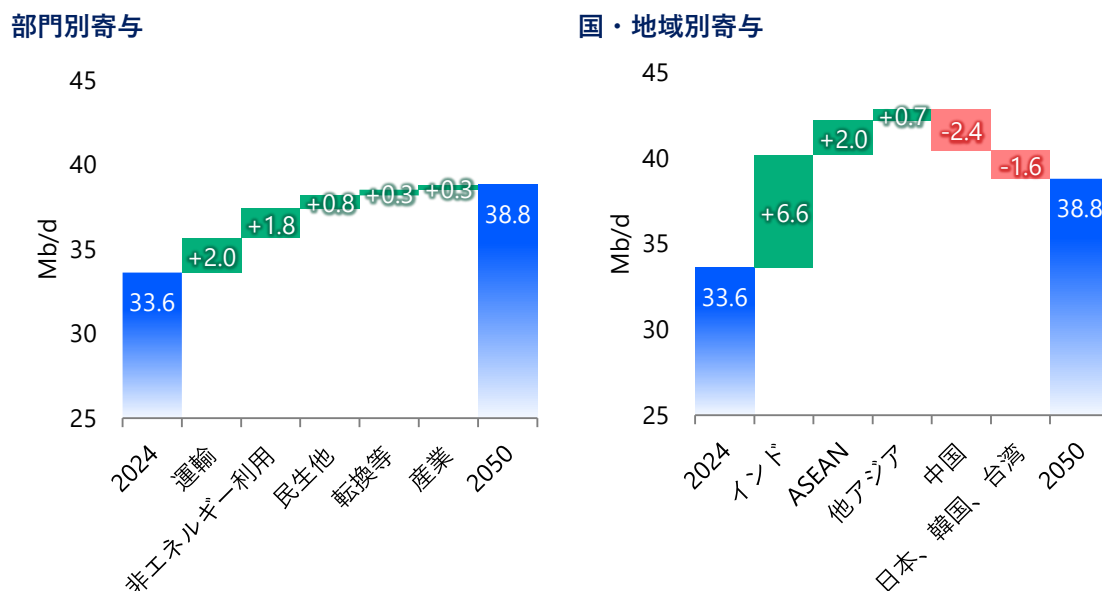
図 2-21 | アジアの一次エネルギー消費 [レファレンスシナリオ]



1990 年から 2024 年に年率 2.8% で増加したアジアの石油消費は、2050 年にかけて同 0.6% 増と減速し、2050 年には水力を除く再生可能を下回る。2050 年までの増加分のうち、部門別では運輸部門が 39%、非エネルギー消費部門が 34%、民生他部門が 15% を、地域別ではインドが 126%、ASEAN が 39% を占める(図 2-22)。インドが 100% を超えるのは、日本や韓国、中国で消費が減少するためである。消費抑制のためには、特にインド、ASEAN の自動車部門における電動化を含む燃費改善が重要となる。世界の石油消費は 2024 年から 2050 年まで横ばいの中、ASEAN、インドでは 8.6Mb/d の増加となるため、これらの国々の石油消費動向が国際市場に与える影響が大きくなる。安定供給確保と環境問題への対応の両面から、石油を他のエネルギーで代替してゆくことおよ

び石油を徹底して効率的に消費してゆくことが、アジア諸国のみならず世界にとって不可欠となる。

図 2-22 | アジアの石油消費 [レファレンスシナリオ]



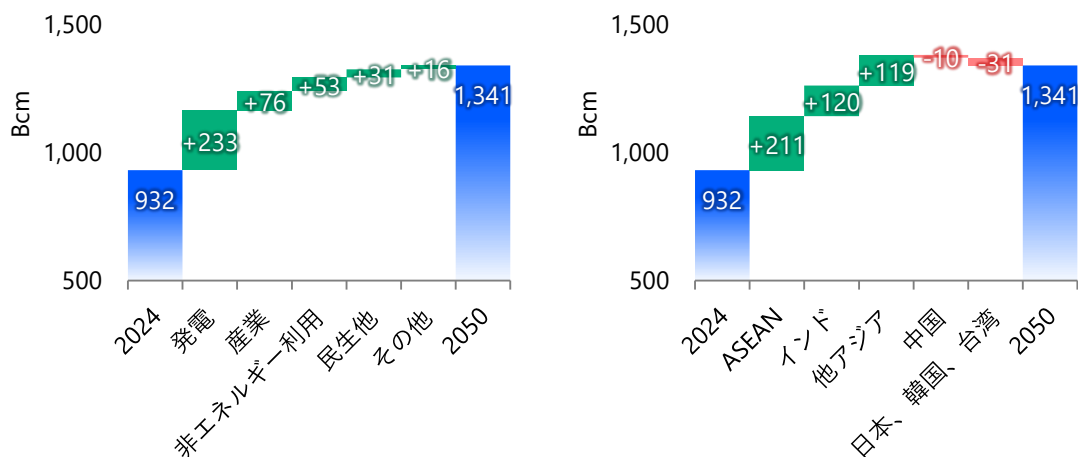
1990 年から 2024 年に年率 5.7% で増大したアジアの天然ガス消費は、2024 年から 2050 年にかけて同 1.4% と増加は減速する。2050 年までの増加分のうち、部門別では発電部門が 57%、産業部門が 19%、非エネルギー消費部門が 13% を、地域別では ASEAN が 52%、インドが 29% を占める (図 2-23)。エネルギー消費抑制の観点からは、特にインド、ASEAN において、発電部門の高効率化や送配電ロス率低下、水素混焼、民生部門で断熱性向上などの省エネルギーを推し進めることが不可欠である。また、アジアの天然ガス消費増分は世界の増分の 45% を占めるため、この 2 か国・地域の消費抑制が世界全体の天然ガス消費抑制に直結する。

天然ガスは CO₂ 排出量が石油・石炭より少ないが、燃焼時に CO₂ を排出する化石燃料であることに変わりはない。新興・途上国は、より高度な運用管理・保守点検技術を活用し、天然ガス火力発電所にはコンバインドサイクル発電システム利用の必須化や水素を混焼するなどを通じて、天然ガスを高効率に利用することが重要である。加えて、電力需要の伸びを抑制することも効果を発揮する。

図 2-23 | アジアの天然ガス消費 [レファレンスシナリオ]

部門別寄与

国・地域別寄与



アジアにおける天然ガス供給不足分を埋めるのは LNG 輸入である。アジアの LNG 消費量は 2025 年の 271 Mt から 2035 年には 1.4 倍の 390 Mt、2050 年には 1.9 倍の 522 Mt に拡大する。日本や韓国は LNG を早くから利用してきたが、中国が 2021 年に初めて、2023 年以降は 3 年連続で世界最大となった。2025 年は日本、韓国、台湾のシェアが 51%、中国、インド、ASEAN、南アジアのシェアは 49%とほぼ同じであったが、2050 年には前者は 24%、後者は 76%と大きな差がつく。LNG の安定供給の確保という意味においても、インド、ASEAN、中国の果たす役割がますます大きくなる。

石油、天然ガスとは異なり、アジアの石炭消費は中国での石炭火力発電の減少に伴い、2020 年代をピークに減少に転じる。1990 年から 2024 年は年率 4.5%で急増したが、2024 年から 2050 年は年率 0.9%で減少する。気候変動や大気汚染への配慮から、世界的に石炭火力発電所への批判が高まっていることもあり、アジアでも再生可能エネルギーや天然ガスへのシフトが進み発電用で減少する。しかし、インドやインドネシア等で電力需要増を石炭火力発電の拡大によって賄うこともあり、アジアでは石炭は 2050 年においても 34%のシェアを占め、アジア最大のエネルギー源であり続ける。アジア各国は、非効率な石炭火力発電所の新規建設・増設を回避し、先進国を巻き込んだ二酸化炭素回収・有効利用・貯留(CCUS)導入やアンモニア混焼も含めて環境負荷の低減に努めつつ、アジアに豊富に賦存する石炭資源の有効活用を進めてゆく必要がある。

アジアの非化石エネルギー消費は、石油・天然ガスほどの規模ではないが、2024 年か

ら 2050 年まで年率 3.0%で急速に伸びてゆく。2024 年から 2050 年までの消費増分の 89%が伝統的バイオマスを除く再生可能エネルギーで、次いで原子力が 22%、これに対し伝統的バイオマスは-10%となる。伝統的バイオマスを除く再生可能エネルギーの増分では、中国が 50%、ASEAN が 19%、インドが 23%を占める。原子力の増分では、中国が 70%、ASEAN が 12%、インドが 16%を占める。2050 年の世界の非化石エネルギー消費に占めるアジアの世界シェアは 51%と、2024 年より 11 ポイント上昇する。

中国は 2020 年に、2060 年までのカーボンニュートラルを目指すと宣言した。2060 年に向けて CO₂ 排出原単位が大きな石油・石炭消費を抑制し、環境負荷がより小さな天然ガス・非化石エネルギーへと転換する。さらに、再生可能エネルギー、蓄電池、EV を中核とする産業政策を展開し、脱炭素技術の世界シェアを拡大している。中国の化石燃料消費の規模を考慮すれば、省エネルギーおよび脱炭素化をさらに強化すべきであろう。

2050 年に向けたアジアのエネルギー消費増分の大半を占めるインドは、2070 年までのカーボンニュートラル実現を表明している。2035 年の NDC 目標として 2005 年比の GDP 当たり排出量を 47%削減、電力設備容量に占める非化石電源比率を 60%とする目標を設定している。ただし、「メイク・イン・インド」のスローガンのもとで太陽光発電の国産化や EV の導入を促進している一方で、石炭火力の廃止計画を打ち出しておらず、経済成長、電力アクセス、輸入依存の低減を重視して、石炭も当面は手放さないエネルギー安全保障重視となっている。

ASEAN においては、2025 年 10 月の第 43 回 ASEAN エネルギー相会合で、域内エネルギー政策の新しい 5 カ年計画である ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2026-2030 が承認された。2030 年までに一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギー30%、発電設備容量に占める再生可能エネルギー45%、GDP 当たりのエネルギー消費 2005 年比 40%削減を目指している。これらは ASEAN 全体の共通の努力目標であり各国に法的義務を課すものではないが、石油・ガスの接続性、供給安全保障、持続可能性、クリーンコール技術等も含まれている。このことから、天然ガス、石炭、原子力を含めた多様な電源を使いながらエネルギー安全保障を確保しつつ、公正で包摂的なエネルギー移行と脱炭素化を加速することが目標となっている。

日本、韓国、中国等による技術的・金融的な支援の継続・改善も含め、アジア全体で省エネルギー・脱炭素化の加速に向けて取り組む必要があるだろう。中国、インド、ASEAN におけるこれらの取り組みは、アジアのみならず世界全体の気候変動対策ひいては LNG 安定確保などエネルギー安定供給にも貢献する。

2.2. 最終エネルギー消費

2050 年の世界の最終エネルギー消費は 2024 年の 1.1 倍に増加

レファレンスシナリオにおいて、2050 年の世界の最終エネルギー消費は、2024 年の石油換算 10,592 Mtoe の 1.1 倍となる 11,893 Mtoe に達する。この増加を年率に均すと 0.4%に相当する。2024 年から 2050 年までの世界の最終エネルギー消費の変化を概括すると、2 つの特徴が挙げられる。

第一に、2050 年までの世界の最終エネルギー消費は、主にインドや東南アジア諸国連合(ASEAN)、中東・北アフリカ(MENA)で増加する。これら地域の動向は世界全体の趨勢を左右し得るため、経済成長、エネルギー政策の内容・強度、エネルギー利用機器の技術開発・普及状況などの変動要因を注視する必要がある。

第二に、2050 年時点でもすべての主要エネルギー源に一定の需要が残る。石炭は 2020 年代後半から、主には伝統的バイオマスからなる可能エネルギーは 2030 年代から減少傾向をたどるものの、2050 年でも需要はゼロにならない。気候変動への対応を進めつつ、政策や投資が特定のエネルギー源に過度に偏らないよう配慮し、各エネルギー源を需要に応じて安定供給できる市場を構築する必要がある。

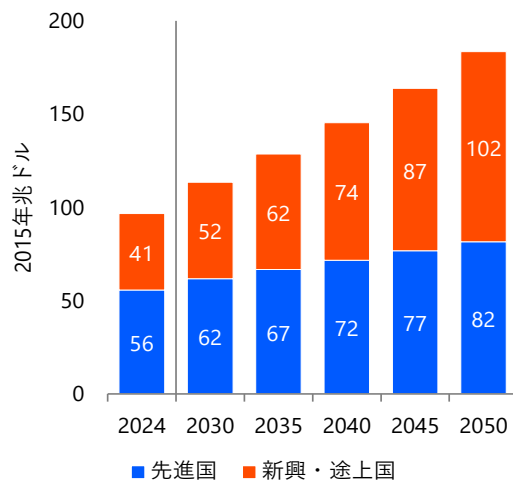
以下では、経済別、地域別、部門別、エネルギー源別という 4 つの切り口から、レファレンスシナリオにおける 2024 年から 2050 年までの最終エネルギー消費の変化を見る。

経済別: 新興・途上国が世界の消費増を牽引

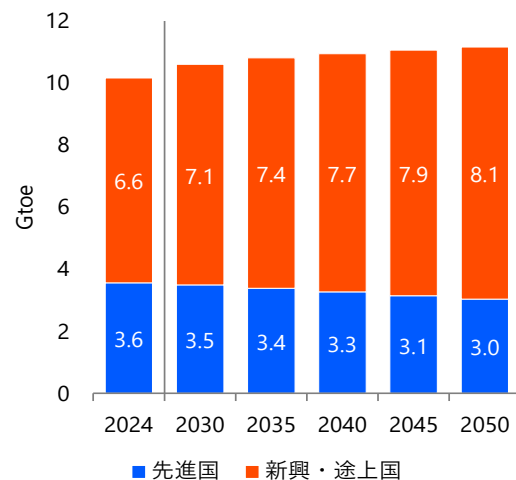
2024 年から 2050 年までの最終エネルギー消費の変化を経済別に見ると、新興・途上国が世界の消費増を牽引する(図 2-24)。先進国では減少するものの、新興・途上国の増加幅がその減少幅を上回るため、世界の最終エネルギー消費は 2050 年にかけて増加傾向をたどる。

図 2-24 | 実質国内総生産と最終エネルギー消費 [レファレンスシナリオ]

実質国内総生産



最終エネルギー消費



新興・途上国では、経済成長と人口増加を背景として、2050 年の最終エネルギー消費が 2024 年の 1.2 倍となる 8,127 Mtoe まで年率 0.8% で増加する。新興・途上国経済は、中長期的に成長軌道をたどる。ただし、エネルギー利用効率の改善や経済のサービス化が徐々に進むことなどが影響して、最終エネルギー消費の増加は実質国内総生産 (GDP) の伸び(年率 3.6%) よりも緩やかなものととどまる。

一方、先進国では、2050 年の最終エネルギー消費が 2024 年の 0.9 倍となる 3,039 Mtoe まで減少する。先進国でも、2024 年から 2050 年にかけて実質 GDP は成長する(年率 1.5%)。しかし、実質 GDP の増加トレンドとは対照的に、同期間の最終エネルギー消費は年率 -0.6% のペースで減少する。先進国では、省エネルギーや経済のサービス化の進展により、2000 年代後半以降は経済が成長する中でも最終エネルギー消費は減少傾向をたどるようになっている。結果として、先進国における最終エネルギー消費の GDP 弾性値⁶は、1990 年～2024 年に 0.21 となり、GDP 成長につれて最終エネルギー消費が増加したが、2024 年～2050 年は -0.41 になると見通す⁷。

省エネルギーは、脱炭素化に向けた重要な方策の 1 つに数えられる。今後も、先進国と新興・途上国の双方において、最終エネルギー消費部門における省エネルギーの進展に向けた取り組みが求められる。

⁶ 最終エネルギー消費の GDP 弾性値=最終エネルギー消費変化率÷実質 GDP 変化率

⁷ とはいえ、高成長がより少ないエネルギー消費に帰結するというわけではない。

地域別: インドや東南アジア諸国連合、中東・北アフリカが今後の成長ドライバーに

2024 年から 2050 年までの最終エネルギー消費の変化を地域別に見ると、インドや ASEAN、MENA が世界の最終エネルギー消費の伸びを牽引する(図 2-25、図 2-26)。同期間における世界全体の最終エネルギー消費増分のうち、これらの国・地域が 7 割超と圧倒的なシェアを占める。

なお、インドや ASEAN の力強い成長の結果として、アジアが世界の最終エネルギー消費に占める比率は 2024 年の 42%から 2050 年には 46%まで伸長する。今後の世界にとって、アジアはいっそう枢要なエネルギー消費センターとなる。

図2-25 | 世界の最終エネルギー消費と主要国・地域の増加寄与 [レファレンスシナリオ、2024年～2050年]

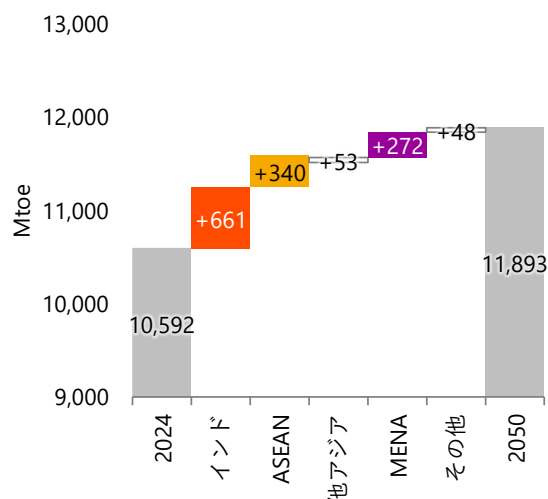
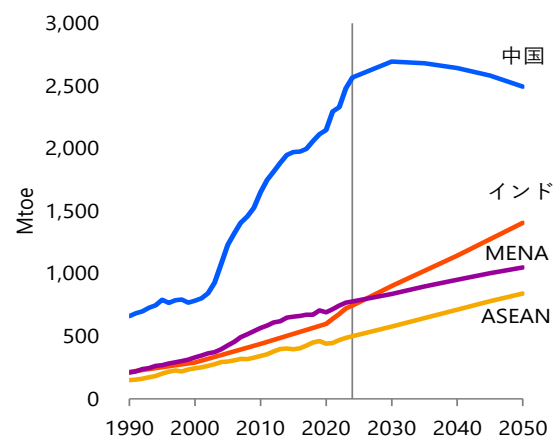


図2-26 | 中国、インド、MENA、ASEANの最終エネルギー消費 [レファレンスシナリオ]



2022 年に中国を追い抜き世界一となったインドの人口は、2050 年には 16 億人を超えて 17 億人に迫る規模になる。GDP は、都市化の進展などを背景として、2024 年から 2050 年までの間に年率 5.6%で成長するとともに、1 人当たり実質 GDP も 3.6 倍になる。こうした人口増加と経済成長を背景として、インドの 2050 年の最終エネルギー消費は、2024 年(746 Mtoe)の 1.9 倍となる 1,407 Mtoe まで増加する(年率 2.5%)。インド 1 国の最終エネルギー消費の増分は、アジア全体の増分の 6 割を占めるほどのインパクトがある。その存在感の大きさはアジア内に限ったことではなく、インドの最終エネルギー消費が世界の最終エネルギー消費に占めるシェアは、2024 年の 7.0%から 2050 年には 11.8%まで拡大する。今後の世界のエネルギー需給を考える上で、インドはますます重要な存在になってゆく。

ASEAN の最終エネルギー消費は、インドネシアやベトナムの消費増を中心に、2024 年の 501 Mtoe から 2050 年には 842 Mtoe まで年率 2.0%で増加する。ASEAN の最終エネルギー消費の増分 340 Mtoe のうち、インドネシアは 147 Mtoe、ベトナムは 74 Mtoe とそれぞれ大きな部分を占める。これら 2 国でも、人口増加と経済成長が最終エネルギー消費の増加を支える。両国の人口は、2024 年でインドネシアが 2 億 8,300 万人(ASEAN 内 1 位)、ベトナムが 1 億人(同 3 位)の規模があり、今後も増加してゆく。また、1 人当たり GDP は、2024 年から 2050 年までの間にインドネシアで 2.8 倍、ベトナムで 3.4 倍の成長を遂げる。このような背景から、インドネシアの最終エネルギー消費は 2030 年代半ばには日本を上回る。

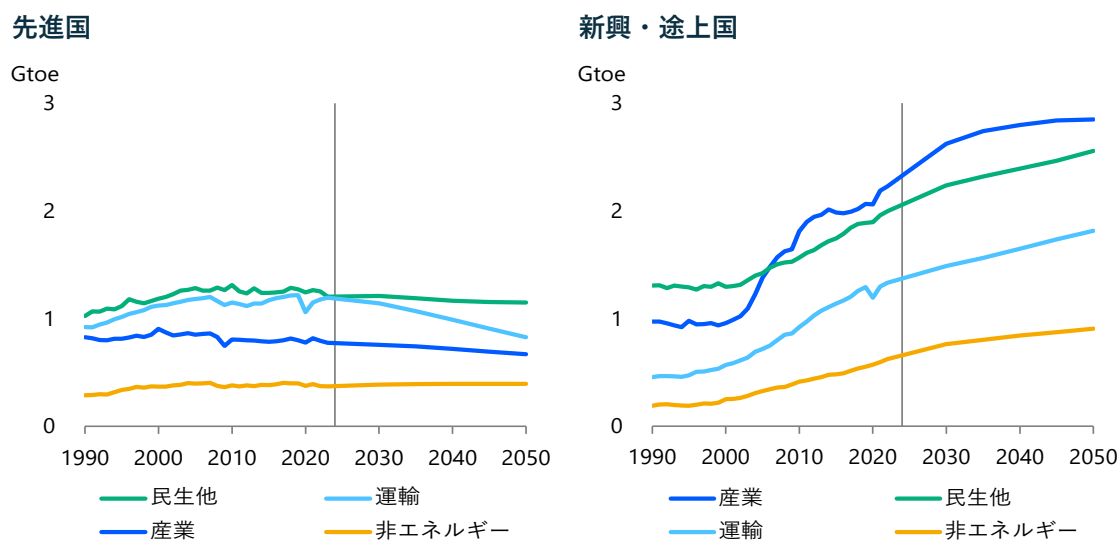
中国の最終エネルギー消費は、2024 年に 2,567 Mtoe であったが 2050 年には 2,493 Mtoe となる。中国は見通し期間を通じて世界最大の最終エネルギー消費国の座を占め続けるものの、2030 年代以降は減少トレンドに転じる。この変化は、インドや ASEAN に見られる右肩上がりの増加トレンドとは明らかに異なる。最終エネルギー消費のピークアウトの主因は産業部門であり、中でもエネルギー多消費産業の代表である製鉄業とセメント製造業における消費減が大きい。過剰生産能力の解消に向けた取り組みの影響が徐々に顕在化し、セメント生産量は 2010 年代中ごろを境にピークアウトした。これに続いて、粗鋼生産量も 2020 年をピークに、減少トレンドで推移してゆく。

MENA の最終エネルギー消費は、イラン、北アフリカ地域、サウジアラビアを中心に、2024 年の 778 Mtoe から 2050 年には 1,050 Mtoe まで年率 1.2%で増加する。増分は、北アフリカが 80 Mtoe、サウジアラビアが 68 Mtoe、イランが 54 Mtoe となり、これら 3 つの国・地域の合計が MENA 全体の増分 272 Mtoe の大半を占める。これら 3 つの国・地域ではインドや ASEAN を上回る年率 0.9%の人口増加と同時に、2024 年から 2050 年にかけて 1 人当たり GDP が北アフリカ地域で 2.0 倍、サウジアラビアで 1.5 倍、イランで 1.5 倍にそれぞれ増大するためである。

部門別: 新興・途上国が各部門の消費増を牽引

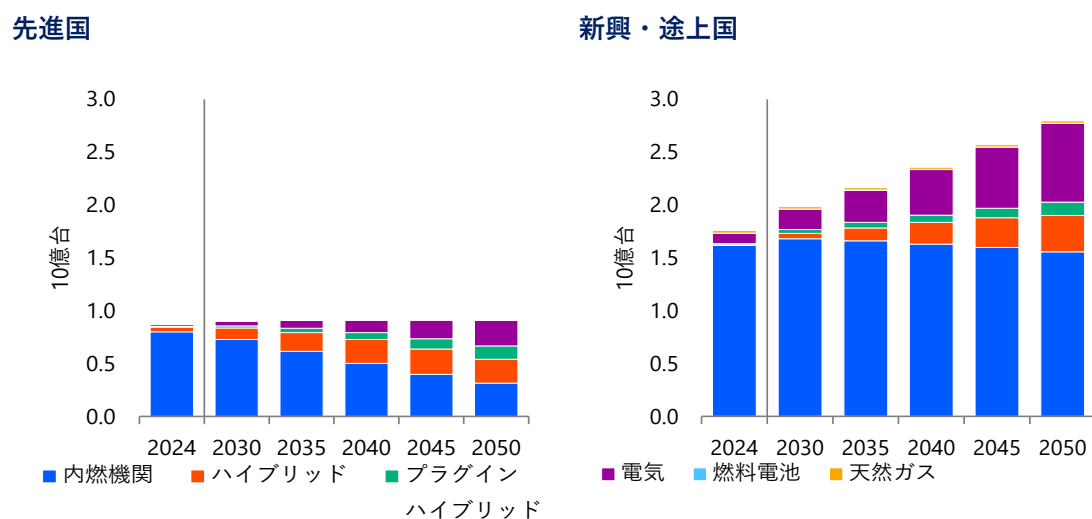
2024 年から 2050 年までの世界の最終エネルギー消費の変化を部門別に見た場合、新興・途上国に牽引されて、すべての部門で増加する。先進国では、非エネルギー消費部門以外の各部門で減少トレンドとなる(図 2-27)。

図 2-27 | 先進国と新興・途上国の最終エネルギー消費 [レファレンスシナリオ]



運輸部門では、主に新興・途上国の道路部門における消費増に牽引され、最終エネルギー消費が 2024 年の 3,037 Mtoe から 2050 年には 3,370 Mtoe まで年率 0.4%で増加する。運輸部門の消費増分は 333 Mtoe で、最終エネルギー消費全体の増分の 26%を占める。新興・途上国では、経済成長を背景として、同期間にわたって自動車保有台数が大きく伸びる(図 2-28)。このため、新興・途上国の運輸部門の最終エネルギー消費は年率 1.0%のペースで成長する。先進国では、政策誘導などの影響で電動自動車が普及して電力消費が増える一方、燃費の改善や内燃自動車台数の減少などにより道路部門の石油消費が大幅に減少する。結果として、先進国の運輸部門の最終エネルギー消費は年率 1.4%で減少する。

図 2-28 | 自動車保有台数 [レファレンスシナリオ]



産業部門では、新興・途上国の製造業の隆盛に伴う電力や天然ガスなどの消費増により、最終エネルギー消費が 2024 年の 3,186 Mtoe から 2050 年には 3,517 Mtoe まで年率 0.4%で増加する。産業部門の消費増分は 331 Mtoe で、最終エネルギー消費全体の増分の 25%を占める。ただし一般に、製造業をはじめとする産業部門では、エネルギー消費を節減して製品のコスト競争力を高めようとするインセンティブが強く働く。そのため、2024 年から 2050 年までの世界の第 2 次産業の付加価値(年率 2.2%増)に比べて、世界の産業部門の最終エネルギー消費は緩やかなペースで増加する。

民生他部門では、新興・途上国の業務部門と家庭部門における電力や都市ガス、石油製品などの消費増を主な要因として、最終エネルギー消費が 2024 年の 3,313 Mtoe から 2050 年には 3,707 Mtoe まで年率 0.4%で増加する。ただし先進国では電力を消費する機器への代替が進むため、業務部門と家庭部門の都市ガスの消費は世界全体で減少傾向となる。民生他部門の消費増分は 394 Mtoe で、最終エネルギー消費全体の増分の 30%を占める。新興・途上国では、生活水準の向上とともに、近代的エネルギーやその利用機器へのアクセスが徐々に広がる。特に、薪炭材や畜ふんといった伝統的バイオマスが利用されてきたアフリカやアジアでは、民生他部門消費に占める伝統的バイオマス消費の比率が、アフリカでは 2024 年の 72%から 2050 年には 32%まで、アジアで 18%から 4%まで、それぞれ低下する。

非エネルギー消費部門では、新興・途上国における石油と天然ガスの消費増を主な要因として、最終エネルギー消費が 2024 年の 1,056 Mtoe から 2050 年には 1,299 Mtoe まで年率 0.8%で増加する。非エネルギー消費部門の消費増分は 262 Mtoe で、最終エネルギー消費全体の増分の 19%を占める。新興・途上国では、生活水準の向上とともに、プラスチックなど石油化学製品の利用量が増大してゆく。先進国では、2024 年から 2050 年にかけて消費量がわずかながら増加する。特に北米では、シェールガスの域内生産量が増えて原料が安価で手に入るようになったことを背景として、石油化学産業における非エネルギー消費が増える。なお、プラスチックは利便性が高い一方で、昨今ではその大量消費に伴う資源・廃棄物制約や海洋プラスチックごみ、気候変動への影響などが国際的な課題になっている。これらの課題への対策の一環として、化石燃料ではなくバイオマスを原料としたバイオマスプラスチックの導入が徐々に進む。

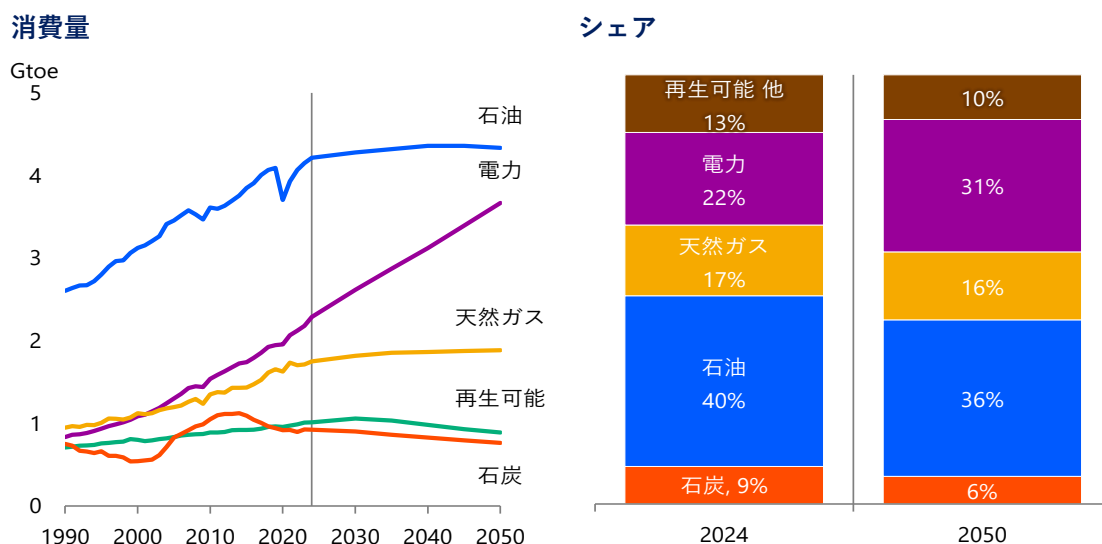
エネルギー源別: すべてのエネルギー源の需要が残る

2024 年から 2050 年までの世界の最終エネルギー消費を主要エネルギー源別に見ると、電力のシェアは上昇する一方、石油、石炭、天然ガス、および直接利用の大半をバイオ

マスが占める再生可能エネルギーのシェアは低下する(図 2-29)。ただし、2050 年でも天然ガスはもちろんのこと、石炭や石油、伝統的バイオマスへの需要も残る。化石燃料(石炭、石油、天然ガス)の世界の最終エネルギー消費に占める比率は 2024 年の 65%から 2050 年には 59%に低下するものの、引き続き過半を占める。

石油の最終消費は、新興・途上国では道路部門などの運輸部門において 497 Mtoe 増加する。一方、先進国では内燃機関自動車の減少や燃費改善により 543 Mtoe 減少する。その結果、世界全体では 2024 年の 4,214 Mtoe から 2050 年には 4,336 Mtoe とほぼ横ばいで推移する。モータリゼーションが進むインドやアフリカの道路部門ではそれぞれ 150Mtoe、71Mtoe 増加する。最も増加幅が大きいのは、非エネルギー消費部門であり、アジアに加えて、中東でも域内の豊富な資源を活かして消費が増加する。

図 2-29 | 世界の最終エネルギー消費（エネルギー源別） [レファレンスシナリオ]



電力の最終消費は、主に民生他部門と産業部門により、2024 年の 2,286 Mtoe から 2050 年には 3,669 Mtoe まで年率 1.8%で増加する。電力は、先進国でも消費が増える唯一の主要なエネルギー源である。中国やインド、ASEAN を筆頭としたアジアが世界の増加を牽引するとともに、北米やヨーロッパでも電力消費が増える。一般に、所得が増大するにつれて、利便性の高いエネルギーである電力が好んで使われるようになる。また、デジタル化などが進展することにより、電力を利用する機器の数も増えてゆく。世界の最終エネルギー消費に占める電力の比率は、2024 年の 22%から 2050 年には 31%まで上昇する。経済社会のさまざまなシステムの電力依存度が高まるにつれて、供給障害が生じたときの損害がより大きくなりうる。電源の脱炭素化は重要な論点であるが、それに加えて電力の安定供給を確保することも重要である。

天然ガスの最終消費は、新興・途上国の産業部門と非エネルギー消費部門を中心として、2024 年の 1,749 Mtoe から 2050 年には 1,886 Mtoe まで年率 0.3%で増加する。産業部門では、製造業が隆盛するインドや ASEAN、MENA において、非素材系産業を中心に増加する。非エネルギー消費部門では、化学製品の内需が高まるインド、ASEAN や、天然ガスを活用した石油化学産業の拡大を目指す中東が中心となって世界の増加を牽引する。

石炭の最終消費は、中国の産業部門と民生他部門における減少を主な要因として、2024 年の 922 Mtoe から 2050 年には 763 Mtoe まで年率 0.7%で減少する。地域別の分析でも触れたとおり、中国では石炭消費量が多い製鉄業とセメント製造業の生産量が中長期的に減少する。これに伴い、2050 年には中国の産業部門の石炭消費は、2024 年の半分以下となる。また、中国は 2030 年に CO₂ 排出量のピークアウト、2060 年にカーボンニュートラルを目指す「3060 目標」を宣言し、これに基づいて石炭消費を管理する計画である。同国の産業部門では電力への、民生他部門では天然ガスや電力への利用エネルギー転換が進む。

再生可能エネルギーの最終消費は、アジアやアフリカの新興・途上国におけるエネルギー転換の進展などにより、2024 年の 1,013 Mtoe から 2050 年には 888 Mtoe まで年率 0.5%で減少する。最終消費部門における再生可能エネルギーとしては、自動車・航空機用のバイオ燃料が注目を集めている。しかし、2024 年の再生可能エネルギー最終消費の構成比率では、新興・途上国における薪炭材や畜ふんといった伝統的バイオマスが 69%と最も大きく、次いでバイオ燃料が 14%、欧米諸国の暖房用などの薪炭材が 13%、その他が 8%である。部門別の分析でも触れたとおり、アジアやアフリカの新興・途上国などで近代エネルギーが伝統的バイオマスを徐々に代替してゆく。その影響で、2030 年代から世界の再生可能エネルギー最終消費は徐々に減少する。

2.3. AI とエネルギー需要

人工知能(Artificial Intelligence: AI)とエネルギーの密接な相互関係が世界の注目を集めている。近年、生成 AI の利用拡大やデジタル化の進展がデータセンターの大幅な拡大をもたらし、局所的にはデータセンターの建設ペースに電力供給設備の整備が追いつかないことへの将来的な懸念が生じていることがある。

また、AI はエネルギー利用において大きな便益をもたらすことが期待されている。AI は産業や運輸、建築物等において、生産性を向上させ、省エネルギーが期待できるなどエネルギー利用自体を大きく変革する可能性を有している。例えば産業では、AI は需要予測によって最適な工場運転を導きだし、結果として生産性の向上、ひいては工場等のエネルギー効率を改善することが期待される。運輸では、自動運転による車間距離やルート選択の最適化を通じた燃費の向上と移動距離の短縮による省エネルギーを実現する。そして建築物では、快適性を維持しつつ空調等の運転を最適化することで省エネルギーを行う。電力の発送配電においても予測に基づいた最適運用で設備利用にかかわるエネルギーの無駄を省くことができる。このように、AI とエネルギーの将来は密接に関り合うことになる。

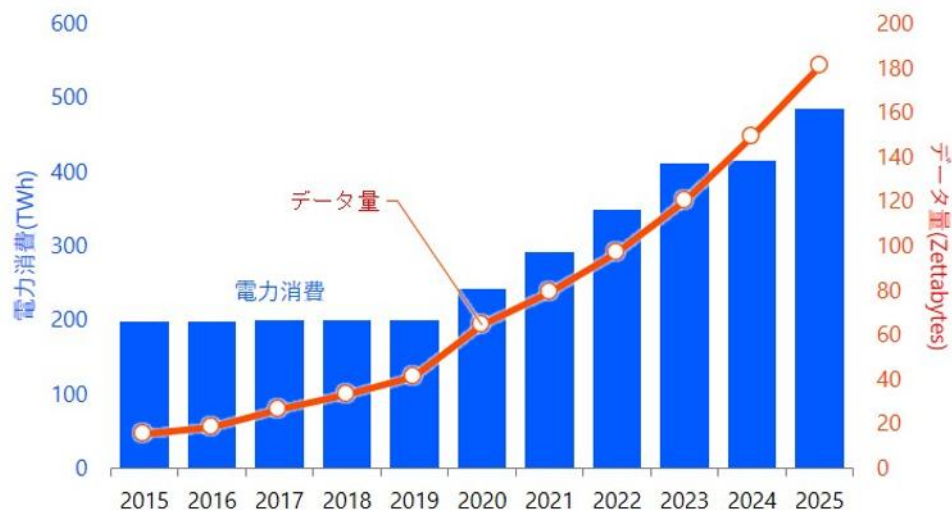
近年のデータセンターの電力消費増加要因

2020-2023 年の間、世界のデータセンターの電力消費は 70%増加した。同期間のデータ量は 87%増加した。GPT-3⁸の登場と生成 AI の利用拡大、デジタル化の進展、リモートワーク定着によるクラウドサービスの利用増、そして高速移動通信システムである 5G ネットワークの整備準備が本格化したことが背景にある。2023-2025 年においては、データセンターの電力需要の伸びは 18%増と、同期間にデータ量が 51%増加したのと比較すると緩やかなものにとどまった。半導体の性能向上⁹、並びに AI データセンターでの冷却方式が従来の空冷式から高効率な液冷式にシフトしつつあること等、ハードウェア面での効率改善を要因として挙げられる。他方で、生成 AI の推論回数増加や、その活用方法が質問や検索からより複雑なタスクへと移行しつつあることは、データセンターの電力需要増加の要因となっており、留意が必要である。

⁸ OpenAI の第 3 世代モデル。現在の AI ブームの転換点になったと言われている。

⁹ EPOCH AI (2023). “Trends in machine learning hardware.” <https://epoch.ai/publications/trends-in-machine-learning-hardware>

図 2-30 | 世界のデータセンターの電力消費とデータ量



出所: Masanet et al. (2020), Cisco, International Energy Agency, Goldman Sachs Research, Exploding Topics

データセンターの電力需要と省エネルギーポテンシャル

データセンターの区分と AI モデルの変化

世界のデータセンターにおけるワークロードの電力容量は、2025 年時点で約 101 GW と推計されている。このうち、従来型データセンター（サーバーやストレージ、ネットワーク機器などを用い、汎用的な計算処理や保存、並びにウェブサービス等を提供）の割合が 77%程度を占めており、残りの 23%程度が AI 向けデータセンター（GPU や TPU¹⁰を高密度で搭載したサーバーで、AI の学習や推論を行うもの）である¹¹。

生成 AI モデルは「学習（Learning）」と「推論（Inference）」の二つのステップで構成される。現在、生成 AI に関しては「巨大モデルをいかにつくるか（学習）」から「作ったモデルをいかに効率よく活用するか（推論）」への転換が起きている¹²。これまで巨大な投資と共に莫大なデータに基づいたモデルを構築する「学習」というステップが、AI データセンターの電力消費を拡大し続けてきた。他方、2024 年の OpenAI o1 登場以降、

¹⁰ GPU はもともと 3D ゲームの画像描画用に作られた半導体で、膨大なデータを同時に処理できるため AI 開発の主流になっている。TPU は Google が独自開発した AI 専用半導体。

¹¹ JLL. (2026). “2026 Global Data Center Market Outlook Navigating AI demand, power constraints and global opportunities in 2026” <https://www.jll.com/en-us/insights/market-outlook/data-center-outlook>

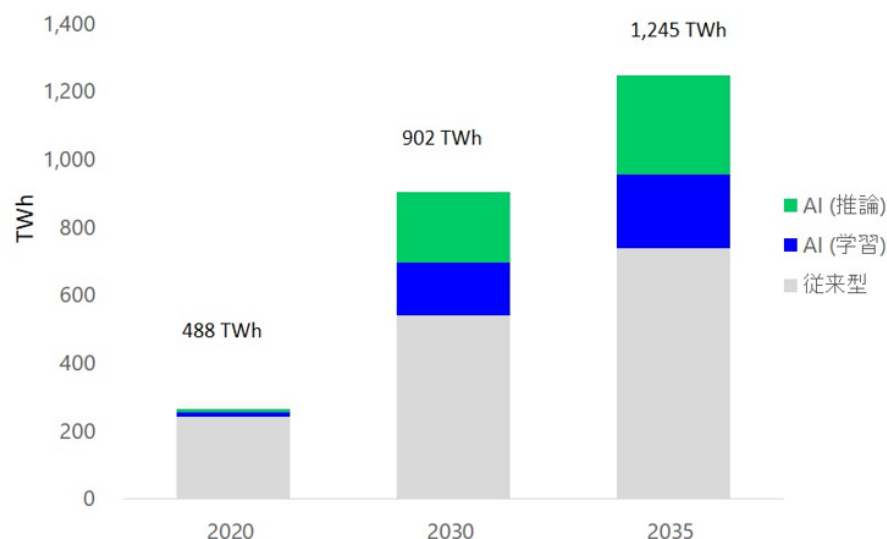
¹² Morgan Stanley. (2025). “AI Enters a New Phase: The Rise of Inference and Data Infrastructure” <https://www.morganstanley.com.au/ideas/ai-enters-a-new-phase-of-inference>

ハイパースケーラー¹³などによる AI モデル開発にかかわる投資行動に変化が生じている。膨大なデータを事前学習させて一瞬で回答を出すアプローチから、回答に直接たどり着く前に「推論」を段階的に繰り返し実行して回答の精度を向上させる「推論スケールリング」が AI の高知能化をつかさどる趨勢となっている。

データセンターの電力需要の見通し

レファレンスシナリオでは、世界のデータセンターの電力需要は 2035 年に 1,245 TWh に達する見通しで、2025 年比では 2.6 倍の水準に及ぶ。このうち、AI データセンターの割合は、現状の 14%から 2035 年には 40%となる。

図 2-31 | 世界のデータセンターの電力需要見通し（2025-2035 年、レファレンス）



技術進展シナリオでは、データセンターの電力需要は 2035 年にレファレンスシナリオ比で 21%の省エネルギーポテンシャルを有している。新規データセンターにおける高効率冷却技術の導入および情報通信技術(ICT)の効率改善が寄与する。

¹³ 世界規模で大規模なデータセンターを運営し、膨大な計算資源やデータ保管容量を提供する巨大なクラウドサービス事業者のこと。Microsoft、Amazon、Google、Metaなどを指す。

図 2-32 | 世界のデータセンターのエネルギー需要見通し（2020-2035 年）

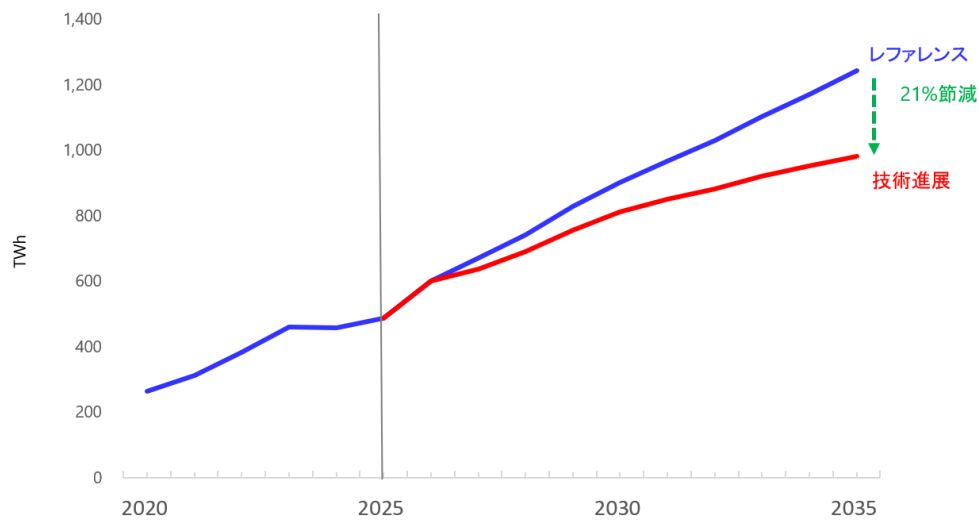
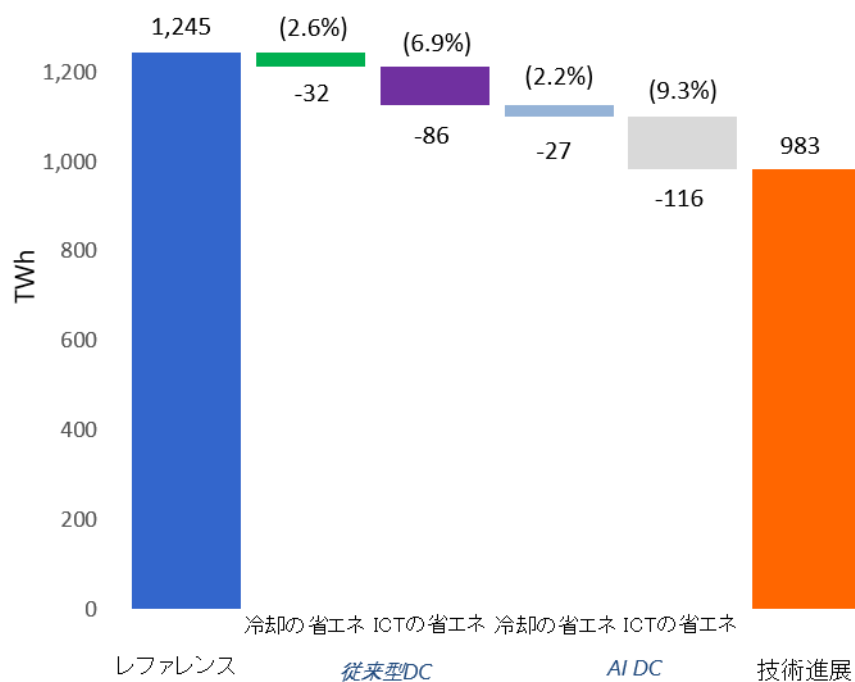


図 2-33 | 世界のデータセンターの省エネルギーポテンシャル（2035 年）



AI データセンターは従来型データセンターと比較し、同じスペースにより高性能なサーバーをより高密度で配置するため、電力消費量が多く発熱も大きい。そのため、空冷式では GPU の稼働に適した温度を維持できない。GPU 販売で世界トップの NVIDIA は高効率にサーバーを冷却できる液冷システムの導入をデータセンター事業者に求め

しており、既に導入が進められている。

従来型データセンターと AI データセンターが有する省エネルギーポテンシャルの評価では、それぞれが冷却や ICT において、適用される技術の水準が基準とする技術が異なる。例えば冷却では、従来型データセンターでは空冷式を採用する場合が多い一方、AI データセンターでは、前述の通り、既に高効率な液冷式が導入されている例が多い。そのため、従来型データセンターでは空冷式からの変更によって 32 TWh（レファレンスシナリオ比 2.6%節減）の省エネポテンシャルが見込まれる。一方、高効率な液冷式の導入が進んでいる AI データセンターの省エネルギーポテンシャルは 27 TWh（レファレンスシナリオ比 2.2%節減）と相対的には小さい。

反対に、ICT 関連の省エネポテンシャルは AI データセンターで相対的に大きい。中央演算処理装置(CPU)や GPU の高効率化、非ノイマン型コンピューターの活用、ストレージの効率化、メモリー・プロセッサ間の伝達経路の短縮、揮発メモリーの一部役割の不揮発メモリー(電源が切れても記憶内容が維持されるメモリー)による代替など、さまざまな技術要素による効率改善の可能性がある。これらの効果によって、AI データセンターではレファレンスケース比で 116 TWh (9.3%)節減、そして従来型データセンターで 86 TWh (6.9%)節減の省エネルギーポテンシャルがある。

AI による省エネルギー

AI 利用拡大がデータセンターの電力消費を押し上げ、それにより電力需給がひっ迫するとの懸念が指摘されている。一方で、AI の利用によって、天候予測による再生可能エネルギー利用の拡大、電力グリッドの最適な運用、そのほかの需要部門の省エネルギー・効率改善、新素材の開発等、さまざまな便益が期待できる。エネルギー部門への AI の適用は、総エネルギー消費量はデータセンターのそれよりも圧倒的に多く、AI を上手く適用することによって、ネットで大きな省エネルギーポテンシャルがあるとも期待できる。

昨年度の IEEJ Outlook 2026 では、需要部門（産業、自動車、業務および家庭）への AI 適用による省エネルギーポテンシャルを分析した。IEEJ Outlook 2027 では、これらに加え、発送配電部門への AI 適用並びに国際航空、国際海運への適用事例を概観し、これらの省エネルギーポテンシャルを分析する。分析結果を踏まえ、エネルギー部門での AI 利用拡大に向けた示唆を導出する。

発送配電への AI 適用

世界的な脱炭素化の加速、燃料価格の高騰、さらには AI やデータセンター普及に伴う電力需要の急速な拡大に伴い、電力の安定供給と経済性の両立が喫緊の課題となっている。こうした状況下において、AI 技術の活用は電力の発送配電部門における効果的なソリューションとして急速に導入が進んでいる。

発電

発電では、温室効果ガスの排出削減に向けた世界的な環境規制の強化に加え、国際情勢の変動等に伴う火力燃料コストの高騰が極めて大きな経営・社会リスクとなっている。新設設備への巨額な投資を抑えつつ、既存発電プラントの発電効率を高め、燃料使用量を節減し、CO₂排出量を削減することが求められている。これらを解決するため、ビッグデータ解析や AI を用いた運転自動最適化への期待が高まっており、気象データやプラントの運転データを AI に学習させ、発電効率や予測精度を高める取り組みが進んでいる。

また、太陽光や風力などの変動性再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、火力発電所等における頻繁な出力調整が必要とされている中で、部分負荷運転時の燃焼効率低下を防ぐため、リアルタイム AI 制御ニーズが一段と高まっている。加えて、老朽発電所の予兆保全や複雑な複合火力発電（GTCC）への適用可能性も広がっている。

GE Vernova は、AI/機械学習でガスタービンのデジタルツインを作り、燃焼状態を監視しながら燃料配分などを自動調整する「Autonomous Tuning」を提供している。これにより、CO 排出量を 14%、NO_x を 10-14%削減、燃料消費量および CO₂排出量を 0.5～1%削減させた¹⁴。このような燃料使用量の削減により投資回収が 1 年未満になり得るとしている。同技術は、周囲温度の変化、ガス燃料の特性、劣化を検知し、2 秒ごとにリアルタイムで自動制御しており、環境条件や燃料特性の変化などに自動で対応することが可能である。同様に、Emerson や JD Technology、Siemens、JERA など多くの発電に携わる企業が AI による火力発電の運転最適化に関する取り組みを発表している。

他方、中部電力では、降雨・河川流入量予測と電力需要データを組み合わせて水力発電の運用を AI で最適化し、発電量を約 2%増加させるとともに計画策定時間を 4 時間か

¹⁴ GE Vernova (2022) “GE Digital’s Autonomous Tuning Accelerates the Energy Transition with Artificial Intelligence and Machine Learning” <https://www.governova.com/news/press-releases/ge-digital-autonomous-tuning-accelerates-the-energy-transition-with-ai-ml>

ら 30 分へ大幅短縮した¹⁵。Siemens Energy はデジタルツイン AI の適用により大規模発電プラントの制御シミュレーション処理性能を 3 倍に高め、制御 CPU の電力消費量を 30%以上削減している¹⁶。

0.5%ポイントの効率改善であっても、火力発電といった大型プラントでは年間数億円規模の燃料費削減に直結する。既存設備にセンサーとソフトウェアを追加導入する形態が中心であるため、大規模な土木・機械改修と比較して投資回収期間が短く、非常に高い費用対効果が期待できる。

送配電部門（現状）

送配電部門では、変動性の高い再生可能エネルギー発電の増加に伴う出力抑制・制御の発生や、データセンター急増による電力需要の急拡大に対し、送配電系統の新增設が追いついていない。世界の送配電ロス率は現在概ね 5～10%（日本約 4.5%、米国約 6%、欧州 5～7%、中国約 5.5%）であるが、途上国ではインフラの脆弱性等により 10%～20%に達する。既存設備を有効活用して送電容量を増やす送電網強化技術（GETs: Grid-Enhancing Technologies）および AI の活用により、再エネ抑制低減や送配電ロス低減、新增設投資の抑制・先送りが期待されており、スマートメーターや各種センサーから得られるデータを AI でリアルタイムに解析し、系統管理や需要予測を高度化する取り組みが進んでいる。

中国国家電網（SGCC）は、6.5 億台のスマートメーターと連携した AI エンジンにより送配電網の技術的・非技術的損失原因を自動特定・修繕指示し、系統全体の送配電ロス率を 6.8%から 4.4%へ 2.4%削減（236 TWh 節電、1 億 2,664 万トンの CO₂削減、累積経済効果 837.9 億人民元）した¹⁷。UK National Grid ESO は電力需要履歴データと気象データを組み込んだ機械学習により日次需要予測誤差を 30%以上削減（需要予測 1%改善で数百万ドルの調整コスト節減）した¹⁸。また、LineVision は送電線に取り付けたセンサーと AI で外気温や風速をリアルタイム解析し動的許容電流を算出・評価する DLR

¹⁵ 中部電力（2023）「AI を活用した水力発電計画の策定支援システムの開発および特許出願について」
https://www.chuden.co.jp/publicity/press/1212878_3273.html

¹⁶ AMD “Siemens Energy empowers renewable future with AMD EPYC™ CPUs” <https://www.amd.com/en/resources/case-studies/siemens-energy.html>

¹⁷ SGCC “Transform power grids to cut losses and energy waste” <https://www.theclimatedrive.org/action-library/transform-power-grids-to-cut-losses-and-energy-waste>

¹⁸ QuantStrategy “AI-Driven Demand Forecasts: How Machine Learning Predicts Future Grid Loads” <https://quantstrategy.io/blog/ai-driven-demand-forecasts-how-machine-learning-predicts/>

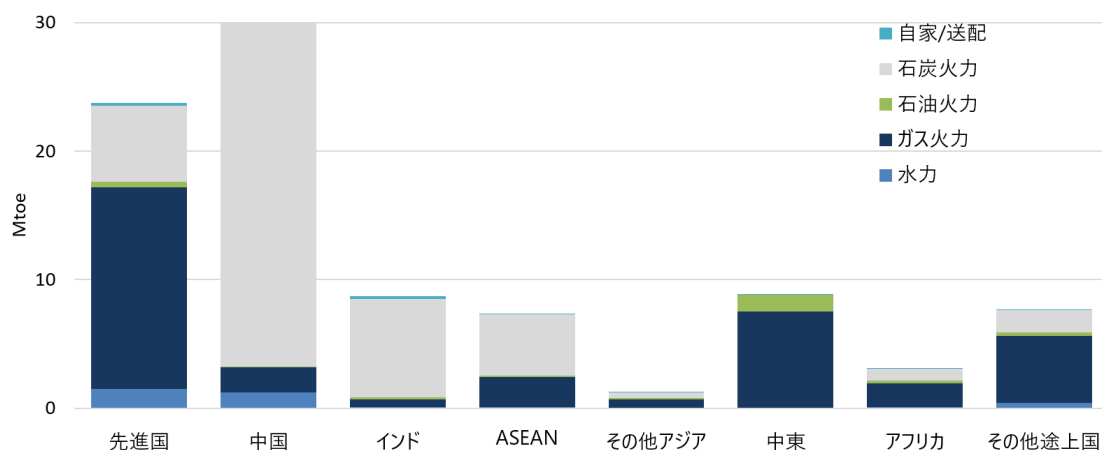
(Dynamic Line Rating)によって、送電線の運用容量を最大 61%拡大させており、新增設コストの 5～7%の費用で導入可能としている¹⁹。

発送配電の AI 利用による省エネルギーポテンシャル（将来展望）

2035 年に向けては、AI 利用によって火力発電をはじめとする電源側の運用効率化が進むと共に、GETs の導入推進によって世界全体の送配電ロス率が 0.5%ポイント（途上国ではそれ以上）低減される見込みであり、電力システム全体として多大な省エネルギーポテンシャルが見込まれる。今後の省エネニーズとしては、電気自動車や分散型電源の系統統合管理などが挙げられる。

送電線の物理的な新設には巨額の投資と長い期間を要するが、DLR 等の GETs と AI を組み合わせることで新設コストのわずか数%の費用で送電容量を大幅に拡張できる。中国国家电网の事例でも 2,000 万人民币の投資に対し 837.9 億人民币の経済効果を上げており、投資対効果は非常に高い。

図 2-34 | 世界の発送配電部門における AI による省エネルギーポテンシャル（2035 年）



国際海運（現状）

国際海運では、AI を活用した運航最適化が実用段階に入っている。主な適用領域は、航路最適化、船速・機関出力制御、船体・機関の状態監視、Just-In-Time 入港支援²⁰など

¹⁹ Veriprajna “The Grid Cannot Grow Fast Enough. It Needs to Get Smarter.”

<https://veriprajna.com/solutions/power-grid-ai>

²⁰ International Maritime Organization. (2020) “Trialling Just-In-Time Arrival”

である。日本郵船²¹、商船三井²²、Maersk²³等では既に導入が進み、燃料削減効果が確認されている。船型や運航形態によって大きく異なるものの、各社が公表する省エネルギーの実績値は概ね 5～10%の範囲に集中しており、JIT 入港との組み合わせによる効率向上も期待されている。

国際海運では、IMO による運航炭素強度（CII：Carbon Intensity Indicator）²⁴ 規制等を背景に、さらなる省エネルギーが求められている。船型改良や機関効率改善は既に進展しており、今後は運航面での効率化の重要性が高まると考えられる。このため、航路最適化、運航スピード制御、予防保全などを実現する AI は、既存船にも導入可能な有力技術として期待されている。

AI による省エネルギー効果は主に運航上の無駄の削減によるものであり、船型や航路によっても大きく左右されるが、導入船単体では 5～10%程度が現実的な水準と考えられる。一方、2035 年に向けては規制強化やデジタル化の進展に伴い導入が拡大し、国際海運全体でも数%規模の燃料消費削減効果が期待される。

AI による運航最適化は、代替燃料設備の導入や大規模な船体改造と比べて投資規模が小さく、費用対効果の高い省エネルギー対策と評価されている。年間燃料消費量 1 万～5 万トン級の外航船では、燃料価格を 1 トン 800 ドルと仮定すると年間燃料費は約 800 万～4,000 万ドルとなり、5～10%のエネルギー節減で年間約 40 万～400 万ドル（約 0.6 億～6 億円）の節約効果に相当する。導入費用を 1 隻あたり数億円と仮定した試算では、3 万トン級以上の大型船で数年以内の投資回収が見込まれる。燃料コスト上昇により、AI 活用の価値は今後さらに高まると考えられる。

国際航空（現状）

航空産業における AI の活用事例としては、アラスカ航空の飛行ルート最適化が挙げられる。同社は、機体性能や気象状況、交通量等を考慮したルート最適化システムの運用を 2021 年に開始し²⁵、全体で 3～5%の燃料節減を達成した。この節減率は割合として

<https://www.imo.org/en/mediacentre/pages/whatsnew-1571.aspx>

²¹ 日本郵船（2025）「船舶運航データ活用における人間と AI の協業で安全・効率運航を実現」

https://www.nyk.com/stories/04/01/20250122_10.html

²² 商船三井（2025）「BLUE ACTION MOL 012, DarWIN プロジェクト」<https://www.mol.co.jp/bam/012/>

²³ A.P. Moller-Maersk（2025）” Maersk showcases innovations and technologies that are shaping the future of logistics at ‘Code Cargo 2025’ ” <https://www.maersk.com/ja-jp/news/articles/2025/09/10/future-of-logistics-at-code-cargo-2025>

²⁴ 日本海事協会（2022）「エネルギー効率関連条約（SEEMP、IMO DCS、CII）：CII 燃費実績格付け制度、SEEMP Part III 作成・審査に関するご案内」<https://www.classnk.or.jp/hp/ja/activities/statutory/seemp/index.html>

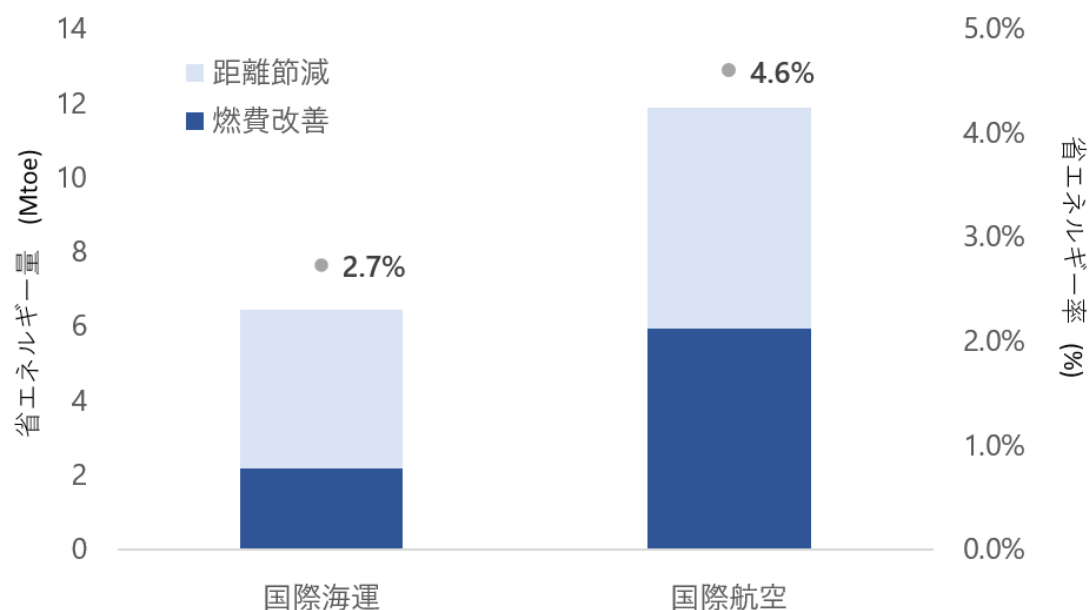
²⁵ アラスカ航空（2021）「アラスカ航空と Airspace Intelligence 社が、人工知能と機械学習を用いて航

は小さいが、コストの削減幅としては大きい。例えば 2025 年に日本の航空会社が消費した燃料は約 1,000 万 kL であり、単価を 10 万円／kL とすると、3～5%の節減は 300～500 億円のコスト削減に相当する。AI の導入費用は数千万～数十億円と見られるが、燃料コスト削減幅の大きさから、比較的短期間で投資回収可能と言われている。同様のシステムを導入する動きは他社にも広がり、2026 年 5 月時点でのべ 120 社以上に納入されている^{26,27}。航空燃料の需要は安定から増加傾向であり、その節減は変わらず重要であるため、ルート最適化は今後も着実に普及していくと予想される。

国際海運・国際航空（将来展望）

これらの事例を踏まえて推計する、2035 年の国際海運と国際航空の省エネルギーポテンシャルは、それぞれ 6 Mtoe と 12 Mtoe で技術進展シナリオと比較して 2.7%、4.6%の節減ポテンシャルを有している。国際海運、国際航空共に、AI による省エネルギーは燃費の改善と移動ルートの最適化による。

図 2-35 | 国際海運・国際航空における AI による省エネルギーポテンシャル（2035 年）



空交通の流れを最適化するための世界初のパートナーシップを発表

<https://www.alaskakouku.com/2021/06/airspace-intelligenceai.html>

²⁶ OpenAirlines. (2026) “Unlock maximum fuel savings with AI-powered insights.”

<https://www.openairlines.com/>

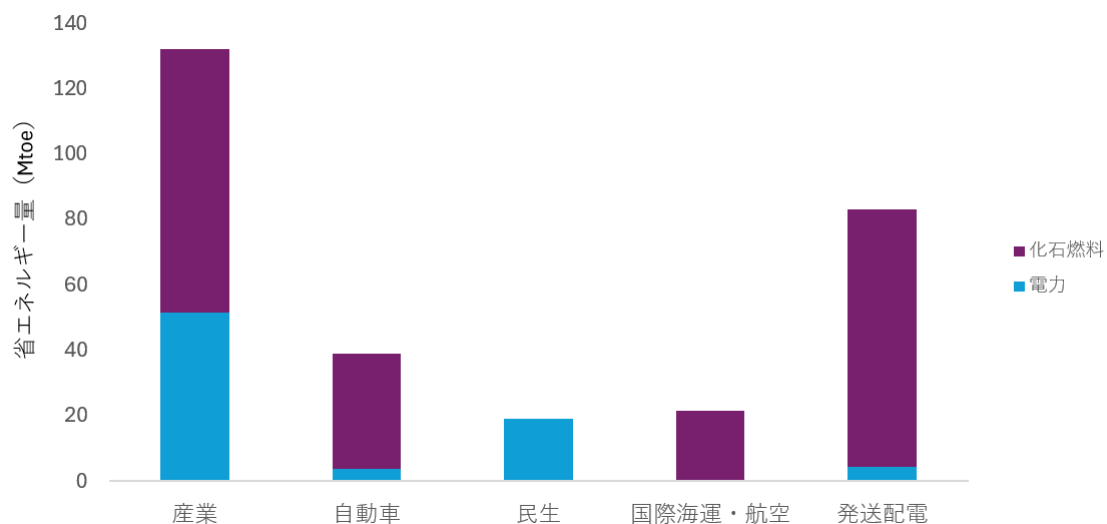
²⁷ SITA. (2026) “Turn data into proven fuel and CO₂ savings with predictive flight optimization.”

<https://www.sita.aero/solutions/sita-for-aircraft/in-flight-efficiency/optiflight/>

産業、自動車、家庭・業務、そして発送配電部門における AI を適用した場合の省エネルギーポテンシャルは 2035 年で 294 Mtoe に及ぶ。これは、技術進展シナリオにおける同年の最終エネルギー需要の 2.9% 節減に相当する。2035 年の世界におけるデータセンターの電力需要は 107 Mtoe (1,245 TWh) と推計されることから、エネルギー部門の AI による省エネルギーポテンシャルはこれを 2.7 倍程度上回る水準である。

現在、局所的に生じているデータセンターへの電力供給インフラの整備といった課題への対策は、引き続き重要である。しかし、AI 導入による省エネルギー効果は例え数%に留まったとしても、これらを積み重ねることによって大きなエネルギー節減をもたらす。この結果は、AI の導入促進に向けたあらゆる対策を推進する重要性を示唆している。

図 2-36 | AI によるエネルギー部門の省エネルギーポテンシャル (2035 年)



分析から得られる示唆

データセンターの電力需要は、2035 年には現在の 2.6 倍程度の水準に達する見通しである。特に AI データセンターの推論需要の増加が顕著である。AI モデルの最適化による省エネルギー以外に、インフラ面では液浸冷却など次世代技術の導入に加え、AI モデルプロバイダーに対して、GPU の性能開示やモデル別の電力消費比較ラベルの公表を求めるなど、高効率化に向けた対策が必要であろう。高効率 GPU を活用し、モデルを「最適化」した省エネルギー型 AI モデルの利活用の動機づけとなる仕組みづくりが急務となっている。

AI 向けデータセンターと、従来型データセンターでは、稼働状況やサーバーからの発

熱温度が異なるため、省エネルギー対策や適用すべき技術水準が異なる。将来的にはこうした違いを踏まえた規制を行うことが重要である。例えば、AI データセンターでは、高効率な液冷技術の利用が始まっているが、従来型データセンターでは空冷式が利用されるため効率改善余地が大きい。このため、従来型データセンターへのさらなる規制強化も視野に入れるべきであろう。

AI をエネルギー部門に適用した場合の省エネルギーの費用対効果は高く、投資回収年は 1 年未満のものから 16 カ月程度と短い。AI を利用したシステムの最適化は大幅な技術の置き換えを伴わず、既設のシステムを利用できるためである。AI の利点を幅広く認知させるための事例集作成や、経済的インセンティブ付与による導入支援、そして AI と省エネの両者をつかさどる人的リソース拡大に向けた支援体制の構築が不可欠である。

3. エネルギー供給

3.1. 原油

近年の原油供給

新型コロナウイルス感染症(COVID-19)パンデミック以降の原油供給トレンドは、石油輸出国機構(OPEC)プラスの協調減産、非 OPEC プラスの増産、といった要因で形作られてきた。イランやロシアへの制裁といった形で産油国の地政学リスクは常に意識されていたものの、両国の原油生産量は底堅く推移していたこともあり、地政学リスクが原油供給に及ぼす影響は限定的であった。

しかし、2026 年 2 月からのイラン戦争およびホルムズ海峡やバベルマンデブ海峡の封鎖により、世界の原油供給は大きな転換点を迎えている。ホルムズ海峡は石油供給における世界最大のチョークポイントであり、2025 年には約 2,000 万 b/d(原油約 1,500 万 b/d、石油製品約 500 万 b/d) もの石油が通過していた。しかし、ホルムズ海峡封鎖によって 2026 年 3 月から 5 月にかけて通航量は激減し、通航量がゼロとなる日も頻発した。ホルムズ海峡迂回パイプラインを持つサウジアラビアや UAE はある程度の輸出量を維持したが、他中東産油国の輸出のほとんどが停止した。その結果、2026 年第 2 四半期中の東での原油生産量は 1,775 万 b/d と前年比同期比で 32%も減少した。

OPEC プラスは 2026 年 4 月から 9 月まで 6 ヶ月連続で増産を決定している。しかし、ホルムズ海峡やバベルマンデブ海峡では深刻な通航支障が続いており、2026 年 7 月時点での原油生産量は 2,806 万 b/d と生産目標を 18%も下回っている。また、2026 年 5 月には主要産油国である UAE が OPEC を脱退したことで、OPEC および OPEC プラスの市場支配力が低下している。

ホルムズ海峡封鎖によって起こった史上最大の原油供給途絶に対応するため、IEA は 3 月 11 日に 4 億バレルの備蓄放出を決定した。一方で、ホルムズ海峡に依存しない供給源からの輸出も増えている。サウジアラビアおよび UAE はホルムズ海峡迂回パイプラインをフル稼働させている。輸入国はこれら迂回パイプライン経由での中東原油供給とともに、非中東産油国からの輸入を増やしている。主要な代替供給源となっているのが米州であり、特に米国の原油輸出量は 2026 年第 2 四半期に 536 万 b/d と前年同期比で 42%も増加した。

2026 年の危機が石油供給に与える影響

レファレンスシナリオでの世界の石油需要は 2040 年頃まで緩やかに増加し、その後若干減少する。インドや ASEAN では 2050 年まで需要が増加し続けるものの、先進国の需要が一貫して減少し続けることに加えて、中国の需要が 2030 年までにピークアウトすることが影響している。

底堅い石油需要に呼応して、原油生産量も 2040 年頃までは増加し、2050 年は 2024 年と同水準の 96.0 Mb/d となる。2026 年のホルムズ海峡封鎖を受け、輸入国では一時的に非中東原油需要が増加し、北米や中南米の生産量が当該需要の受け皿となる。しかし、2030 年代からはコスト競争力の高い中東原油へ需要が戻り、米国を中心とする北米の生産量が 2030 年頃にピークアウトする。中南米ではガイアナが大幅に生産量を増加させるが、ブラジルやメキシコでは 2030 年代に生産量が減少し始める。アフリカの生産量は伸び悩み、アジア・オセアニアでは生産量減少が継続する。OPEC のシェアは 2024 年から 2030 年にかけては 28% から 27% へと若干低下するものの、それ以降は中東原油への需要が回復することで 2050 年のシェアは 34% にまで高まる。

表 3-1 | 原油生産 [レファレンスシナリオ]

	2024	2030	2040	2050	(Mb/d)	
					2024-2050 変化量	変化率/年
原油生産計	96.3	96.3	97.3	96.0	-0.3	0.0%
OPEC	27.2	26.6	31.2	33.4	6.1	0.8%
中東	21.3	20.5	25.3	28.2	7.0	1.1%
その他	6.0	6.1	5.9	5.1	-0.8	-0.6%
非OPEC	69.0	69.8	66.2	62.6	-6.4	-0.4%
北米	24.4	28.2	27.0	25.7	1.2	0.2%
中南米	10.9	11.5	10.7	9.9	-1.0	-0.4%
欧州・ユーラシア	16.9	14.6	13.0	11.9	-5.0	-1.3%
中東	6.9	7.0	8.6	9.2	2.3	1.1%
アフリカ	2.6	2.5	2.3	2.1	-0.5	-0.9%
アジア・オセアニア	7.3	5.9	4.6	3.8	-3.5	-2.4%
プロセスゲイン	2.4	2.5	2.6	2.7	0.3	0.4%
石油供給計	98.7	98.8	99.9	98.6	0.0	0.0%

注: 原油には天然ガス液(NGL)を含む

長期的には戻るアジアの中東依存

2025 年の世界の原油貿易量は 44 Mb/d であった。最大の輸出地域である中東の輸出量は 19Mb/d で世界の 43%を占め、北米が 9 Mb/d、ロシアを中心とする他欧州・ユーラシアが 7 Mb/d で続いている。中東の輸出量の 8 割はアジア向けである。他欧州・ユーラシアは歴史的に西欧および東欧が最大の輸出先であったが、西側諸国の禁輸を避けロシアが中国やインド向け輸出を増やしたことが影響し、6 割がアジア向けとなっている。北米は、域内（米国・カナダ間）での貿易が 5 割を占め、欧州先進国とアジア向けが 2 割ずつである。

輸入地域ではアジアの輸入量が 26 Mb/d と圧倒的に大きく、中でも最大の中国は 11 Mb/d に達する。アジア向けの最大の供給地域は中東で、アジア全体の中東依存度は 6 割である。ウクライナ戦争以降、ロシア産原油からの脱却を進めてきた欧州先進国向けには、アフリカが 3 割、北米が 2 割を供給している。

石油需要が減少し続ける欧州先進国および日本・韓国・台湾の輸入量は 2024 年から 2050 年にかけて 4-5 割減少する。2030 年までに需要がピークアウトする中国の輸入量も同期間で 1 割減少する。従って、ロシアを中心とする他欧州/ユーラシアおよびアフリカからの欧州先進国向け、中東から北東アジア向けのフローは縮小する。一方、域内生産の減少および需要増加の結果、南アジアおよび東南アジアの輸入量が大幅に増加する。中東、北米、他欧州/ユーラシアといった主要輸出地域は南アジアおよび東南アジアへの依存度を高めることになる。

図 3-1 | 主要地域間の原油貿易 [2025 年]

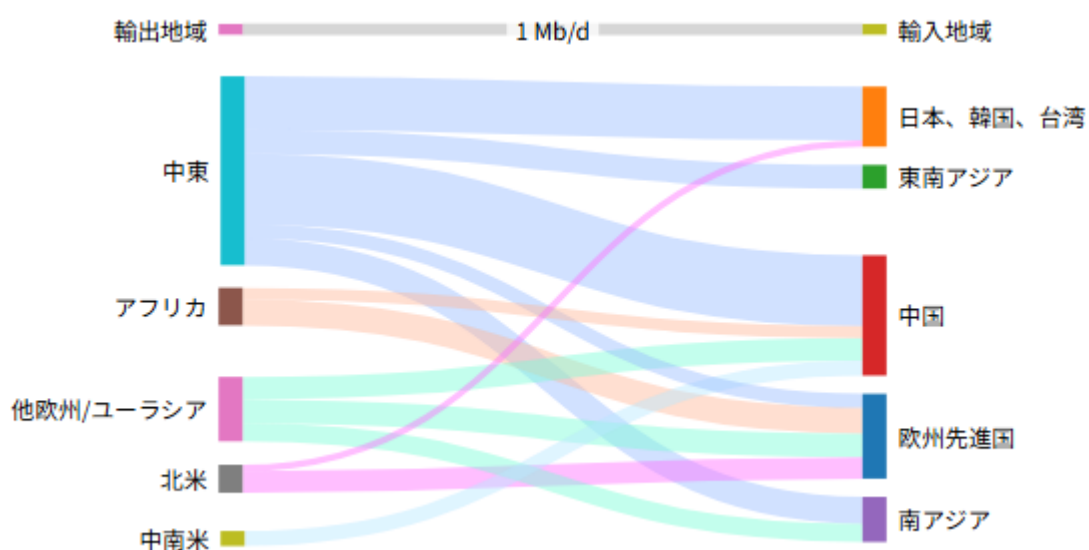
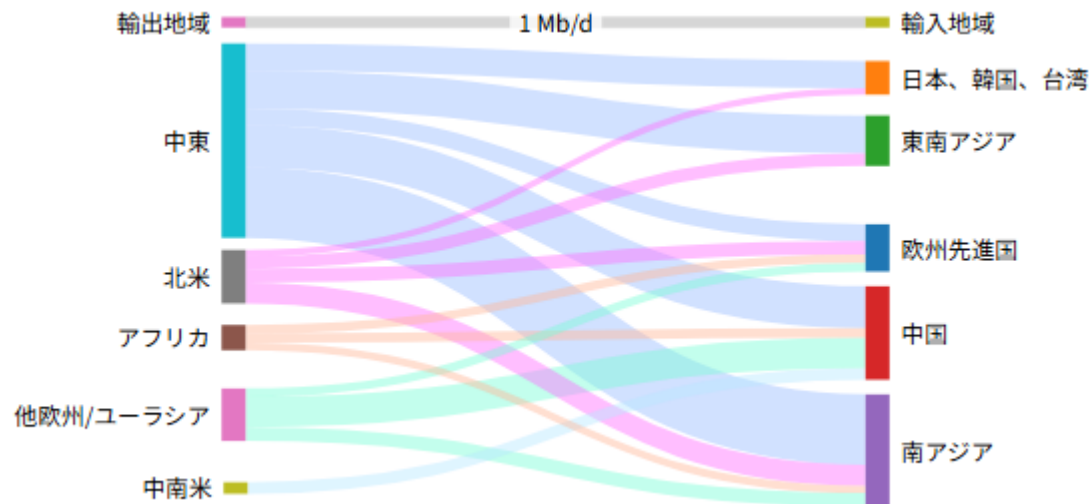


図 3-2 | 主要地域間の原油貿易 [レファレンスシナリオ、2050 年]



注: 0.5 Mb/d以上のフローを記載。

3.2. 天然ガス

国際 LNG・天然ガス市場の潮流

2025 年半ばから 2026 年夏にかけての国際 LNG・天然ガス市場は、対照的な 2 つの潮流に特徴付けられた。

第一は、北米を中心とする歴史的な LNG 供給キャパシティの拡大である。2025 年から 2026 年上半期にかけて、FID（最終投資決定）ベースで年間 1 億トン分程度相当の新規液化設備が承認され、その 9 割を米国案件が占めた。供給面では、世界市場は明らかに新たな拡大局面に入った。

第二は、2026 年前半の中東危機によるエネルギー安全保障問題の再浮上である。ホルムズ海峡封鎖とカタール LNG 設備への攻撃は、LNG 市場が初めて経験する規模の供給ショックとなった。世界 LNG 貿易量の 2 割超に相当する供給キャパシティが一時的に停止し、「LNG は安定的エネルギー供給源である」という従来の認識に修正を迫る事態となった。

この 1 年間は、「供給拡大」と「供給不安」が同時進行し、LNG 市場の構造変化が鮮明になった期間と位置付けられる。

米国 LNG の時代の深化

米国 LNG 産業は、世界市場の中核的供給者としての地位をさらに強化している。2025 年には Louisiana LNG、CP2 LNG フェーズ 1、Rio Grande LNG、Port Arthur LNG フェーズ 2 と、大型案件が相次いで FID に到達した。これらの案件で投資承認されたキャパシティは年間 6000 万トン規模に達し、史上最大級の FID ラッシュとなった。さらに 2026 年前半は、Venture Global CP2 フェーズ 2、Commonwealth LNG、Delfin FLNG1 が FID に到達、年間 2900 万トン規模の追加となった。急速な規模拡大と並行して、ビジネスモデルの変貌が注目される。中でも、Cheniere Energy、Sempra、Venture Global の 3 社が有力な LNG 輸出企業として台頭し、従来の国際 LNG 業界の大手企業とは一線を画す独自の地位を築いている。

米国 LNG 輸出産業は、僅か 10 年で、ガスの純輸入国から世界最大の LNG 輸出国へと変貌を遂げ、世界の LNG 情勢を根本的に変貌させた。このパラダイムシフトを牽引しているのは、企業行動が機敏で非統合型の新しいプレーヤーであり、米国での LNG 輸出開発においては、国際的な巨大企業に取って代わった。特に Venture Global は、2025 - 2026 年には CP2 フェーズ 1・2 を短期間で FID に至らせ、Plaquemines LNG の立ち上げを進展させるなど、北米の供給拡大を象徴する存在となった。

これら新たな大手 LNG 輸出開発企業の台頭は、戦略的優位性、具体的なビジネスモデル、有利な市場環境の組み合わせによるものだった。

米国 LNG 開発者の成功は、米国の低コストのガス生産に基づくヘンリーハブ価格連動の LNG 価格設定、仕向地が自由で柔軟な LNG 販売契約、そして戦略的な位置となるガルフ地域への立地という共通の強みに基づいている。しかし、各社のここまでの道のりはそれぞれ異なっている。Cheniere は先駆的に新たなビジネスモデルを開拓し、Sempra は安定した公益事業基盤を活用してリスクの少ないインフラストラクチャプレーヤーとなり、Venture Global はモジュール式の費用対効果の高い建設戦略で急速な拡大を続けている。これらの革新にも課題がないわけではない。LNG 輸出設備がハリケーンが頻発するガルフ地域に地理的に集中していることや、米国エネルギー省 (DOE) による 2024 年の輸出許可手続きの一時停止に代表される不安定な国内規制環境等リスクに直面している。

従来の LNG 国際的なプレーヤー (IOC や NOC) は後退しているわけではなく、米国でも戦略的パートナーシップを結び、長期的な買主となり、他国、例えばカタールでの North Field 拡張のような大規模で低コストのプロジェクトを通じて市場プレゼンスを

さらに拡大するなど、適応を進めている。今後数年間は、市場への参入競争、世界的な競争の激化、そして LNG 生産国における政治的圧力と国際的なエネルギー安全保障の要求とのバランスをとりながら事業を進めることとなる。

今後 2030 年前後にかけて、米国の輸出能力は年間 1.6 億トン規模へ到達する見通しである。実質的に世界 LNG 供給の増加分の大半を米国が担う構図が形成された。

LNG 市場の重心移動と大西洋市場の拡大

需要面でも大きな変化が生じた。従来、LNG 市場の主戦場はアジアであった。しかし現在は欧州とアジアが状況に応じて引き合う構図が常態化している。

2025 年の世界の LNG 輸入量は、4.3 億トンと、2024 年の約 4 億トンから増加した。日本の LNG 輸入量は 2023 年に 2009 年以来の低水準となった後、2024 年・2025 年も減少が続き、2025 年は 6498 万トンとなった。一方で中国は、2025 年 12 月の月間輸入（848 万トン）および 2025 年第 4 四半期の輸入量（2104 万トン）はいずれも同国の過去最高を更新したものの、年間の総輸入量は 6843 万トンであった。前年比で、日本は 0.9%減、中国は 10.7%減となった。また、2025 年の日本・中国・韓国・台湾の北東アジア 4 市場の合計輸入量は 2.04 億トンで、前年から 2.9%減少した。

これに対して欧州連合（EU）と英国は、2025 年に合計 1.13 億トンの LNG を輸入、前年比 24%増となり、2023 年水準へ回帰した。米国はこの欧州市場ブロック向け LNG 輸出を前年比で 6 割拡大した。結果として、欧州ブロックの LNG 輸入総量の 6 割を米国供給が占める構図となった。一方、ロシア産 LNG の欧州ブロックシェアは 13%へ低下し、同地域向け輸出量は前年比 13%減となった。

2026 年上半期の世界の LNG 貿易量は、前年同期比微増の 2.07 億トンとなった。3 月以降 6 月までのカタール・アブダビの輸出減推定 2000 万トンを、北米の 1500 万トンを筆頭にロシア、ナイジェリアなどの他の輸出国の増分が相殺した。欧州など大西洋側の LNG 輸入は増加したが、アジアで特に、中国、日本、韓国、パキスタンの LNG 輸入減が顕著となった。

中東危機が LNG 市場与えた衝撃

LNG 市場における 2026 年前半最大の事象は、中東危機である。ホルムズ海峡封鎖とカタール設備への攻撃によって、LNG 生産停止、フォースマジュール宣言、海上輸送混乱、LNG 価格急騰など、供給セキュリティ上のリスク要因として議論されていた事象が、一挙に現実として発生した。

カタールの巨大な LNG 設備拡張プロジェクトによる供給増加は、世界市場の将来の需給バランスの前提となっていた。市場参加者は、「カタールは常に供給できる」という前提で長期戦略を組み立てていた。しかし現実には設備停止と長期間の供給障害が発生した。地域の不安定継続、ロジスティックス混乱により、拡張プロジェクト建設の遅延も懸念される。この結果、LNG 供給源多様化、輸送ルート多様化、適正なレベルでの FOB 取引の活用、在庫保有方針や政策の強化などの供給セキュリティ策の重要性が改めて認識された。中東危機は「価格リスク」ではなく「物量リスク」が顕在化した初めての事例として記憶される可能性が高い。

ロシア・中国パイプライン戦略の再浮上

2025 年 9 月、ロシア Gazprom と中国 CNPC は、新規 Power of Siberia 2 天然ガスパイプラインをめぐって、法的拘束力を伴う覚書を締結したことを発表した。同プロジェクトによる供給が実現すれば、既存 Power of Siberia 1 パイプライン、いわゆる極東ルート、そしてこの Power of Siberia 2 による合計のパイプライン供給キャパシティは、合計年間 100 bcm 超に達する可能性がある。この動きは、2030 年代の LNG 市場に大きな意味を持つ可能性が高い。中国がロシアから大量のパイプラインガスを受け入れれば、中国 LNG 輸入の伸び鈍化、他方で LNG 調達における中国の交渉力向上、中国によるスポット LNG 市場依存低下につながるからである。

現時点では、同パイプラインで供給される天然ガスの価格や、プロジェクト開発のためのファイナンス面の課題が残っているが、LNG 市場にとって最も重要な「潜在的構造変化」の 1 つである。

北米西海岸という新たな供給拠点

2025 年から 2026 年にかけて、北米の LNG 部門は、太平洋岸がアジア太平洋地域に向けた LNG 供給の新たな要衝として台頭し、劇的な変化を迎えている。この動向は、供給源の多角化、北米内陸部の膨大なガス資源の活用、そしてアジア市場への輸送距離の短縮という戦略的利点によって推進されている。

カナダ西海岸では、2025 年 7 月に稼働した LNG Canada が、供給拠点としての地位を確固たるものにしている。稼働後の 1 年間で北東アジア市場へ 670 万トンの LNG を供給し、信頼性を証明した。2026 年半ば現在、焦点は輸出容量を倍増させるフェーズ 2 拡張計画に移っている。2026 年 6 月には JGC Fluor 合弁企業に対して LNTP（限定着工指示）が出され、2026 年末までの FID 到達が目標とされている。カナダの LNG セクターにおける顕著な傾向は、先住民（First Nations）を対等なパートナーとして取り

込むことである。LNG Canada は、フェーズ 2 で計画されている LNG 貯蔵タンクの過半数株式を取得するための最大 10 億カナダドルの投資オプション権を、5 つの先住民グループからなる MNT Investments LP に対して提供した。Ksi Lisims LNG は、先住民 Nisga'a Nation らが推進する浮体式液化設備プロジェクトで、2026 年 7 月にドイツの Uniper と長期 SPA（売買契約）を締結した。2027 年初頭の着工を目指している。その他、Cedar LNG（2028 年末稼働目標）や、2025 年までに建設が約半分まで進捗している Woodfibre LNG（2027 年末稼働目標）も着実に前進している。新たに浮上した Kanata LNG プロジェクトについては、韓国のハンファオーシャンが開発に関する MoU（覚書）を締結し、先住民に対して最大 50%の持分取得の機会を提供している。

2026 年 7 月、メキシコの LNG 産業も転換点を迎えた。バハ・カリフォルニア州エンセナダの ECA LNG フェーズ 1 プロジェクトが生産を開始し、アジアに向けて初カーゴを出荷した。Sempra Infrastructure と TotalEnergies の合併事業である同設備は、年間 325 万トンの輸出容量を持ち、本格的な商業運転開始後、TotalEnergies が 20 年間にわたり年間 170 万トンを引き取る契約を持つ。なお、立ち上げ（ランプアップ）期間中は TotalEnergies が唯一のオフテイカー（引き取り手）を務める。この成功は、メキシコ北西海岸における他のプロジェクトを刺激している。ソノラ州の Amigo LNG プロジェクトは、第 1 系列分の供給枠は実質的に完売した。2027 年初頭までの FID（最終投資決定）を目指している。Saguaro Energía は複数の引き取りコミットメントを背景に FID の準備を進めている。

これらのプロジェクトの特徴は、米国内陸部（ロッキー山脈地域やパーミアン盆地）で生産された天然ガスの国際市場への出口となる点である。ワイオミング州やコロラド州などのガス生産州は、直接アジア市場にアクセスできるようになる。北米西海岸プロジェクトが注目される背景には、戦略的優位性がある。カナダやメキシコ西海岸から日本や韓国への輸送期間は 11～12 日と比較的に近いこと。もう 1 つは太平洋側にあることで、運河の通航料や遠距離による遅延リスクを排除できる点である。

供給源の多様化という観点から、日本やアジアにとって極めて重要な変化である。

東南アジアは輸出地域から消費地域へ

東南アジアでは LNG 輸入国化が進んだ。ベトナム、フィリピン、マレーシア、インドネシアでは、LNG 受入体制の拡充と戦略的な調達活動が進展している。各国は増加する電力需要とエネルギー転換への対応を背景に、浮体式受入設備（FSRU）の導入や国際的なパートナーシップの強化を進めている。

ベトナムでは、LNG 火力発電設備、LNG 受入基地計画の進展とともに、調達面では国営企業傘下の PV GAS が、2026 年 7 月、自国初の LNG ターム購入契約を Shell と締結した。国営 PetroVietnam 社は、マレーシアの Petronas との間で、既存の協力枠組みを「包括的な戦略エネルギーパートナーシップ協定」へと強化するべく協議を行っている。また、ロシアの LNG 最大手ノバテックとも実務レベルの会合を持ち、LNG チェーン全体での協力機会を検討することで合意するなど、国際パートナーシップの強化、LNG 供給源の多角化を模索している。

マレーシア国内では現在、3 件目、4 件目の浮体式 LNG 受入基地（FSRU）プロジェクトが推進されている。マレーシアは、国内のガス供給の安定化とアジア市場への LNG 供給維持を並行している。自国の新たな受入基地開発と日本企業との長期的な関係強化を進めている。インドネシアも LNG 供給プロジェクト開発とともに LNG 受入能力の拡大を進めている。つまり、従来の「LNG 輸出地域」であった東南アジアが、徐々に「LNG 消費地域」の性格も併せ持つようになっていく。

メタン・CCS・低炭素化の加速

この 1 年のもう一つの特徴は、「低 GHG 排出 LNG」の取り組みが産業界の標準になり始めたことである。また、EU メタン規制への対応が大きな論点となった。米国 LNG 業界は GHG 報告制度維持を主張し、MiQ 認証や OGMP2.0 対応が重要な競争要素になっている。LNG 市場は単なる価格競争ではなく、メタン排出削減取り組み・CCS・電化・再エネ電力利用を含む競争へ移行しつつある。

LNG 市場概観の総括

2025 年半ばから 2026 年夏までの国際 LNG 市場は、「供給拡大の時代」と「エネルギー安全保障再認識の時代」が同時進行した一年であった。

短期的には中東危機が LNG 市場最大のリスクとして浮上した。しかし中長期的には、米国・カナダを中心とする巨大な新規供給プロジェクトが世界市場を支える構図は変わらない。ロシア・中国パイプラインの進展、東南アジア需要の成長、欧州の脱ロシア政策、メタン排出削減取り組み・CCS の普及など、多数の構造変化が同時進行している。

当面の LNG 市場を考える上で重要なキーワードは、「米国・北米産 LNG 供給拡大」「中東リスク」「LNG 需要の新興国シフト」「脱 GHG 排出対応」の 4 点である。

そして最大の論点は、2020 年代末から 2030 年代前半に見込まれる北米中心の大量供給増加を、市場がどのように吸収できるかという点にある。引き続き LNG 供給キャパ

シティの大きな拡大が期待されつつも、世界各地の情勢の影響も含めた供給不足リスクも見逃せない。LNG は引き続きエネルギー安全保障の中核的な役割を担い続けると考えられる。

カナダ、米国、オーストラリアの LNG 供給国としての特徴と課題

次に、引き続き大きな LNG 供給源として期待されるカナダ、米国、オーストラリアの LNG 供給国としての特徴と課題を概説する。

カナダは、Major Projects Office の設立と国家的重要プロジェクト制度の導入を通じて、LNG Canada Phase 2 や Ksi Lisims LNG などの大型案件を国家戦略プロジェクトとして加速し、アジア・欧州向けの低炭素 LNG 輸出拡大による経済成長と貿易多角化を目指している。近年は単なる「資源開発」ではなく、エネルギー安全保障・輸出市場多角化・経済成長を目的とした国家戦略プロジェクトとして LNG を位置付けていることが最大の特徴である。推進のために次のような政策を実施している。

表 3-2 | カナダの LNG 推進政策

事例	概要
LNGを「国家的に重要なインフラストラクチャー」と位置付け	欧州やアジア向けのエネルギー供給強化を通じて、カナダの貿易相手国を多様化し、資源輸出国としての地位強化を目指す
Major Projects Office (MPO) を設置	大型インフラ・エネルギープロジェクトの迅速化を目的に2025年9月に首相府 (Privy Council Office) 傘下に設置。許認可・審査プロセスを簡素化し、投資判断の予見可能性を高める
「Project of National Interest (国家的重要プロジェクト)」制度の導入	国家経済、安全保障、貿易戦略上重要な案件を優先指定し、政府横断で支援。審査の焦点を「建設すべきか」から「どう実現するか」へ転換し、認可期間を大幅に短縮する方針。
「低炭素LNG」の輸出を重視	ブリティッシュコロンビア州の水力発電を活用した電化設備の導入などにより、世界平均より低いCO ₂ 排出単位のLNG供給国になることを目指す
先住民族とのパートナーシップを政策の柱に	LNGプロジェクトへの出資、利益配分、雇用創出を通じて、先住民族と協働する方針
対米依存からの脱却を念頭に置く	従来は天然ガス輸出の大部分を米国向けに依存していたが、LNG輸出拡大によりアジア・欧州市場への直接アクセスを確保することを戦略目標としている

要注意点としては、先住民族問題、パイプライン建設遅延、建設コスト上昇、FID 不確実性、将来の気候政策強化が考えられる。カナダ LNG のリスクとなり得る要因は、「資源量不足」でなく、先住民族・許認可・パイプラインに起因するプロジェクト実現リスクとなる。一方で、MPO 創設と国家的重要プロジェクト指定は、まさにこれらのリスクを引き下げるための政策であり、日本・アジアから見て近年最もポジティブな制度変更と観察できる。

次に、米国については、現在の LNG 政策の最大の特徴は、前政権下で一時的に慎重化した LNG 輸出政策から、現政権下で「Energy Dominance」を掲げた積極推進政策へ明

確に転換したことである。DOE（エネルギー省）の輸出許可と FERC（連邦エネルギー規制委員会）の設備認可の両面で迅速化が図られる。主要ポイントは以下の通り整理できる。

表 3-3 | 米国の LNG 推進政策

事例	概要
LNGを外交・通商戦略の中核に位置付け	世界最大のLNG輸出国としての地位をさらに強化する方針。LNG輸出を通じて欧州のエネルギー安全保障やアジア市場への供給拡大を推進。「信頼できるエネルギー供給国」としての国際的地位向上を目指す。
LNG輸出許可（DOE）の迅速化	2024年に実施された新規LNG輸出許可審査の停止措置は新政権発足と同時に解除。DOEは非FTA国向け輸出許可の審査を再開し、案件処理を加速。
LNG設備建設認可（FERC）の迅速化	FERCはLNG液化設備・輸出設備の認可手続きを簡素化する方向へ転換。環境レビューの効率化や手続き短縮を進め、許認可期間の短縮を目指す。
民間主導型の開発モデルを維持	基本的には民間事業者主導で進めている。政府は規制緩和や許認可迅速化を通じて後押しする立場を取る。

米国の現行 LNG 政策は、輸出許可停止措置の解除、DOE・FERC による許認可迅速化、規制緩和を通じて LNG 輸出能力の大幅拡大を目指す「全面的な輸出促進政策」である。日本の投資家・買主にとっては、許認可リスクは低下している一方、ヘンリーハブ価格上昇可能性、逆に上流事業の採算悪化による開発失速・プロジェクト停滞可能性、ハリケーンやパナマ運河に起因する物流ボトルネックなどが主要なリスク要因となり得る。

カナダと比較すると、米国 LNG のリスクは「許認可」よりも「商業・市場リスク」の色彩が強い。関税・通商政策が現在の最大リスク要因となり得る。政権は通商政策を外交手段として活用する傾向にある。対中国制裁や関税政策などが LNG 市場にも影響する可能性はある。相手国との政治関係によってエネルギー取引環境が変動する可能性がある。日本は同盟国であるため相対的に影響は限定的ながら、そうした政策リスクから切り離された供給源ではないという認識は必要になる。

また、米国では非常に多くの LNG 案件が同時進行している点もリスクとして指摘でき

る。2030 年代に多数の新規 LNG プロジェクトが稼働開始することで、スポット LNG 市場の軟化、長期契約価値の低下の影響が考えられる。一方で、プロジェクト間の競争により、LNG の新興市場への浸透・プロジェクト間の淘汰も見込まれる。ヘンリーハブ価格上昇リスクは、日本企業にとって実務上非常に重要になる。米国 LNG 価格は通常、「ヘンリーハブ価格 + 液化手数料 + 海上輸送」という構造である。AI データセンター需要、電力需要増加、ガス火力需要増加、LNG 輸出増加などにより米国内ガス価格が上昇すると、日本の LNG 調達コストも上昇することは確実となる。

加えて、ガルフ地域に米国 LNG の大半が集中しており、ハリケーン、洪水、停電、港湾閉鎖による供給障害リスクが存在している。これはカナダ西海岸案件と比較した場合の弱点となり得る。また近年の大型案件では、EPC コスト増加、労務費上昇、サプライチェーン問題が発生している。現政権は LNG 推進だが、将来の政権で環境規制強化、メタン規制強化による政策変更可能性は残されている。但し、既設案件、建設中案件への直接的な影響は比較的小さいと観察される。

米国湾岸から日本向け輸送は、パナマ運河、喜望峰ルートへの依存度が高い。そのため、輸送遠距離、運河渋滞、通行制限、運賃上昇の影響を受けやすい。これはカナダ西海岸 LNG と比較した際の明確な弱点となり得る。

次にオーストラリアの LNG 開発をめぐる政策動向とリスク要因を概説する。

オーストラリア政府は、天然ガスをエネルギー移行期における重要な燃料と位置付けており、国内供給の安定確保と輸出収益の維持を両立させる方針である。2024 年に公表された「Future Gas Strategy」では、2050 年ネットゼロ目標達成後も一定量の天然ガス需要が継続するとし、新規ガス田開発および既存 LNG プロジェクトへの投資継続の必要性を認めている。一方で、労働党政権は気候変動対策を強化しており、大規模排出事業者に対する「Safeguard Mechanism（セーフガード・メカニズム）」を 2023 年から大幅に改正し、石油・ガス産業を含む大規模排出設備に対して段階的な排出削減を義務付けている。その結果、オーストラリアの LNG 政策は「輸出産業としての成長支援」と「脱炭素政策の強化」の両立を目指す方向にある。オーストラリアは世界有数の LNG 輸出国であり、日本、韓国、中国向けの主要供給国である。ウエスタンオーストラリアの North West Shelf、Gorgon、Wheatstone、Ichthys、Pluto 等の大型案件に加え、拡張案件も推進・検討されている。政府はエネルギー安全保障および輸出収益の観点から LNG 産業を戦略産業として位置付けている。オーストラリアは北東アジア向け輸送距離が短く、日本・韓国向け供給において米国や中東より物流面で優位性を持つ。特に日

本企業は多くのオーストラリア LNG 案件に出資しており、長期契約基盤も強固である。

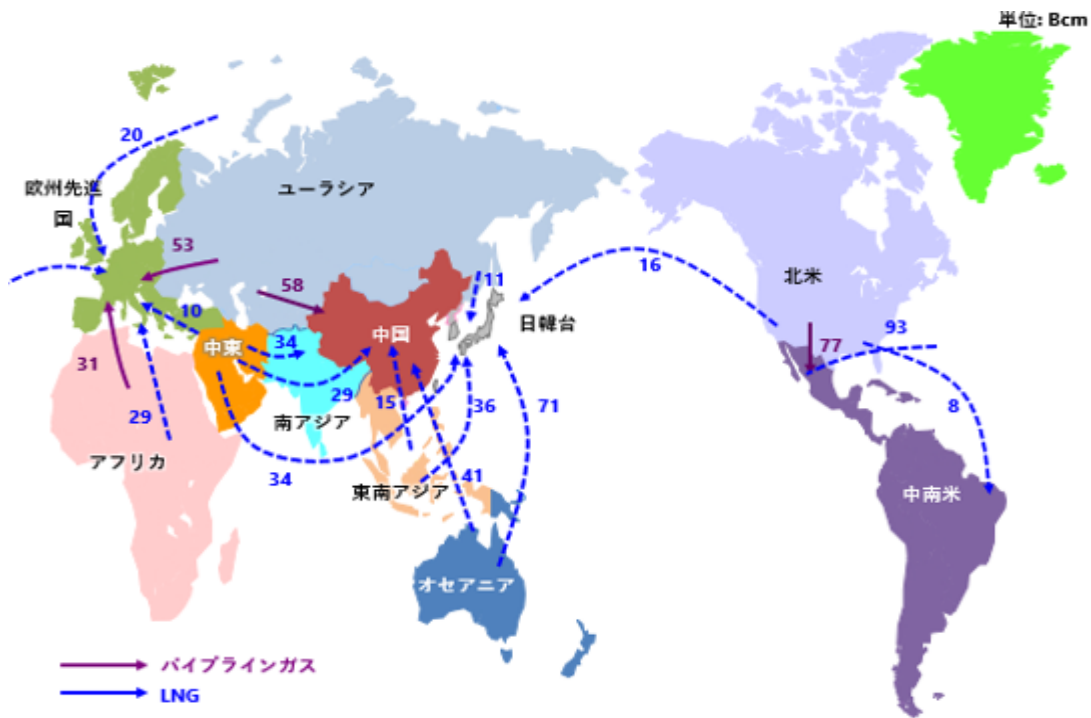
Future Gas Strategy では、再生可能エネルギーが拡大しても産業用熱需要、調整電源、輸出産業向け需要から天然ガスが引き続き必要とされるとの認識を示している。新規供給開発を一定程度認める政策基調である。LNG 開発に対する主なリスク要因としては、以下が指摘できる。

- セーフガード・メカニズム改革により、大規模排出施設には年平均 4.9%程度の排出削減が求められている。LNG 液化設備や上流ガス田も対象であり、排出削減投資やカーボンクレジット購入負担が増加する可能性がある。
- 近年は環境保護団体や地域コミュニティによる法的異議申し立てが増加しており、ガス田開発や設備拡張案件の許認可プロセスが長期化する傾向にある。特に海洋環境、生物多様性、先住民権利保護が重要論点となっている。
- 連邦政府は東部市場のガス不足懸念を受け、LNG 輸出事業者へ国内市場向け供給確保を求める方針を強化している。2026 年 5 月に新規契約を対象とした国内市場ガス供給留保制度の導入方針が発表された。制度設計次第で輸出可能量や LNG 輸出プロジェクトの収益性に影響する可能性がある。
- North West Shelf など一部既存案件では供給源ガス田の減耗が進んでおり、新規資源開発が必要となっている。供給維持のためには追加投資が不可欠である。

表 3-4 | 天然ガス生産 [レファレンスシナリオ]

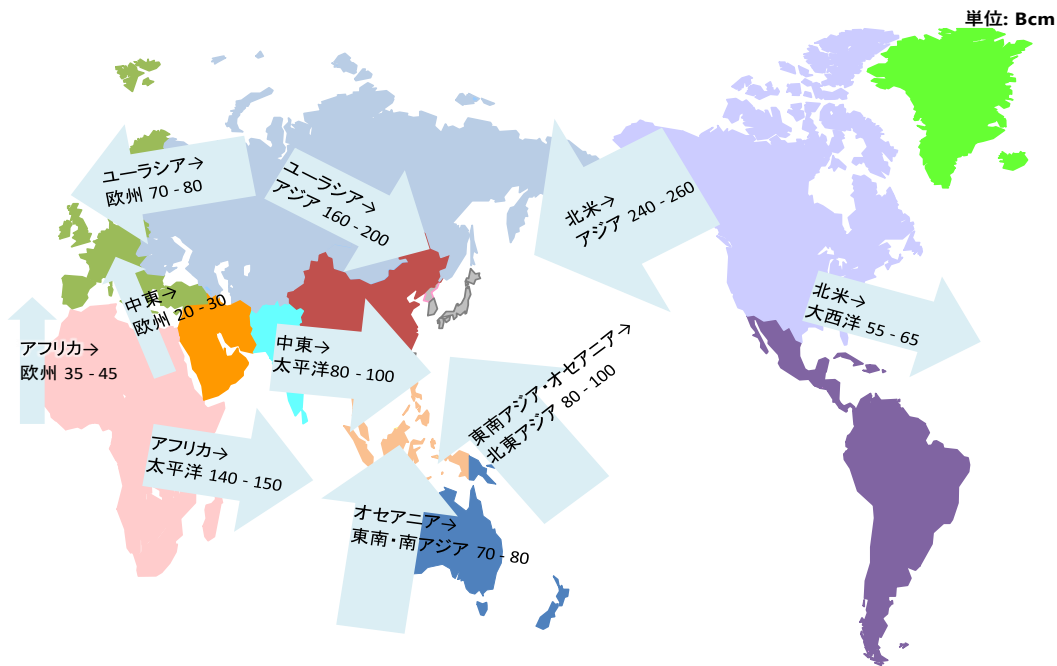
	2024	2030	2040	2050	(Bcm)	
					2024-2050 変化量	変化率
世界	4,211	4,484	4,856	5,463	1,252	1.0%
北米、メキシコ	1,280	1,471	1,479	1,493	213	0.6%
中南米(メキシコを除く)	189	234	289	356	166	2.5%
ヨーロッパ	196	136	132	106	-90	-2.3%
ユーラシア	856	820	839	909	52	0.2%
ロシア	638	600	600	609	-29	-0.2%
中東	732	770	832	1,049	317	1.4%
アフリカ	251	256	397	611	360	3.5%
アジア	538	633	704	736	197	1.2%
中国	232	260	276	242	10	0.2%
インド	36	55	87	90	54	3.6%
ASEAN	206	212	207	204	-1	0.0%
オセアニア	167	165	185	204	36	0.8%

図 3-3 | 主要地域間の天然ガス貿易（2025 年）



注: 主な地域間貿易を記載

図 3-4 | 主要地域間の天然ガス貿易 [レファレンスシナリオ、2050 年]



注: 主な地域間貿易を記載しており、全貿易量を包含するものではない。ユーラシア、アフリカ、中東からの供給にはLNGに加えパイプラインによるものも含む。

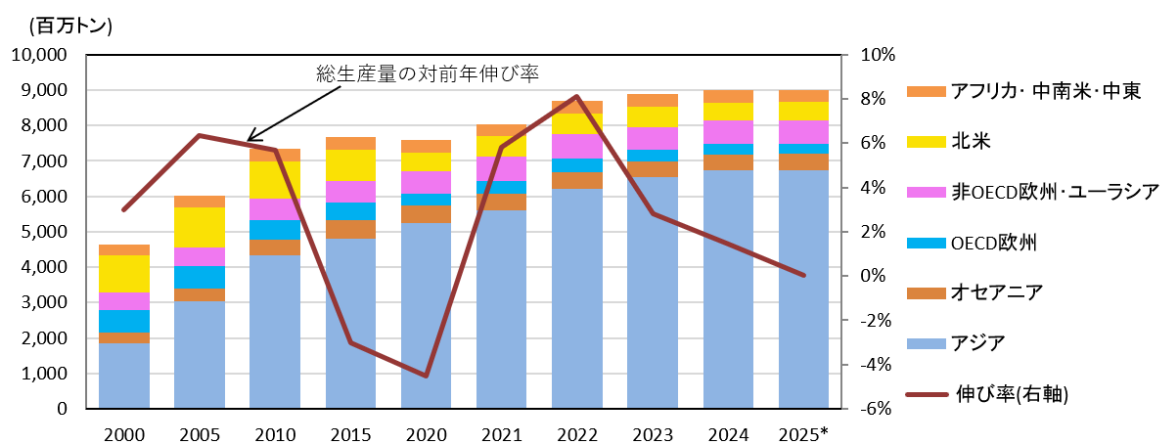
3.3. 石炭

世界の供給と需要

2025 年、世界の石炭生産量は過去最高水準となる 90 億 9,540 万 t に達した。炭種別では、一般炭が 72 億 7,430 万 t（石炭全体シェアの約 8 割）と底堅い需要を見せた。また製鉄用途の原料炭も 11 億 2,710 万 t と高水準を維持した。一方で環境負荷の高い褐炭は 5 億 9,360 万 t へと減少傾向が続いている。

地域別にはアジア・オセアニアが 72 億 540 万 t と全生産量の約 8 割を占めており、中国やインドを中心とした生産体制が世界全体の需給を左右する構造が一段と鮮明になっている。

図 3-5 | 世界の石炭生産量推移



中国では、前年の政府による安全管理強化に伴う生産減の反動もあり、内モンゴルや新疆地区を中心とした増産が全体での生産拡大（47 億 1,140 万 t）に寄与した。これは政府が進める国内炭によるエネルギー安全保障の柱として石炭増産政策とつながる。インドでは生産量が 10 億 8,430 万 t となり、前年同様の高水準を維持した。Coal India Limited (CIL)をはじめ民間鉱山も高い生産水準を保っている。インドネシアでは、中国やインドの国内炭増産に伴う輸入需要の抑制を受け両国向け輸出は減少したが、急拡大する国内の電力向け需要（PLN 向け等）やニッケル精錬等の自家発電用が生産量を下支えし、7 億 9,040 万 t と昨年から若干減少となった。豪州は 4 億 6,070 万 t を生産し、主要輸出国としての地位を維持している。また、ロシアを含む非 OECD 欧州・ユーラシア（6 億 5,450 万 t）や北米（5 億 2,200 万 t）、アフリカ・中南米等も前年並みの生産量を維持した。このように 2025 年の石炭生産が高水準となったことは、中国・イ

インドに限らず各国が石炭を現時点ではエネルギー供給と経済活動で必要と位置づけている実態を示している。一方で、大気汚染や温室効果ガス排出といった環境面の課題も引き続き主要な検討事項である。今後は、安定供給と環境負荷低減の両立に向けた技術開発や政策の動向が引き続き注目される。

また 2026 年に入り足元までの世界では、イラン情勢の悪化をはじめとする中東地政学リスクの高まりを受け、エネルギー安全保障の再構築が課題となっている。特に原油や天然ガスの供給不安・価格高騰への懸念から、調達に際して地理的リスクを回避可能な代替燃料として石炭を再評価する動きが高まっている。

国別に動向を見ると、中国とインドはエネルギーの自給率向上と地政学リスク回避に向け、引き続き強力な「国内炭増産ドライブ」を維持推進している。中国では 2026 年半ばに発生した重大炭鉱事故を受けて政府が安全管理・点検体制を厳格化し、主要産炭地での生産抑制圧力がかかっているものの、第 1 四半期までに積み上がっていた高在庫が緩衝材として機能し安定的な供給体制が維持されている。インドでも政府主導の鉱山投資や市場原則に基づく民間参入の拡大が継続し、国内需要を自国生産でカバーする体制づくりが進んでいる。

インドネシアは、中東紛争に伴うエネルギー供給不安からアジア域内でエネルギー安全保障ニーズが高まり、石油・天然ガスに替わる燃料の供給国としての存在感を高めつつある。ただし、政府による国内供給優先政策（DMO）の徹底や国営投資機関ダンナンタラ傘下での資源管理体制の一元化に伴い、供給力や輸出枠をめぐる調整が続いている。

豪州では、連邦・州政府による環境優先の規制強化や QLD 州での高ロイヤルティ負担が維持されるなど、長期的な事業予見性低下が続いている。こうした事態に対し、豪州の石炭業界も「自国の政策リスクが顧客（主要輸入国）側の不信を招き、他国や他電源へのシフト（需要喪失）を加速させかねない」という需要サイドの懸念を深く認識している。業界側は安定的な事業環境整備の重要性を訴えているものの、現段階では政策不透明感に伴う中長期的な供給能力縮小への懸念は払しょくされていない。

東アジアの主要輸入国である日本、韓国、台湾においては、中東情勢によるエネルギー確保への警戒感が高まるなか、脱炭素政策や電源構成の変化による影響も入り交じり、石炭需要そのものは大きな変化ない。しかし、韓国では休止火力の再稼働を前提とした輸入量の増加が見られている。

一方、欧州においては構造的な脱炭素の潮流が根底にありつつも、中東リスク等に伴う天然ガス価格の高止まり傾向に加え、気象要因（熱波等）による一部原発の出力抑制と

いった局所的ショックが重なり、短期的・緊急的な下支えとして石炭火力が一時的に稼働する局面が見られる。これは、排出量増加への懸念から脱炭素目標との整合性が問われつつも、大規模停電を回避するための対応を余儀なくされている実態を示している。広域送電網を通じた相互補完が進む欧州においても電力システムの最終的なバックアップ(可調整電源)として石炭火力に依存せざるを得ない現実が浮き彫りとなっている。また米国ではトランプ政権による化石燃料推進政策が産業を下支えし、ロシアでは制裁継続や物流制約による不透明感が続いている。

中国・インドの国内炭増産政策による需給への影響

イラン戦争を起因とする世界的なエネルギー供給懸念を受け、安全保障上の観点から石炭のベースロード電源としての役割が見直されている。特に ASEAN 諸国においては、中東産 LNG や原油の調達リスクおよび価格高騰への懸念から、エネルギー安全保障の観点に基づき石炭火力発電を最大限活用する動きや将来的な石炭火力の追加導入検討などの動きが顕在化し始めている。

こうしたなか中国とインドの 2 大石炭消費国は、世界の石炭需要の大部分を占めており両国の国内増産政策が世界の需給バランスを左右する構図になっていることに注意が必要である。中国においては、2026 年に公表された新たな 5 か年エネルギー計画において、石炭の位置づけが「単純な削減・フェーズアウト」ではなく、エネルギー安全保障および再生可能エネルギーの出力変動に応じ電力供給を機動的に制御できる「Dispatch 電源(可調整電源)」としての効果的な活用を打ち出している。同計画では、石炭が一次エネルギー供給の約 56%、発電量の約 59%を占める現実を踏まえ、経済成長や急速に拡大する電力需要(産業用途に加え、AI やデータセンター等の先端需要を含む)に対応するための柔軟な供給力として位置付けられた形である。さらに先進的石炭技術への投資を通じて効率向上とクリーンかつ革新的な利用を追求しつつ、気候や需要の変動に対応する調整力を担う長期的なエネルギー戦略での役割が改めて明確化されたようである。

一方インドでは、経済成長に伴う電力需要の伸び(ピーク需要は過去最高を更新)に対し、太陽光・風力などの再エネ発電量が急増している。しかしながら、干ばつなどによる水力発電低迷の影響もあり、電源としての石炭火力発電量自体は過去最高水準を更新しフル稼働状態が続いているのも事実である。それにもかかわらず輸入炭量が抑制傾向にある背景には(2026 年 1~5 月輸入量は前年比 14.8%減)、「再エネによる石炭代替」だけではなく、政府による「高在庫となっていた国内炭の優先消費政策」が影響してい

る。昨年来、国営 Coal India (CIL) を中心とした増産政策が順調であるが、一方で国内炭火力への物流能力などでは未だ課題もあり、需要と輸送能力にキャップが生じていた。このことから各所で在庫量が大きく膨らむ事態が発生しており、在庫過多となった国内炭の消費を優先させることで増加する電力需要への供給力を確保しながら、IPP などの輸入炭火力への依存を抑え込む対応が図られたのである。今後も国内炭増産政策は堅持される見通しであり、物流面での対応と輸入炭への影響には注意が必要である。

一般炭の輸出状況

2026 年足元までの世界の一般炭貿易は、中東紛争による石油やガスの海上輸送ルート
の支障や価格の高騰を受けてサプライチェーンの安全確保が最優先課題となるなか、石
炭輸入国の行動に変化が起りつつあることはこれまで見てきたとおりである。特に世
界最大の輸入国である中国は 6 月の炭鉱事故に伴う生産抑制があったものの、第 1 四
半期からの十分な在庫により国際市場からの輸入拡大には至っておらず、中東紛争下で
も国際市場に大きな需要ショックを与えることを回避している。また第 2 位のインドも
国内炭増産政策によって輸入炭の抑制を行っており、両国が足元のエネルギー安全保障
対応で輸入量を増やしていないことが国際市場の需給緩衝帯として機能していると思
えることもできる。こうした環境のなか輸出国の状況を見ていきたい。

まず輸出量第 1 位であるインドネシアでは（2026 年 1～6 月輸出量は 2 億 3,250 万 t、
前年同期比 2.8%減）、中国・インドの輸入量抑制とインドネシア政府による国家主権主
導の資源管理強化策に大きな影響を受けている。2026 年 5 月、政府が主要資源の輸出
窓口を新設国営企業 Danantara Sumberdaya Indonesia (DSI) へ一本化する方針を示し
たことで、既存の取引構造や履行手続をめぐる不透明感が増している。さらに、政府に
よる年間採掘計画(RKAB)の目標引き下げや国営電力会社(PLN)向け供給優先(DMO)
に伴う輸出量の抑制、既存契約の再交渉リスク等をめぐる懸念も存在し、貿易上の阻害
要因となりつつある。これに対し輸入者は、制度の詳細決定や実際の履行状況を見極め
る慎重な姿勢を強めている。

以下、豪州をはじめ、米国、コロンビア、南アフリカ等の主要輸出国では、これまでの
ところ、世界的な地政学リスクに伴う主要輸入国の変化への対応ができているようだ。

豪州は、2026 年 1～6 月の一般炭輸出量が前年同期比 6.0%増の 9,980 万 t と堅調に推
移している。中国向け（2,610 万 t、同 13%減）での需要減退を、韓国向け（1,080 万 t、
同 126%増）や日本向け（3,450 万 t、同 10%増）といった東アジア主要国への輸出で
カバーする構造となっている。米国においても、トランプ政権による石炭輸出促進方針

のもと、2026 年 1～6 月の輸出量は前年同期比 3.6%増 (2,090 万 t) となり、アジア（インド向け 780 万 t、韓国向け 230 万 t）を中心に供給を伸ばしている。大西洋向けを主力とするコロンビアでは、欧州（オランダ向け 280 万 t）やチリ・韓国等への出荷が堅調に推移し、2026 年 1～6 月の輸出量は前年同期比 9.9%増の 2,430 万 t と高水準を維持した。なお、8 月に就任したエスプリエジャ新政権が石炭産業を含む資源政策の再検討を打ち出していることから、今後は業界を取り巻く事業環境の改善に向けたプラスの影響も期待されている。また南アフリカは、中東情勢に伴う LNG 供給不安を背景としたアジアでの調達強化を受け、2026 年 1～6 月の輸出量が前年同期比 5.1%増の 3,730 万 t と堅調に推移した。特にインド向け（1,770 万 t）を軸としつつ、パキスタン（420 万 t、同 85%増）や台湾（160 万 t、同 12%増）向けなど、エネルギー安全保障ニーズが高まるアジア市場への輸出が拡大傾向にある。

石炭の課題—エネルギー安全保障とトランジション

2026 年に入り地政学リスクが顕在化するなか、短中期的には上流投融资の制約や各国の環境規制に加え、供給国側の政治・制度変更リスクを抱えつつも、石炭が担う「エネルギー安全保障上の役割」を確保するための安定供給・調達体制の再構築が、世界市場における生産者と需要家の双方にとって最優先課題となっている。

このような環境変化を踏まえ、石炭に関する課題も足元で変わりつつある。

- 中東情勢に伴う石油・天然ガスの途絶リスクが懸念されるなか、他化石燃料に比べ海上交通の要衝（チョークポイント）を回避しやすく、自国や周辺国で調達可能な石炭の安定供給面での価値が再認識されている。特にアジア新興国（ASEAN 等）などでは、先進国のような火力のバックアップ運用インフラや資金的余力が乏しいなか、エネルギー安全保障を確保する観点から石炭の役割や位置づけを改めて見直す動きが進んでいる。
- 欧州先進国では、脱炭素の方針のもと再生可能エネルギーの導入や域内送電網による補完を進めているが、気象ショックやガス価格高騰時には自国の石炭火力を予備力（バックアップ電源）として一時稼働させざるを得ない実態がある。さらに、自国の脱炭素を推進する一方で、電力需給の逼迫時には広域送電網を通じて隣国の石炭火力を含む基幹電源インフラに実質的に依存して需給を調整しているという、エネルギー安全保障上の構造的な脆弱性が表面化している。
- 中国、インド、米国といった豊富な自国資源を有する国々では、エネルギー安全保障を念頭に置いた積極的なアプローチが進んでいる。中国やインドは「国内炭

増産」の推進により強固な安定供給基盤の構築を図っている。米国は石炭資源の活用維持・増産推進も含めたエネルギー優先政策を採り、豊富な自国資源を活用すべく規制緩和が進む。

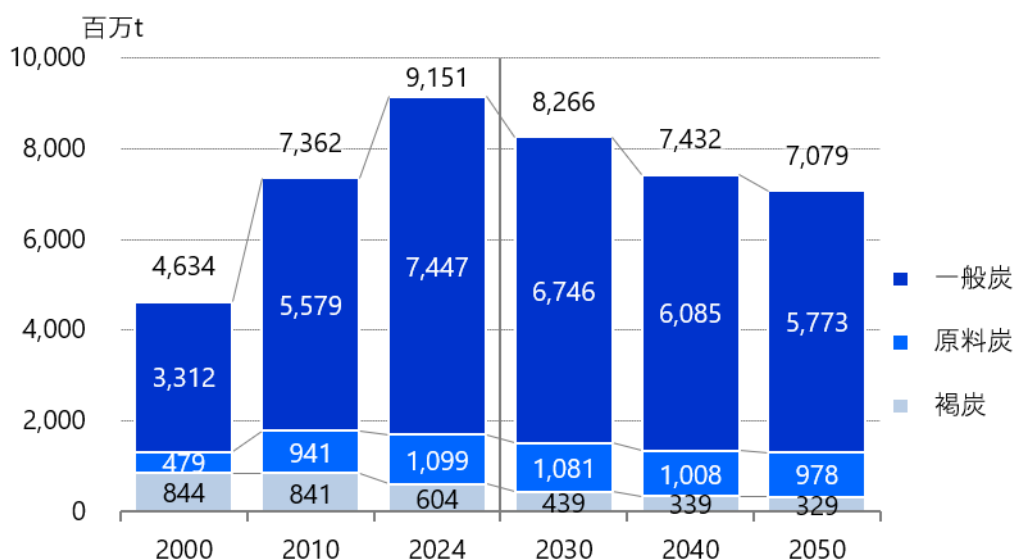
- 原料炭が使われる鉄鋼分野は、脱炭素化が困難な「Hard-to-Abate」セクターとされている。一方で水素還元製鉄や電炉化など高炉に頼らない製鉄技術の開発や検討が進むものの、実用化・普及までの移行には時間を要する。この移行期間も安定的な鉄鋼生産・供給体制の維持が不可欠であり、戦略的、更には重要鉱物として原料炭の資源確保が重視される動きも見られる。

全体として、従来の「単純・盲目的な石炭退出」から、エネルギー安全保障やトランジション技術の社会実装の状況を踏まえ、石炭の位置づけを再検討するアプローチへが広がっているようである。その際、過渡期の調整電源としての一般炭と、代替技術の普及まで産業基盤を支える戦略資材としての原料炭という、炭種ごとの役割に応じた議論が重要になる。

炭種別生産量の将来見通し

レファレンスケースにおける世界の石炭生産は、需要にあわせ 2020 年代後半まで現状の水準を維持しその後減少に転じる。ただし、従来の想定よりも高い水準を維持しながら緩やかな減少傾向を辿る。世界の総生産量は、2024 年の 91 億 5,100 万 t から 2030 年には 82 億 6,600 万 t、2050 年には 70 億 7,900 万 t へ減少する（図 3-6）。

図 3-6 | 世界の石炭生産量推移 [レファレンスシナリオ]



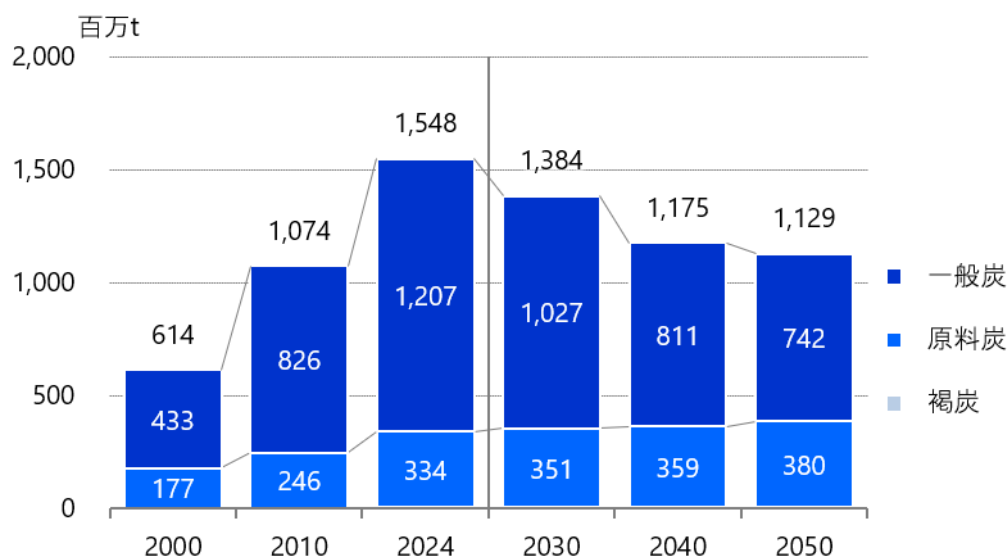
炭種別の推移は以下の通りである。

- 一般炭：発電用需要の動向に依存し、2020 年代後半にピークを迎えたのち減少へ転じる。生産量は 2024 年の 74 億 4,700 万 t から、2030 年に 67 億 4,600 万 t、2050 年には 57 億 7,300 万 t となる。このうち主要消費国である中国では、足元から 2030 年頃にかけて再生可能エネルギーへの電源シフトが進むものの、その後の石炭需要減少のペースは緩やかとなる。国内炭生産も緩やかに調整され、国際市場への急激な影響は回避されよう。このように、一般炭需要は 2030 年まで高い水準を維持したのち、2050 年に向けては緩やかな減少となる。
- 原料炭：鉄鋼生産の原料として用いられる原料炭は、インドなどの需要拡大を背景に、2024 年の 10 億 9,900 万 t から 2030 年には 10 億 8,100 万 t、2050 年には 9 億 7,800 万 t へと微減と予測する。なお世界貿易量は、インドを始めとした新興国での需要増から 2024 年の 3 億 3,400 万 t から 2050 年には 3 億 8,000 万 t へと増加を見込む。
- 褐炭：地産地消型のエネルギー資源である褐炭は、現存する褐炭火力発電の段階的廃止に伴い、生産量は 2024 年の 6 億 400 万 t から漸減し、2050 年には 3 億 2,900 万 t となる。

貿易市場構造の変化

国際石炭貿易量（輸入貿易量）は、需要縮小ペースに比べて底堅く推移する見通しである。世界全体の貿易量は 2024 年の 15 億 4,800 万 t から 2030 年に 13 億 8,400 万 t、2050 年 11 億 2,900 万 t と緩やかに減少する。

図 3-7 | 世界の石炭貿易量推移 [レファレンスシナリオ]



- 一般炭貿易量は 2024 年の 12 億 700 万 t から 2050 年には 7 億 4,200 万 t へ減少する。2030 年頃までは主に中国における再エネ導入拡大と国内炭優先策から輸入量は減少し、世界の需要を押し下げる。インドでも需要増に対応するため国内炭増産を進める方針を継続しており、国内需要拡大でも輸入の増加は抑えられる。一方でその他アジア新興国の経済成長に伴い国際市場の需要を下支えするとともに、2040 年以降は、先進国における石炭火力の廃止が一巡し、系統安定化やエネルギー安全保障のためのバックアップ電源として予備火力が維持されることもあり、全体としての減少ペースは極めて緩やかなものにとどまる。
- 一方、原料炭貿易量は 2024 年の 3 億 3,400 万 t から 2050 年には 3 億 8,000 万 t へと拡大する。これは鉄鋼分野（Hard-to-Abate セクター）における脱炭素技術の実装に時間を要する中、インドをはじめとする新興国での鉄鋼増産に伴い、原料炭の輸入需要が増加するためである。

続いて主要生産国の状況について見ていく。

- 一般炭の主要生産・輸出国であるインドネシアの生産量は 2024 年の 8 億 2,900 万 t から中国とインドの輸入減少影響から 2030 年代には現状から減少し、7 億 t 台前半まで落ち込む。その後 2040 年代に増加が予測されるアジア地域への供給を拡大し、2050 年には 7 億 9,100 万 t へ回復すると想定する。このように増加する国内需要増と変化する輸出量に対応しながら生産量を柔軟にコントロールし、今後もアジアでの供給源の要としての役割を担っていく。
- オーストラリアの一般炭需要は、政府の進める環境・エネルギー政策により国内需要は大きく減少する。また現在同国の主要輸出国の輸入需要減少も影響し、一般炭生産量は 2024 年の 2 億 7,400 万 t から 2050 年には 1 億 4,300 万 t へと減少する。一方で原料炭生産は、インドをはじめとするアジア諸国の鉄鋼需要拡大に対応し、2024 年の 1 億 5,100 万 t から 2050 年には 1 億 8,600 万 t へと増加する。
- 北米、中南米、欧州、アフリカ、中東などの生産動向はこれまでの想定から大きな変化はないと想定した。

表 3-5 | 一般炭(上段)、原料炭(下段)の生産量推移 [レファレンスシナリオ]

一般炭生産

(百万t)

	2024	2030	2040	2050	2024-2050	
					変化量	変化率/年
世界	7,447	6,746	6,085	5,773	-1,674	-1.0%
北米	375	262	174	124	-251	-4.2%
米国	367	254	167	118	-249	-4.3%
中南米	75	66	55	54	-21	-1.3%
コロンビア	66	59	48	45	-21	-1.4%
OECDヨーロッパ	35	31	21	13	-22	-3.8%
非OECDヨーロッパ・中央アジア	414	370	321	317	-97	-1.0%
ロシア	292	257	211	199	-93	-1.5%
中東	0	0	0	0	0	-0.4%
アフリカ	253	249	239	255	3	0.0%
南アフリカ	236	231	217	229	-7	-0.1%
アジア	6,020	5,541	5,108	4,866	-1,154	-0.8%
中国	4,081	3,514	2,891	2,259	-1,821	-2.2%
インド	988	1,159	1,350	1,652	664	2.0%
インドネシア	829	741	722	791	-38	-0.2%
オセアニア	275	227	167	143	-132	-2.5%
オーストラリア	274	226	166	143	-132	-2.5%

原料炭生産

(百万t)

	2024	2030	2040	2050	2024-2050	
					変化量	変化率/年
世界	1,099	1,081	1,008	978	-122	-0.5%
北米	89	84	84	86	-3	-0.1%
米国	63	64	63	64	1	0.1%
中南米	8	10	12	17	10	3.2%
コロンビア	7	9	12	17	10	3.3%
OECDヨーロッパ	12	14	14	15	3	0.8%
非OECDヨーロッパ・中央アジア	116	119	119	122	5	0.2%
ロシア	110	112	111	113	3	0.1%
中東	2	2	2	2	1	1.2%
アフリカ	12	14	18	24	12	2.7%
モザンビーク	7	8	12	18	11	3.5%
アジア	708	668	582	523	-185	-1.2%
中国	566	516	403	307	-260	-2.3%
インド	62	88	117	156	94	3.6%
モンゴル	73	56	53	51	-23	-1.4%
オセアニア	152	171	175	187	35	0.8%
オーストラリア	151	169	174	186	35	0.8%

図 3-8 | 主要国・地域間の石炭貿易（2025 年）

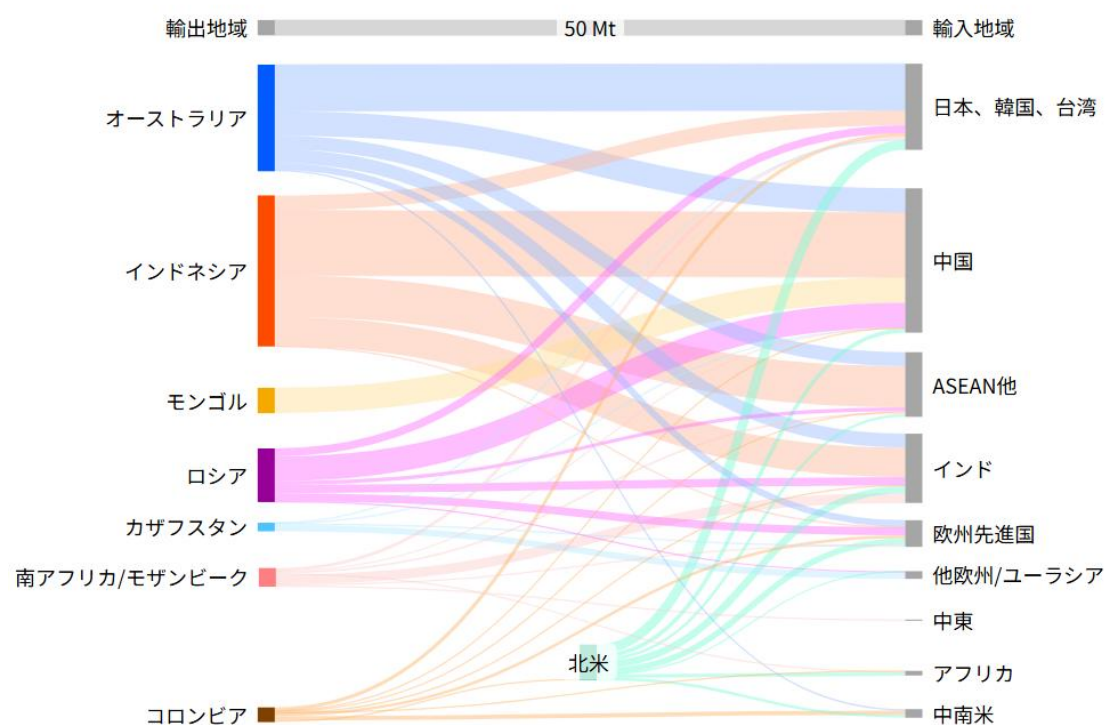
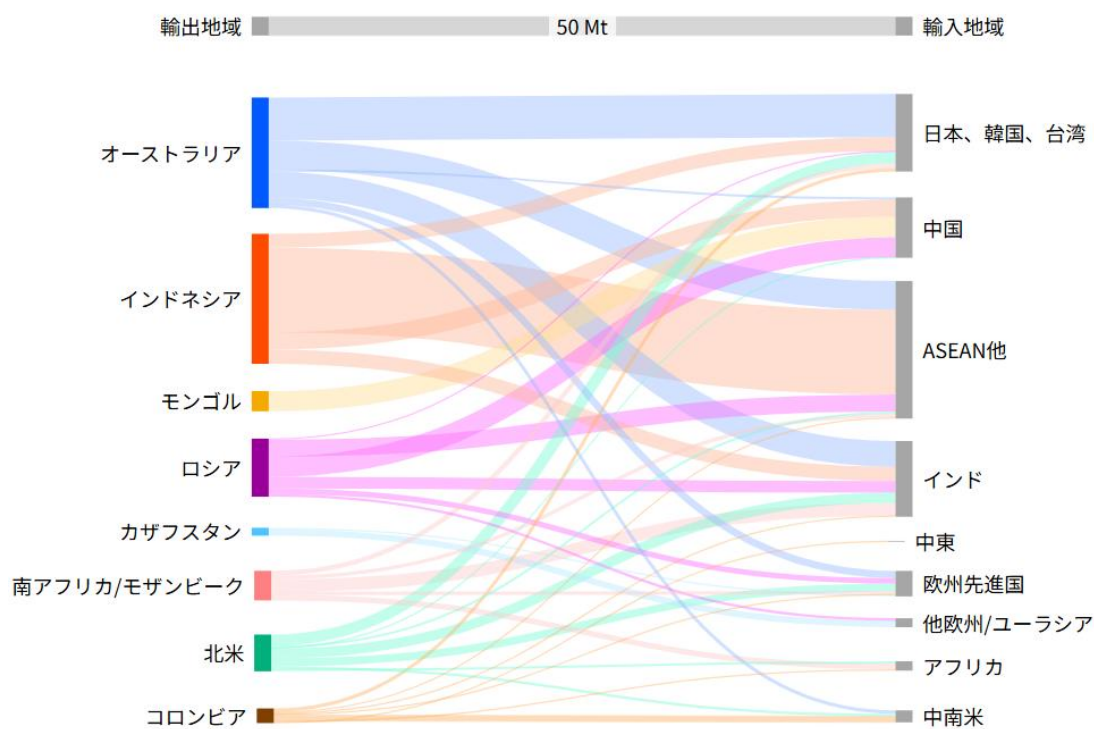


図 3-9 | 主要国・地域間の石炭貿易 [レファレンスシナリオ、2050 年]

注：一般炭と原料炭の合計値。原則2Mt以上を記載。



環境認識と政策背景

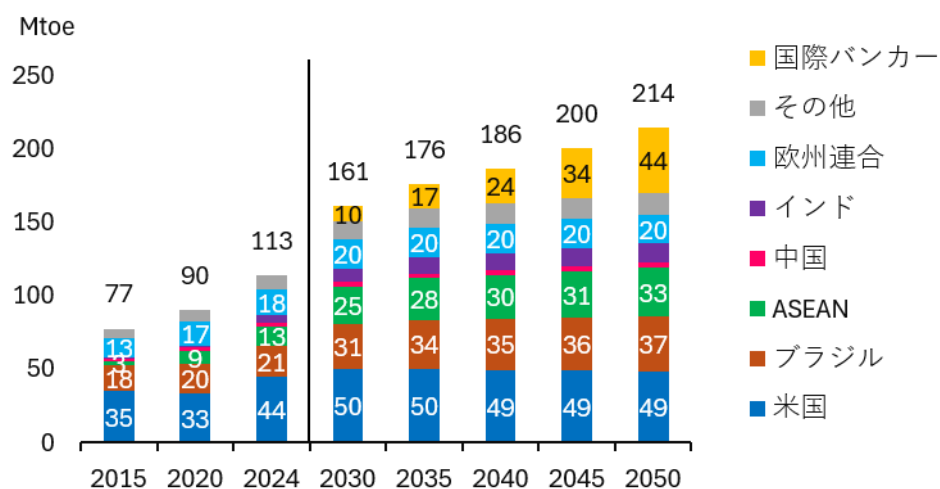
今回の試算において昨年の IEEJ Outlook 2026 よりも減少が緩やかとなった背景には、先に述べたグローバルなエネルギー市場の環境認識の変化が存在する。

- ✓ 地政学的リスクの高まりやエネルギー価格の乱高下を受け、主要国・新興国ともにエネルギーミックス見直しにおいては、従来の気候変動対応の観点に加え、「エネルギー安全保障（安定供給）」の重要性が改めて強く認識されるに至っている。これは中長期的な脱炭素（ネットゼロ）の方向性を否定するものではなく、画一的な「石炭の急速な退出」から、安定供給の確保、コスト競争力の維持、再エネ・蓄電技術等の代替技術の実用化・普及スピードを考慮した「段階的かつ現実的な移行」への方針転換を意味している。
- ✓ 各国において気候変動対策の枠組みや公的な目標値は維持されているものの、実際の電力・産業の現場においては供給安定性やコスト制約から、一定規模の化石燃料（石炭）依存が継続する構造も検討されている。こうした「公的な方針」と「実体経済における化石燃料への依存構造」の乖離は市場の需給ギャップを生む要因にもつながる。本レファレンスケースにおいては、中長期的な需要下支えを踏まえ供給維持の根拠として織り込み、生産国の供給力を試算している。

3.4. 輸送用バイオ燃料

道路部門では、気候変動対策や農業振興の一環として、バイオエタノールやバイオディーゼルに代表される液体バイオ燃料の利用が進みつつある。現在の自動車用バイオ燃料需要は、米国、ブラジル、アジアおよび欧州連合（EU）が中心である。近年の中東情勢や地政学リスクの高まりを背景として、石油の供給途絶や価格高騰のリスクが高まっている。このため、エネルギー安全保障の観点から、足元から 2030 年頃にかけてガソリン・軽油の代替燃料としてバイオ燃料の需要が増加する。2030 年以降は、先進国を中心とした脱炭素化や省エネ等の進展により、ガソリン・軽油など燃料そのものの需要は減少するが、新興国では引き続きガソリン・軽油需要が増加するとともに、バイオ燃料需要も拡大していく。総じてエネルギー多様化への関心の高まり、電化の難しい航空や船舶部門等を中心にバイオ燃料需要は堅調に推移する（図 3-10）。

図 3-10 | 輸送用バイオ燃料 [レファレンスシナリオ]



注: 表記の国際バンカーは持続可能な航空燃料（SAF）と船舶用バイオ燃料

主要な地域別需要の見通しは次の通りとなる。北米地域では、米国を中心に Renewable Fuel Standard（RFS）による政策支援やガソリン・軽油に対する価格競争力を背景として、バイオ燃料需要は 2030 年にかけて増加する。2030 年以降は、内燃機関自動車（ICE）およびフレックス燃料車（FFV）の燃費向上による燃料需要の減少等に伴い、バイオ燃料需要は 2035 年頃までをピークに緩やかに減少する。

中南米地域では、ブラジルを中心に国家バイオ燃料政策（RenovaBio）の支援を背景として、液体バイオ燃料需要は堅調に増加する。2023 年時点で自動車登録台数の約 76.2% を FFV が占めており、バイオエタノールの利用基盤が形成されていることから、今後同需要の拡大が見込める。

アジア地域では、東南アジア諸国連合（ASEAN）が需要拡大をけん引する。タイの E20 普及政策やインドネシアの導入計画を背景にバイオエタノール需要が増加するとともに、インドネシアの B50 導入、マレーシアの B20 普及およびタイの B7 義務化によりバイオディーゼル需要は今後も拡大する。ASEAN 地域の液体バイオ燃料需要は 2050 年にかけて増加傾向で推移することに加え、インドでも E20 導入目標を定めており、今後もバイオエタノール需要の増加が見込まれる。バイオディーゼル需要は原料供給の制約から伸びが限定的になる。中国では、バイオ燃料産業の輸出志向化が進んでいることから大幅な需要拡大は見込みにくいものの、国内需要は一定程度維持される。

欧州連合（EU）では、多くの加盟国が電動化への移行を推進しており、EV 普及に伴い

ガソリン需要は減少すると見込まれる。一方で、2035 年以降も一部 ICE の継続利用が認められる方向で制度調整が進められていることから、バイオエタノール需要は一定程度維持される。また、EU では再生可能エネルギー指令（RED III）や間接的土地利用変化（ILUC）に関する厳格な持続可能性基準が適用され、GHG 削減要求の高まりを背景に持続可能なバイオディーゼル需要は増加する。このため、EU 全体のバイオ燃料需要は、長期的に横ばいで推移する。

自動車以外では、国際航空および海運分野においても液体バイオ燃料の利用が拡大しつつある。国際航空では持続可能な航空燃料（SAF）、海運では船舶用バイオ燃料が利用されており、現時点での市場規模は限定的であるものの、今後の需要拡大が期待される。

航空分野では、EU 域内の空港を対象とした SAF 供給義務制度（ReFuelEU Aviation）の導入により、2030 年以降は供給義務比率の引上げに伴って SAF 需要が段階的に増加する。また、同様の制度が世界各国へ拡大、長期的な需要増加が期待される。ただし、SAF 混合に伴う燃料価格の上昇は航空会社や利用者の負担増加につながる可能性も大きい。そのため、導入量は社会受容性や需要家の理解にも大きく左右される点に留意が必要である。

船舶部門でも、船舶用バイオ燃料需要の拡大が期待される。EU での FuelEU Maritime や IMO の燃費実績格付け制度（CII）による国際的な環境規制の強化を背景として、既存船舶でも活用しやすいドロップイン燃料の利用が増加すると見込まれる。また、一部荷主による脱炭素ニーズの高まりも需要拡大を後押ししている。一方、中長期的には、バイオ燃料原料の供給制約を背景として、合成燃料（e-メタノール等）やアンモニア等との競争が進む。ただし、その普及速度は今後の国際規制の内容や導入時期に大きく左右される。

3.5. 発電

近年の動向

2025 年の世界全体の発電量は、前年比 3.0%増となった²⁸。これは過去 10 年の平均値（2.8%）よりも速いペースで、2024 年の同 4.0%増と併せて電力需要増は加速しつつある。この主な要因の一つとしてデータセンターによる需要増加が近年盛んに議論され

²⁸ Energy Institute (2026) “Energy Institute Statistical Review of World Energy”
<https://www.energyinst.org/statistical-review/home>

ているが、要因はこれだけではない。データセンターによる増分は総需要増加の 15% にすぎず、米国、中国、マレーシアなど、関連産業が隆盛している一部の国・地域でのみ大きな寄与がある。それ以外の地域では、従来型の電力需要の増加、例えば空調や産業用の電力消費、に加えて一部の地域では EV の普及が需要を押し上げている。

増える電力需要への対応として 2025 年に最も増加した電源は、太陽光発電である。2022～2024 年は毎年過去最高のペースを更新する勢いで増加を続けてきたが、2025 年はそれをさらに上回る勢いで増加（+644 TWh）した。次に大きく増加したのは風力発電（+199 TWh）で、天然ガス、原子力、水力なども増加傾向にある。他方、石油（-14 TWh）、石炭（-59 TWh）は小幅に、先進国を中心に減少した。

太陽光、風力の大幅な増加に合わせて、出力変動の対策となる蓄電池の導入もまた大きく進展した。系統用蓄電池の設備容量は 2024 年に全世界で 182 GW であったものが、2025 年には 301 GW となり、前年比 66%増という著しいペースで増加した。増分の半数は中国によるもので、一国のみで 80 GW から 144.1 GW へと増加した。再生可能エネルギーの大量導入に合わせて、系統側の調整手段が整備されつつある。

ただし、近年の報道によると、中国では 2026 年上半期に風力・太陽光発電量の 26.1% が出力抑制の対象となったと推計している。一方、中国国家能源局が公表する出力抑制率は太陽光 8.6%、風力 9.1%であり、両者の推計値には大きな幅がある²⁹。いずれにせよ、大量の変動再エネを系統に統合することの困難さが顕在化している。

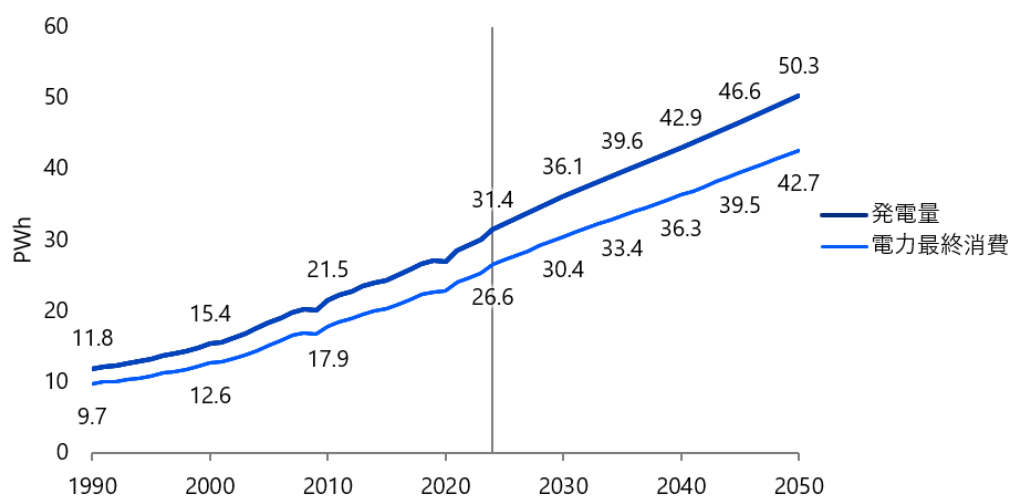
再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、電源単体の発電コストだけでなく、系統増強、蓄電、調整力等を含む電力システム全体のコストと安定供給を考慮する重要性が高まっている。

発電量の増加は続く

世界の電力需要は、今後数十年間も増加を続ける。新興途上国を中心とした経済成長、機器保有（特に冷暖房をはじめとした電力多消費機器）の拡大、さらに気候変動対策の進展に伴う電気自動車など需要の電化の趨勢、データセンターや半導体工場のような近年新たに見込まれる多消費産業の勃興という要因が複合的に作用する。その結果、2050 年の総発電量は 50.3 PWh と推計され、これは 2024 年比 60%増に相当する。

²⁹ ロイター（2026）「中国、26 年上半期の再エネ出力制御が大幅増 他国でも問題に」
<https://jp.reuters.com/world/china/QM2RQPGO2ZKSBCPLK4GTSWWOQE-2026-08-18/>

図 3-11 | 総発電量・最終電力消費 [レファレンスシナリオ]



特に、新興・途上国における発電量の増加は著しい。ASEAN、インド、アフリカの発電量は、2050 年までいずれも年率約 4%のペースで増加を続けることが見込まれる。その結果、インドでは 2030 年頃、ASEAN では 2040 年代に、それぞれ欧州連合全体の発電量を上回る。このような需要増加に対応した発電設備や送配電系統への継続的な投資を行うことが、これらの地域における安定供給に向けた課題となる。

過去 20 年の間に著しい経済成長とともに供給能力を高めてきた中国においても、増加ペースは減速しつつあるものの、引き続き発電量は増加する。2050 年においても、依然として世界の総発電量の 28%を占める。

また、欧州連合や米国、日本のような先進国・地域においても、2050 年の発電量は 2024 年の数量を上回ると推計される。このような経済が成熟した地域においても、人口減少やエネルギー効率改善による需要減少を、データセンターや半導体工場、また脱炭素化に向けた取り組みによる電化率上昇の影響が上回り、結果として電力需要の増加に対応する必要が生じる。

図 3-12 | 総発電量 [レファレンスシナリオ]

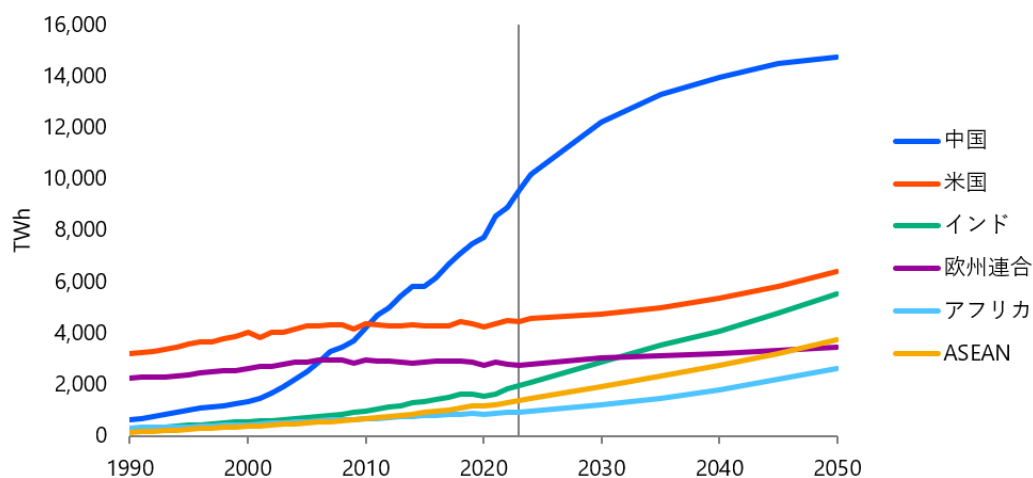
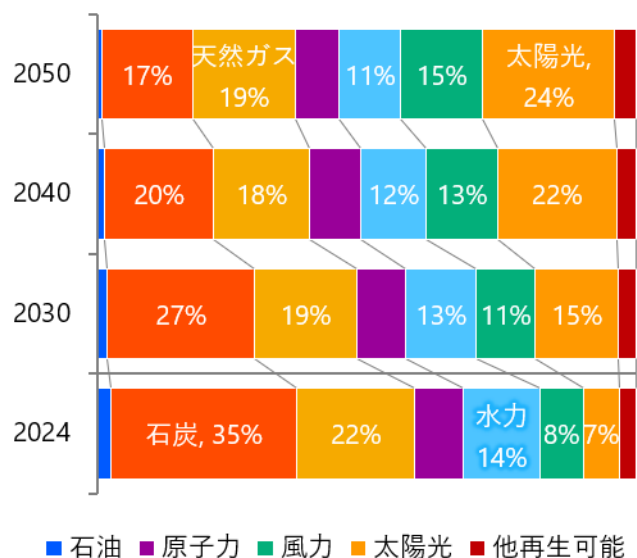


図 3-13 | 発電量構成 [レファレンスシナリオ]



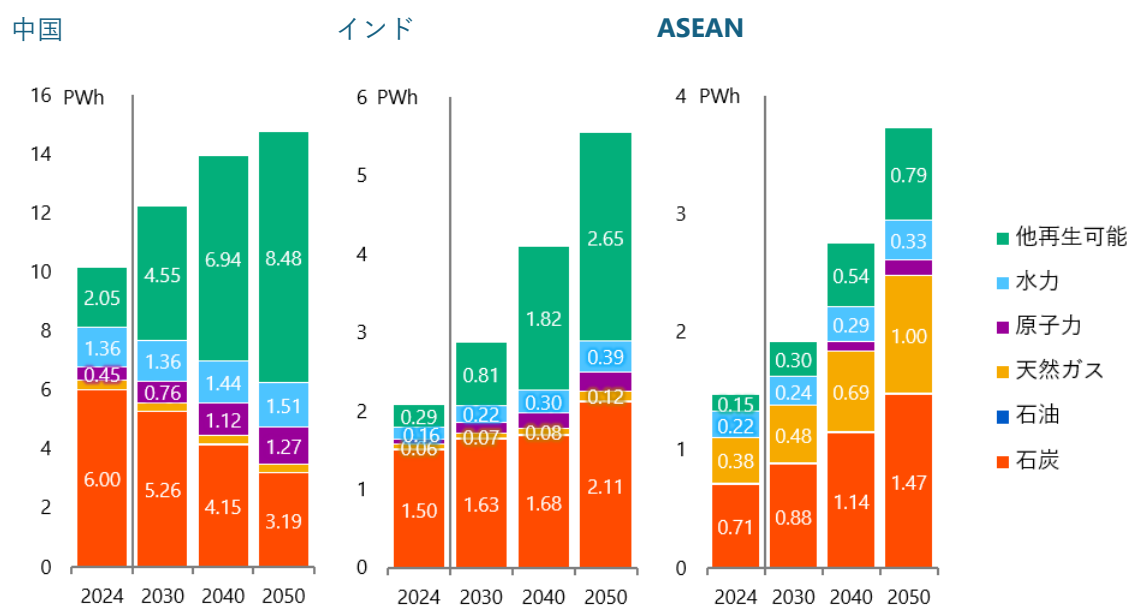
2024 年時点で、石炭は最大の発電量を持つ電源である。ただしそのシェアは先進国を中心に年々低下を続け、2050 年にかけて最大の電源の座を太陽光発電に譲る。太陽光発電は、近年の著しいコスト低下と生産能力の拡大を背景に着実に拡大を続ける。ただし、適地の制約や統合費用、系統接続費用が足かせとなり、その増加ペースは徐々に減速していくことが見込まれる。風力発電は足元のコスト高が課題ではあるが、太陽光と同様、発電量に占めるシェアは着実に拡大する。天然ガス火力は、足元と同程度のシェアを維持する。特に産ガス国である米国や中東諸国においては、比較的低い排出係数と

安価な生産コストを背景に柔軟な電源として主力電源の一つとなる。他方、これまで天然ガスを輸入に頼ってきた欧州、韓国、フィリピンなどの地域においては、引き続き活用が続くものの、2026 年 2 月から深刻化したホルムズ海峡封鎖によるエネルギーセキュリティ上の懸念が導入拡大の阻害要因となる。このため、自国で供給可能な電源や、地政学的チョークポイントへの依存が比較的小さい石炭火力とのバランスが図られる。

同じアジア地域の中でも、中国、インド、ASEAN の電源構成はそれぞれ大きく異なる。中国においては、自国に圧倒的な製造能力を持つ太陽光・風力が発電の中心となり、現在最大の電源である石炭火力や、拡大が続く定置用蓄電池、電気自動車需給調整の担い手となる。また、国策として開発が続く原子力発電の供給力も年々拡大する。

インドでは、経済的競争力を増している太陽光を中心に設備容量の拡大が続く。ただし、電力需要の拡大が著しい同国では、太陽光単体で増加する需要を賄うことは難しく、原子力や石炭火力についても供給能力の拡大が見込まれる。2050 年における発電量は 2024 年の 3 倍程度と推計され、これを実現するだけの発電設備や送配電設備の拡張が、同国の経済成長の鍵を握っている。

図 3-14 | アジア各地域の発電量構成 [レファレンスシナリオ]



ASEAN 地域全体では、急速な電力需要の拡大に応えるべく、水力や太陽光・風力とともに、石炭、天然ガスのニーズも拡大を続ける。国によって情勢は異なり、タイのように石炭火力からの脱却の動きが強い国では、太陽光や水力の活用が志向される。一方、

インドネシアなどこれまで天然ガスの自給が可能であった国においても、今後増大する電力需要をすべて国産ガスで賄うことは難しくなっており、太陽光をはじめとした再生可能電源や石炭火力を織り交ぜた発電構成となる。また、ラオスでは豊富な水力資源、ベトナムやフィリピンでは洋上風力などそれぞれの地域固有の電源の活用が進む。

ただし、電力需要が著しく増加することに加え、自然変動電源がこの地域特有の季節変動（乾季・雨季や季節風）の影響を受けることから、変動性再生可能エネルギーだけでなく、その他の再生可能エネルギー、火力、原子力とのバランスをとった電源開発が安定的な電力供給に不可欠といえる。

再生可能エネルギー発電

近年、再生可能エネルギーは世界的な脱炭素化の要請に加え、安定供給や経済性の観点から世界的に導入拡大が進んできた。特にヨーロッパでは、2022 年初頭に勃発したウクライナ危機を契機にロシア産天然ガスからの脱却が強力に推し進められており、再生可能エネルギーの導入拡大は喫緊の課題と位置づけられ、積極的導入が図られている。さらに、2026 年 2 月末以降のイラン戦争を受け、多くの国で化石燃料輸入への依存を低減し、エネルギー安全保障を強化する観点からも、再生可能エネルギーを含む国内脱炭素電源の重要性が改めて高まっている。

一方、米国では第二次トランプ政権のもと、前バイデン政権からの政策転換が続いている。2025 年 1 月には新規洋上風力海域のリースが停止され、同年 7 月には風力・太陽光に関する連邦政府の許認可等の審査厳格化、同月の One Big Beautiful Bill Act（OBBBA）による風力・太陽光を対象とするクリーン電力税額控除の大幅縮小が行われた。2026 年に入ってから、複数の洋上風力案件について撤退が相次ぐなど、洋上風力を中心に再生可能エネルギーの事業環境は厳しさを増している。なお、一部の許認可停止措置や税額控除の運用については連邦裁判所が無効または差止めを命じており、政策をめぐる不確実性も続いている。

一方、現在の世界的な再生可能エネルギー発電設備容量の急拡大を牽引しているのは中国である。中国においては 2022 年以降、太陽光と風力の加速度的な導入拡大が続き、2024 年には従来の 2030 年風力・太陽光 1,200GW 目標を前倒しで達成した。2026 年に中国は「再生可能エネルギー発展第 15 次五カ年計画」を発表し、2030 年までに風力・太陽光の合計設備容量を 2,800 GW 以上とする目標を掲げている。また、2025 年に示された新 NDC では 2035 年に 3,600 GW 程度まで拡大することを目指しており、今後も中国が世界の再生可能エネルギー導入を牽引する見込みである。

また、日本をはじめ EU や多くの主要国・地域においても再生可能エネルギー導入目標は引き続き維持されている。

2015 年から 2019 年にかけて世界の再生可能エネルギー発電容量の増加は 200 GW/年弱程度であったが、2020 年には 250 GW、2023 年には 450 GW、2025 年には 670GW を超える水準まで急拡大した。この増加量は 2030 年にかけてピークを迎える（単純平均で年約 700 GW）と見られる。

中でも、発電コストが大きく低下している太陽光発電の増加が著しく、再生可能エネルギー発電容量増加分の約 7 割を太陽光発電が占める傾向は今後も継続する。さらに太陽光発電と風力発電を合わせた自然変動電源は再生可能エネルギー発電容量増加の 9 割以上とほとんどを占めるため、電力系統への影響は確実に高まる。

2021 年以降の資源価格高騰にともなって、太陽光パネルや風力タービンなどの設置コストは一時的に上振れしたものの、IRENA の推計³⁰では 2025 年の世界加重平均 LCOE は太陽光\$44/MWh、陸上風力\$33/MWh に低下している。2025 年に運開した大規模再生可能エネルギー案件の 90%超は、各市場で最も安価な新設化石燃料電源より低コストとなっている。また、火力は燃料費の変動に加え、排出規制や炭素コスト、環境対策投資が上乗せされやすく、総合コストは下がりにくい。そのため、新設の発電設備単体という観点では、太陽光・陸上風力の相対的な経済的優位性は今後も維持されと考えられる。

こうした経済的優位性に加え、多くの主要国・地域は再エネ導入目標へのコミットメントを継続している(表 3-6)。米国における政策転換や各国の事業環境の変化など、導入状況に地域差は生じる可能性はあるものの、中国の牽引も大きいことから、世界全体としての増加ペースはおおむね維持される見込みである。

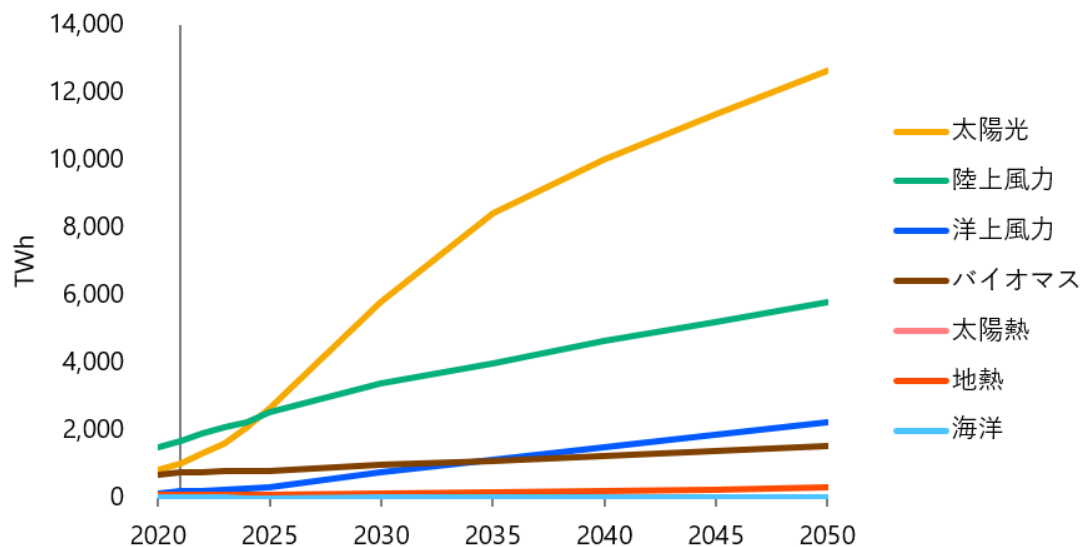
³⁰ IRENA (2026), RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2025,
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2025_2026.pdf

表 3-6 | 主要国・地域における再生可能エネルギー政策・目標

国・地域	主な政策・目標
米国	バイデン政権のエネルギー政策の撤回を表明。脱炭素目標は掲げず、太陽光・風力発電向けの規制強化を通じ、安価で信頼できるエネルギーを最優先に DECLARING A NATIONAL ENERGY EMERGENCY 2025 年 1 月(The White House) One Big Beautiful Bill Act 2025 年 7 月 (Public Law No:119-21)
EU	2030 年までにエネルギー最終消費に占める再生可能エネルギーの割合を 42.5%に(努力目標として 45%) Renewable Energy DirectiveIII(2023 年 11 月発効) (European Parliament, Council of the European Union)
日本	2040 年までに全発電量における再生可能エネルギーの割合を 40%~50%に 第 7 次エネルギー基本計画, 2025 年 2 月 (閣議決定)
中国	2035 年までに一次エネルギー消費に占める非化石燃料の割合を 30%以上とし、風力・太陽光発電の設備容量を 3,600GW まで拡大することを目指す 2035 年 NDC,2025 年 9 月 (中国政府) 2030 年までに風力・太陽光の合計設備容量を 2,800GW 以上目標 再生可能エネルギー発展第 15 次五カ年計画,2026 年 7 月 (国家能源局)
インド	2035 年までに非化石燃料由来の電源を累積発電設備容量の 60%に。2030 年までの非化石発電設備は 500GW 目標。 India NDC 2031-2035、2026 年 4 月 (インド政府)
ASEAN	2030 年までに一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合を 30%、発電設備容量に占める割合を 45%に。 ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2026-2030、2025 年 10 月

図 3-15 は、2050 年までの再生可能エネルギー発電量の推移である。太陽光発電は、2025 年に 2,642 TWh であったものが、2050 年には 12,628 TWh と約 4.8 倍増加する。風力発電(陸上と洋上)も 2025 年の 2,850 TWh が 2050 年には 8,005 TWh へと約 2.8 倍増加する。太陽光発電と風力発電が増加する結果、世界の総発電量における自然変動電源のシェアは 2024 年で 15.0%であったものが、2050 年には 40.0%へ上昇し、電力システムにおける存在感を一段と増す。

図 3-15 | 世界の再生可能エネルギー(水力を除く)発電量 (出力抑制前)
[レファレンスシナリオ]



太陽光発電に関しては、大幅な発電コスト低減にともなって、これまで拡大が続いてきた中国、ヨーロッパ、米国、日本だけでなく、世界中に普及が広がっている(図 3-16)。2025 年に一国で世界の発電設備容量累積値の 50%を占めた中国の高いシェアは今後も維持されるものの、米国、ヨーロッパ、インド等での高い伸びが続き、中国への集中は緩やかに減じていく。

風力発電は適地が風況によって地理的に限定されるのに対して、一定の日照さえあればどこでも発電できる太陽光発電の利点が見出されている。世界の太陽光発電設備容量は、2025 年の 2,383 GW から 2050 年には 10,982 GW へと約 4.5 倍に拡大する。ただし、2030 年以降は系統制約や自然変動電源シェア拡大による電力系統安定性への影響が次第に顕在化してくる。このため、2020 年～2030 年の 10 年間で 4,512 GW に達すると推定される世界の太陽光発電設備容量の正味増分は、2030 年～2040 年の 10 年間は 3,650 GW、2040 年～2050 年は 2,105 GW と次第に鈍化してゆく。この鈍化傾向を乗り越えて 2050 年に向けた再生可能エネルギー発電容量の高い増加率を維持するためには、系統制約への適切な対応、技術革新による立地制約の克服が決定的に重要となる。そのため後述する技術進展シナリオでは、立地制約を緩和する技術開発、自然変動電源の統合技術、系統整備等が進展することでこれらの課題が完全ではないものの一定程度緩和された状況を想定している。

図 3-16 | 太陽光発電設備容量
[レファレンスシナリオ]

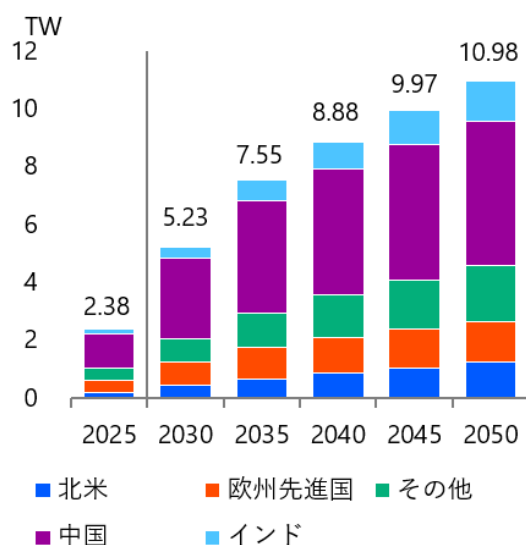
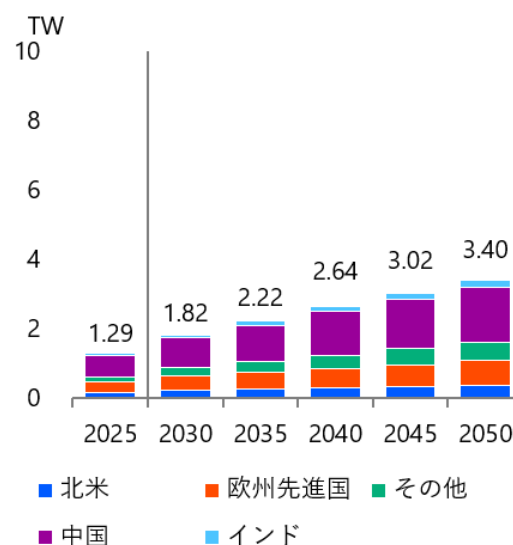


図 3-17 | 風力発電設備容量
[レファレンスシナリオ]



風力発電に関しては、現在、陸上と洋上を合計した風力発電設備容量の累積値の 8 割を占めるのは中国、ヨーロッパ、米国、インドであり、今後もこの傾向は続くものと見込まれる（図 3-17）。太陽光同様に中国が 2025 年には 50% と高いシェアを占めており、こちらも 2050 年まで同程度のシェアを維持する。ヨーロッパでは陸上風力について立地制約や系統制約が厳しくなる一方、英国、ドイツ、フランス、オランダ、ポーランド等で洋上風力の中長期目標が掲げられており、今後は洋上風力の導入拡大が一層進むと見込まれる。米国では連邦政府の政策転換によって洋上風力の実現性が低下する一方、陸上風力は州政策や既存市場を背景に一定の増加が続く見込みである。

陸上風力発電については、開発適地の減少等の立地制約や系統制約が比較的早期に生じる地域もあり、太陽光発電や洋上風力発電と比較するとその増加率は 2050 年に向けて比較的緩慢となる。2050 年の陸上風力発電の設備容量は 2,717 GW と、2025 年の 1,200 GW から 2.3 倍程度の拡大にとどまる。しかし、2050 年の発電設備容量の累積値では洋上風力の 4 倍の規模であり、その存在感の大きさは維持される。

対照的に、洋上風力は規模では陸上風力には劣るものの、高い増加率が想定される。過去を振り返ると、2010 年から 2025 年にかけて、世界における洋上風力発電の設備導入量は 3 GW から 91 GW に大きく拡大した。近年は入札不調、系統接続、港湾・施工船、サプライチェーン等の制約も顕在化しているが、ヨーロッパは洋上風力発電の成熟した市場として発電設備のサプライチェーンが整備されており、英国、ドイツ、

フランス等では引き続き大規模な導入目標が掲げられ、オランダ、ポーランド、デンマーク、ベルギー等でも長期的な拡大が見込まれている。また、2020 年以降は中国が大規模なプロジェクト開発を加速させており、2023 年末にはヨーロッパの累積発電容量が 34 GW だったのに対して中国が 37 GW と逆転した。これによって中国は名実ともに、ヨーロッパとともに洋上風力の世界 2 大市場の一角を形成するに至った。2050 年に向けては引き続き中国での拡大が想定されている。また、日本、台湾、韓国、ベトナム等のアジア市場でも具体的な導入目標や制度整備が進んでいる。

洋上風力については、米国は現時点では中国・ヨーロッパと比較してその導入量は小さいが、前バイデン政権は洋上風力発電容量を 2030 年までに 30 GW に拡大する方針を表明するなど洋上風力発電の積極的な事業誘致が進められてきた。しかし、第二次トランプ政権下では開発延期あるいは中止など計画変更の動きが広がっており、洋上風力の導入見通しは極めて不透明となっている。

中国以外のアジアでは、台湾、韓国、ベトナムにおいて、入札計画の策定や事業者選定、案件形成・許認可に係る制度整備が進められており、今後、洋上風力市場が形成・拡大していく見込みである。

日本では、2019 年に再エネ海域利用法を施行し、2025 年 6 月には EEZ への洋上風力導入を可能とする改正法が成立、2026 年 4 月に施行されるなど、洋上風力導入促進が図られている。一方で、2025 年 8 月には第 1 ラウンド 3 海域の事業撤退が生じ、事業環境の変化を踏まえた制度見直しが進められている。2026 年 6 月には、事業完遂可能性を重視する方向で公募制度の運用指針が改訂されたほか、第 2・第 3 ラウンドの既存事業についても長期脱炭素電源オークションへの参加を認めるなど、事業性の確保に向けた措置が講じられている。こうした制度見直しとあわせて、国内サプライチェーンの拡充や国内産業の育成に対する支援も進められている。

こうした政策的なバックアップも相まって、短期的には米国の政策不確実性に加え、系統接続・サプライチェーン・港湾・施工船等の制約による案件の遅延・見直しが生じる可能性があるものの、世界の洋上風力発電設備容量は 2025 年の 91 GW から 2050 年には 680 GW へと 7.5 倍程度拡大する。

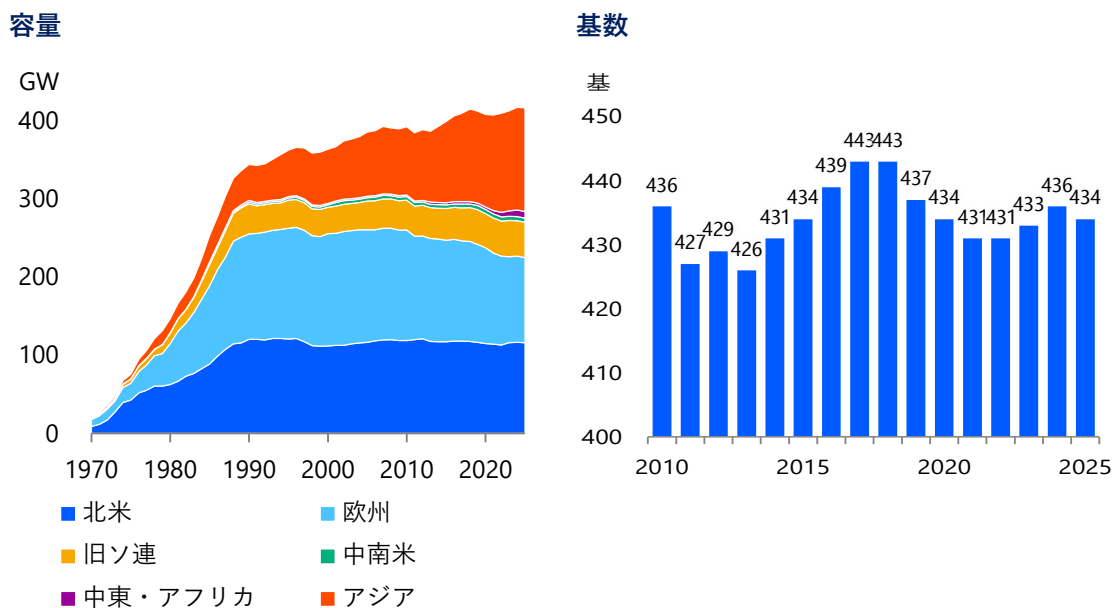
原子力

近年の動向: 低炭素かつ大規模な安定電源として利用拡大の動き

世界の原子力発電の設備容量は、増減を繰り返しつつ、長期的に見ると増加傾向にある。2022 年から 2024 年にかけては 3 年連続で増加が続いたが、2025 年には前年から

微減となった(図 3-18)。1970 年代から 1980 年代にかけては、日本や欧米諸国が多く
の原子力発電所を建設してきたため累計設備容量が急増したのに対し、その後は新設
の勢いが減速している。しかし、近年では多くの国が野心的な温室効果ガス排出削減
目標を掲げる中、脱炭素ベースロード電源である原子力の役割が指摘される場面が増
えつつある。さらに、2021 年以降の世界的なエネルギー価格高騰や 2022 年に始まっ
たロシアによるウクライナ侵攻、現在進行中のイラン戦争の後、エネルギー安全保
障の側面からも廉価な脱化石燃料の重要性が高まっており、その手段の 1 つとして原
子力の役割が指摘される機会もいっそう増加した。さらに直近では、データセンター
などの普及拡大により電力需要が従来の想定より増加していく可能性があるという見
通しが様々な機関から示されるようになり、これを受けてさらなる電源確保に乗り出
す国や企業もみられる。こうした背景もあり、近年では原子炉を新規に建設する動き
と、既設原子炉を長期にわたって有効活用する動きの双方が見られる。

図 3-18 | 世界の原子力発電設備容量と基数



経年化対策と安全性の確保が大前提となるものの、既設原子炉の長期運転は経済効率性
が高い脱炭素電源オプションと位置づけられ、特に建設から長期間が経過した原子炉を
多数保有する欧米諸国で取り組みが盛んに進められている。

米国ではすでに多くの炉が当初の運転期間である 40 年を超えて、20 年間(合計 60 年
間)の運転認可を原子力規制委員会(NRC)から得ている。さらに、一部の炉は 2 回目の
運転期間延長を承認され、合計 80 年間の運転を認められている。加えて、近年では一

度閉鎖を決定した炉の再稼働を目指す動きも見られる。ミシガン州のパリセード原子力発電所やペンシルベニア州のスリーマイルアイランド 1 号機などがそれにあたり、特に後者は大手 IT 企業であるマイクロソフト社との間で電力購入契約を締結したことが再稼働を目指す要因となったことから、データセンターによる電力需要と原子力の関係を象徴する事例の一つといえよう。

既設炉を長期にわたって活用する動きは欧州でも拡大している。ベルギーは 2025 年までに脱原子力を完了する予定であったが、ドール 4 号機とティアンジュ 3 号機の 2 基について、政府は 2022 年に運転期間を 10 年間延長することを発表し、2023 年 12 月には両機の所有者であるエンジー社との最終合意に至った。そして、2025 年 5 月には脱原子力政策の撤回が議会により可決された。スウェーデンでも、2024 年 6 月にフォスマルクおよびリングハルス原子力発電所の所有者が、両発電所の運転期間を 60 年から 80 年に延長することを決定した旨が発表された。これにより、同国では 2060 年代まで低炭素電力の供給が可能になったとしている。加えてスペインにおいても 2026 年 8 月、2027 年および 2028 年に運転を終了する予定であったアルマラス 1、2 号機に対して、政府は 2030 年 6 月までの運転期間延長を承認した。延長期間は決して長くはなく、また現時点では同国が 2035 年までに脱原子力を完了する計画に変更はないものの、脱原子力を表明した国においても既設炉の役割が認められていることを示す事例といえる。ただし、こうした動向がある一方、欧州では近年、夏期の猛暑で川の水位が低下し、冷却水確保の懸念から原子力発電所の運転を停止する（ないしは出力を低下させる）事例がみられるようになっている。基本的に原子力は安定電源として扱われる一方で、こうした事象によって供給力が低下するリスクもあることは、念頭に置く必要がある。

日本においても 2023 年 5 月成立、2025 年 6 月施行の、いわゆる「GX 脱炭素電源法」によって、福島第一原子力発電所事故以降の安全審査や訴訟などによる停止期間を所定の運転期間から差し引き、運転期間を延長することが可能となった。この仕組みは日本における既設炉の有効活用につながると期待される一方で、具体的な運転延長期間の特定が難しいという課題も見られる。また、この仕組みからは独立して、運転開始から 30 年目以降は 10 年以内ごとに原子力規制委員会による経年化対策の審査を受け、運転継続の承認を得ることも必要となる。

このように各国で既設炉の有効活用に向けた動きが進められているほか、一部の国では新設を巡る動きも見られる。特に盛んなのは中国で、2025 年末時点で 39 基が建設中、さらに 28 基が新設を計画中となっている。これらには含まれない、さらなる拡大に向

けた動きも進んでおり、2026 年 7 月には国務院が新たに 8 基の新設計画を承認した。これらが順次着工され、そして完成して行くことを考えると、中国における原子力利用拡大は今後も継続してゆくであろう。

米国でも 2025 年 5 月、トランプ大統領が原子力に関する複数の大統領令に署名した。これらのなかには、原子力の発電設備容量を 2024 年の約 100 GW から、2050 年までに 400 GW へと増加させるという極めて野心的な目標も記載されている。この目標が実現可能なものであるかは別として、米国の原子力利用拡大に向けた方針は一層明確化されたといえる。フランスでも既設サイト 3 か所で計 6 基の新設に向けた動きが進んでいるほか、英国では 2025 年 7 月、政府がサイズウェル C 建設計画の最終投資決定を下した。両国では電力会社の国有化（フランス）や、規制資産ベース(RAB)モデルと呼ばれる投資回収スキームの導入(英国)など、新設の実現性を高めるための施策も進めている。また、米英仏に共通する動きとして、安全規制機関による許認可プロセスの迅速化に向けて、関連する法や規則の見直しも進めている。法改正により原子炉の立地制限を撤廃したスウェーデンにおいても、2025 年 5 月に低金利融資や差額決済契約(CfD)などを組み合わせた新設支援制度が成立した。同制度には既に複数件、新設を検討する事業者から適用申請が寄せられている。他方で、欧米諸国では長らく新設が停滞していたこともあり、近年の新設計画では当初予定した運転開始時期から大幅に遅延する事例が複数みられる。今後は同様の遅延を繰り返さないよう、これらの建設計画から得られた教訓を十分に活かすことが必要となる。

世界の原子力市場を見ると、ロシアが依然として優勢を維持していることも認識しておくべきであろう。ロシアは自国内のみならず中国、ハンガリー、トルコ、イラン、インド、バングラデシュ、エジプトといった国々でも原子炉建設を進めており、輸出市場で高いシェアを占めている。加えて、2026 年 3 月にはベトナムとの間で、ニントゥアンにおける同国初の原子力発電所建設に関する政府間協定を締結したほか、同年 6 月にはカザフスタンとの間でも、同国初の原子力発電所建設に向けた協定を締結している。これらの国々でもロシア製原子炉が今後建設される可能性が高い。ロシアは発電所建設のみならず、燃料供給や使用済み燃料の引き取りまで含めた総合的なサービスを提供しており、これが新興・途上国のニーズに合致していることが、こうした動きの一因として考えられる。これに対し、西側諸国でも原子力輸出に向けた動きがあり、2025 年 6 月には韓国水力原子力(KHNP)がチェコのドコバニ原子力発電所における増設計画(2 基)を受注した。米国もブルガリアやインドへの輸出に向けた動きを進めているほか、2026 年 7 月にはサウジアラビアとの間で民生用原子力利用に関する協力協定を締結した。こ

れは通称「123 協定」と呼ばれるもので、米国から原子力技術や核物質の移転を行ううえでの前提となる協定である。

従来型の大型軽水炉のみならず、小型モジュール炉(SMR)や第 4 世代炉といった新型炉を巡る状況についても、引き続き注視が必要である。米国では共和党、民主党のいずれの政党も積極的な支援策を打ち出しており、多数の民間企業が新型炉開発に乗り出している。カナダでは、GE ベルノバ日立製の軽水炉型 SMR である「BWRX-300」の導入計画を進めるオンタリオ・パワーに対し、規制当局が 2025 年 4 月に建設許可を発給した。これ以外にも韓国、ブルガリア、ルーマニア、エストニアなど複数の国が SMR 導入に向けた動きを進めている。また、軽水炉とは異なる第 4 世代炉を巡る米国での動きとして、高温ガス炉の「Xe-100」を手掛ける X-エナジーは 2025 年 3 月、大手化学メーカーのダウとともに、テキサス州での建設許可を規制当局に申請したほか、同年 5 月にはカイロス・パワーがテネシー州にてフッ化塩冷却高温実証炉「ヘルメス」を本格着工した。マイクロソフト社の創業者として知られるビル・ゲイツ氏が共同設立者として関与しているテラパワー社はワイオミング州にてナトリウム冷却高速炉「Natrium」の建設計画を進めており、2026 年 4 月に本格着工した旨が発表された。

新型炉についても開発競争が激化している。中国では既に高温ガス炉が、ロシアではナトリウム冷却高速炉が既に運転を開始している。また、ロシアでは洋上浮体式の小型炉である「アカデミック・ロモノソフ」が極東のペヴェクで電力および熱供給に活用されているほか、中露ともに陸上型 SMR の建設計画も進めている。さらにロシアはウズベキスタンでも同国初の原子力発電所として SMR 建設を進めており、2026 年 6 月には本格着工の段階に到達した。

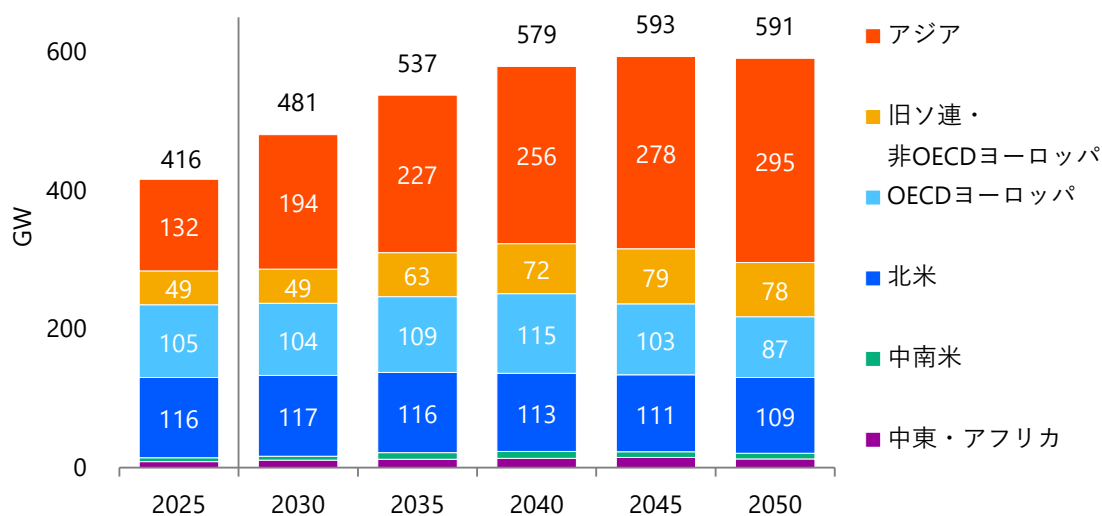
以上のように、原子力を巡っては、その役割に焦点が当てられるとともに、少なからぬ国で利用拡大に向けた取り組みが進められている。ただし、多くの場合において、最終的な導入の成否は国の動きのみならず、費用などの面で顧客が許容可能な条件をクリアできるか否かにかかっている。特にロシアはこの点において、新興国の顧客側ニーズを上手く捉えることで、これまで輸出プロジェクトを好調に継続してきたといえる。欧米諸国や日本が世界市場のシェア拡大を狙うのであれば、こうした顧客側ニーズの把握が重要となるであろう。

将来見通し：特にアジアで増加、欧米でも重要な低炭素安定電源として活用継続

日本や欧米諸国では 1970 年代から 1980 年代ごろにかけて多数の原子炉が建設されたが、近年ではその流れが途絶えている。これらの年代に建設された既設炉は経年化が進

んでいるほか、国によっては経済性の問題もあり閉鎖も進むため、今後利用規模が縮小する国も少なくない。ただし、そういった国々においても、市場競争力を有する炉は重要な脱炭素ベースロード電源であり、かつエネルギー安全保障にも寄与することから、一定程度の原子力利用が維持される。また、中国をはじめとして、今後さらに原子力利用を推進してゆく国が複数存在するほか、現在原子力を利用していないが今後新たに導入する国も現れる。そのため、世界の発電設備容量は 2050 年にかけて少しずつ増加してゆき、591 GW に達する(図 3-19)。

図 3-19 | 原子力発電設備容量 [レファレンスシナリオ]



米国は 2024 年時点で 94 基の発電用原子炉を有する世界最大の原子力大国であるが、電力市場が自由化された州では天然ガス火力発電や再生可能エネルギー発電との競争にさらされ、経済的な観点から早期閉鎖を決定する既設炉も出てきている。ただし、原子力を重要なエネルギー源と位置づける基本方針自体に変更はない。民主党、共和党の両党が原子力の重要性を認めていることから、原子力事業に対する政策変更リスクは比較的低いといえる。また、脱炭素安定電源への需要の高まりから電力購入契約が成立し、経済的理由による閉鎖を免れるケースや、閉鎖後に再稼働を目指すケースがあり得る。こうした情勢を背景に、市場状況と投資環境次第ではあるが既設炉の維持や一定程度的新設計画が今後も続いてゆく。そのため、総体として設備容量は 2050 年にかけて横這いの状態が続く。

ヨーロッパ最大の原子力推進国であるフランスでは、2025 年までに原子力比率を 50% (2015 年時点では 75%程度) とすることを目標としたエネルギー転換法が 2015 年 7 月に成立した。しかし、現実的にこの目標の達成は困難とされたため、後に年限が 2035

年に修正された。さらに、2023 年 6 月に公布された法によって、この目標自体が取り下げられることとなった。また、フランスは 2022 年 2 月に最低 6 基(最大でさらに 8 基)の新設を宣言しており、その建設サイト 3 か所(いずれも既設炉立地サイト)を選定している。こうした経緯を踏まえ、フランスでは当面の間、現在の設備容量水準を維持ないしは微減の範囲で推移する。しかし 2040 年以降は経年化による既設炉の廃炉ペースが加速することが見込まれる。こうした経年化問題は、フランスに限らず早期から原子力導入を進めてきた国にとって共通の課題となる。

英国では、政府として原子力を維持する方針を示しているものの、経年化した既設炉の廃炉が相次ぐことから、2030 年ごろまでは合計発電設備容量が低減してゆく。他方で、エネルギー安全保障戦略に基づく新設計画が予定されているほか、政府は投資回収の確実性が高いとされる規制資産ベース(RAB)モデルの導入など、事業環境の改善に向けた施策を進めている。こうした姿勢が継続することで、一時的に落ち込んだ設備容量は 2030 年代後半に現在の水準近くまで回復し、その後も増加する。

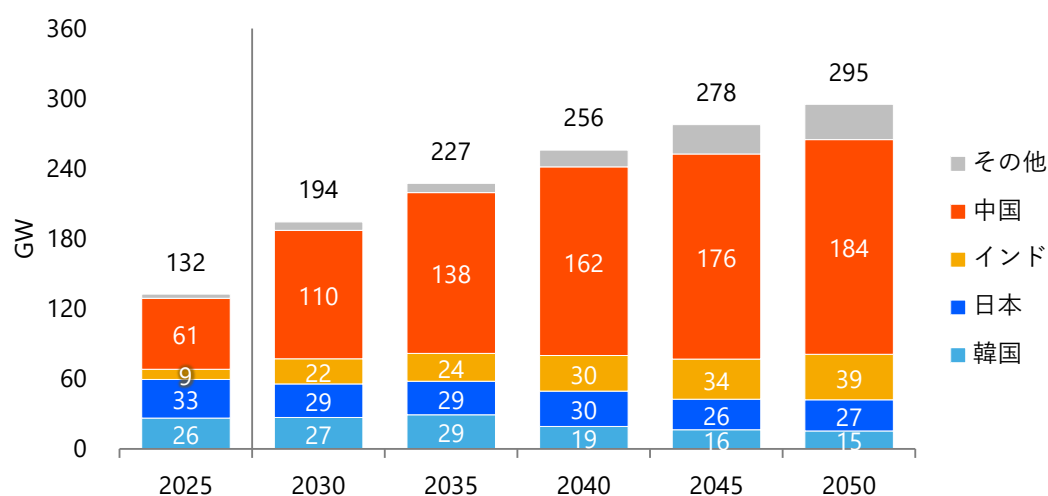
福島第一原子力発電所事故を受けて脱原子力政策の方向性を明確にしているスイスでは、政府の原子炉閉鎖計画に従い、原子力発電は 2035 年までに 0 となる。ベルギーも 2025 年までにすべての原子炉を閉鎖する予定であったが、脱原子力政策が撤回されたことを踏まえ、2050 年まで一定程度の原子炉基数を維持する。ドイツは 2023 年 4 月に最後の 3 基を閉鎖し、脱原子力を完了した。今後再び原子力を利用することは、少なくとも現状において想定されない。他の OECD ヨーロッパ諸国では、新規建設に向けて動いている国も見られるものの、経年化した炉の廃止も進むため、全体として設備容量は 2050 年にかけて微減してゆく。

ロシアは国内外における原子力の積極的な利用を掲げており、国内の設備容量は 2045 年にかけて 48 GW 程度まで拡大する。その過程では 2030 年ごろに、現在世界第 4 位の日本の設備容量を抜くこととなる。また、前述のとおりロシアは他国への原子力輸出にも積極的であるため、世界の原子力市場における存在感は、これらの数値以上となりえる。ロシアは既存の大型軽水炉の利活用を進めているのみならず、世界初となる浮体式原子力発電所を導入したほか、ナトリウム冷却高速実証炉も保有している。このように幅広い技術を保有しておくことは、原子力産業の基盤強化として重要である。

中国、インドを中心とするアジアの存在感は原子力分野でもいっそう高まってゆく。経済成長の著しいアジアの新興・途上国にとって、原子力は脱炭素であるのみならず、大規模な安定電源であることが導入の重要な動機となる。特に中国は現時点で多数の

新設炉を着工しており、加えて新たな新設計画が継続的に承認されている状況である。こうした動きが順調に推移することで 2030 年には設備容量が 110 GW となり、このころには米国を抜いて世界第 1 位の原子力大国となる。また、アジアの合計設備容量は 2035 年頃に OECD ヨーロッパと北米の設備容量の合計を上回り、2050 年には 295 GW に達する。その 75%程度を中国とインドが占めることとなる(図 3-20)。

図 3-20 | アジアの原子力発電設備容量 [レファレンスシナリオ]



3.6. 水素等

近年の動向

ここでは、水素および水素を原料として製造される低炭素燃料（アンモニア、合成メタン、合成液体燃料（e-fuel、e-methanol、e-SAF）等）を総称して「水素等」と呼ぶ。水素等は、電化による代替が難しく、従って脱炭素化が困難な鉄鋼・化学等の産業部門や運輸部門などの Hard-to-abate セクター、および調整力を担う火力発電の脱炭素化において、有力な選択肢の一つと考えられている。このため、近年、世界各国で水素等の利用拡大に向けた目標設定や政策支援が行われ、多くのプロジェクトが計画されてきた。

一方、足元ではプロジェクトの中止や延期の動きも見られる。主な理由として、コスト削減・資金調達・需要(off-taker)の確保が困難であること等が挙げられており、水素等の製造・利用プロジェクトの実現の難しさが浮き彫りになっている。

もっとも、水素等の利用拡大に向けた動きそのものが止まったわけではない。現状では

政策支援を含めた経済性、および合理的な off-taker を確保できた案件を中心にプロジェクトが進展している。また、EU では、脱炭素化に加えて、エネルギー安全保障や産業競争力の観点から水素が位置付けられる傾向が強まっている。中国では、低コストの再生可能エネルギーや水電解装置などを背景として、再生可能エネルギー由来水素の製造能力が急速に拡大している。

以下では、主要国・地域における直近の水素政策とプロジェクトの動向を概観する。

EU では、脱炭素化に加え、産業競争力やエネルギー安全保障を重視した政策が進められている。2025 年 2 月に公表された Clean Industrial Deal では、脱炭素化と産業競争力の強化を一体的に進める方針が示され、グリーン鉄などの低炭素製品について、公共調達等を通じた需要創出を進める方向性が示された。また、Net-Zero Industry Act (NZIA) では、水電解装置を含むネットゼロ技術について、域内の製造能力やサプライチェーンの強靱性を高めるための措置が進められている。水素製造への支援も継続している。European Hydrogen Bank では、競争入札を通じて再生可能水素等の生産を支援しており、2026 年に結果が公表された第 3 回オークションでは、7 か国の 9 案件に対して総額約 10.9 億ユーロの支援が決定された。また、スペインとドイツは EU のオークションを利用して自国予算による追加支援を実施している。

米国では、バイデン政権下で水素政策が拡充され、2023 年の National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap では、クリーン水素について、2030 年に年間 1,000 万トン、2040 年に 2,000 万トン、2050 年に 5,000 万トンの導入規模が示された。また、7 地域の Regional Clean Hydrogen Hubs への最大 70 億ドルの支援や、Inflation Reduction Act (IRA) に基づく 45V 税額控除による水素製造支援が進められた。しかしながら、2025 年の政権交代後は、水素関連政策の一部に見直しがみられる。45V は支援対象となる設備の建設開始期限が 2033 年から 2028 年初めへと前倒しされ、7 つの水素ハブのうち 2 つへの連邦政府による支援が打ち切られた。一方で、CCS を対象とする 45Q 税額控除は継続している。天然ガスと CCS を利用した低炭素水素・アンモニアでは、日本へのアンモニア輸出を計画する案件が最終投資決定 (FID) に至る例もみられる。

中国では、再生可能エネルギー由来水素の製造設備の導入が進んでおり、2025 年に世界で新たに導入された水電解設備容量の約 4 分の 3 を中国が占めた³¹。2026 年に公表された第 15 次 5 か年計画期のエネルギー政策では、2030 年に再生可能エネルギー由来水素の製造規模を年間 200 万トンとする目標が示された。また、グリーン水素・アンモ

³¹ IEA (2026), “Global Hydrogen Review 2026”

ニア・メタノールの生産拠点やインフラを整備するとともに、発電、運輸、産業部門等での利用を進める方針が示されている。

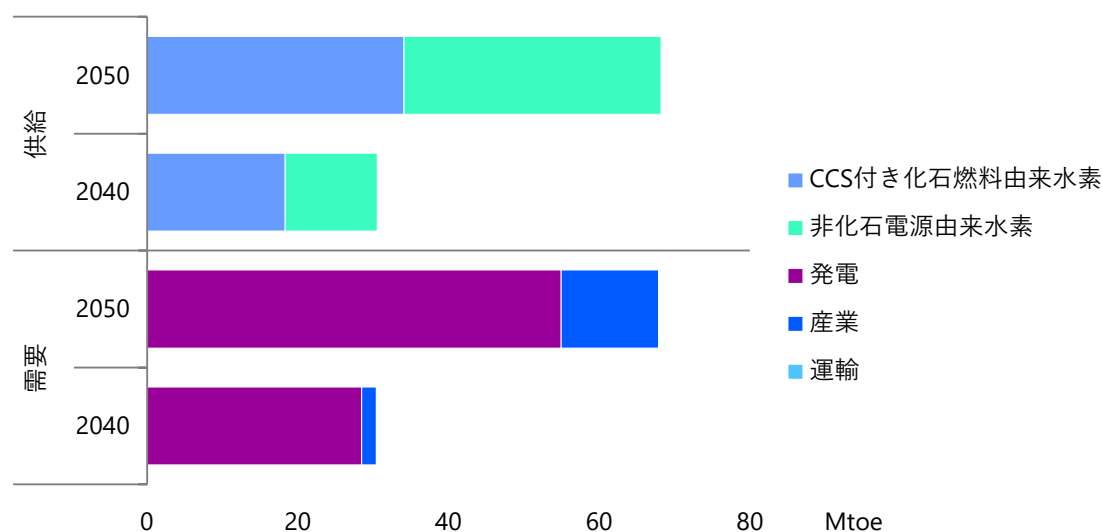
インドでは、2023 年に National Green Hydrogen Mission が開始され、2030 年までに年間 500 万トン以上のグリーン水素製造能力を構築する目標が掲げられている。同 Mission の SIGHT（Strategic Interventions for Green Hydrogen Transition）では、水電解装置の製造とグリーン水素の生産を支援しているほか、肥料工場向けに年間 72.4 万トンのグリーンアンモニアを調達する入札が進められ、2025 年には落札者が決定するなど、具体的な需要を対象とした支援も進められている。なお、公表されたグリーンアンモニアの供給価格は化石燃料由来のグレーアンモニア価格に近い水準であり（約 1.1 から 1.5 倍程度）、低コストでの製造の可能性が示された。

日本では、水素等の社会実装に向けた政策支援が継続している。水素社会推進法に基づく「価格差に着目した支援」では、低炭素水素等の供給事業への長期的な支援が具体化し、海外からの大規模輸入案件として、前述の米国からのブルーアンモニアやインドからのグリーンアンモニアの供給案件が認定されたほか、国内で水素等を製造・利用する案件も認定されている。また、発電分野では、長期脱炭素電源オークション（LTDA）の第 3 回入札から、水素・アンモニアと既存燃料との燃料価格差の一部を支援する仕組みが導入された。水素等の大規模な利用に向けたインフラ整備も進められており、水素社会推進法に基づく拠点整備支援では、2026 年に初めて 2 件の計画が認定された。また、大型トラック等の燃料電池を動力源とする商用車の導入と大規模水素ステーションの整備等を進める水素大動脈構想が示されるなど、モビリティ分野での水素利用拡大に向けた取組も進められている。

見通し

レファレンスシナリオでは、日本のアンモニア燃料の混焼に見られるような発電分野の動きが、水素等の利用が想定される国・地域において 2030 年から 2050 年まで概ね同様のペースで拡大することを想定した。本シナリオにおける水素等の利用は、発電、および産業、運輸の一部で限定的な水準にとどまることを見込む。一方で、今後、様々な分野で水素等が多く、また合成液体燃料等を含め幅広く利用されるには、前述のように政策支援、適切な市場設計、コスト低減を含む技術開発がこれまで以上に進展する必要がある。こうした状況は技術進展シナリオにて想定する。

図 3-21 | 低炭素水素の需給 [レファレンスシナリオ]



地下水素（天然水素）

本 Outlook の推定には含めていないが、近年、地下に存在する水素を新たなエネルギー資源として利用する「地下水素（Geological Hydrogen）」への関心が高まっている。地中に天然の水素が存在すること自体は以前から知られていたが、近年、高濃度の水素の集積・産出事例が確認され、地下資源としての開発可能性が注目されるようになった。水素は利用時に CO₂を排出しないため、低い GHG 排出量で地下から生産できれば、新たな低炭素の一次エネルギー源となる可能性がある。

地下から生産する水素は、大きく二つに分けて考えることができる。一つは、自然界で生成された水素が地下に集積・貯留した天然貯留水素 (Natural hydrogen)、もう一つは、地下の岩石と水の反応などを人為的に促進し、水素を生成・回収する地下増進水素 (Stimulated geological hydrogen) である。本項では、これらを総称して地下水素 (Geological Hydrogen) と呼ぶ。

地下で水素が生成するメカニズムはいくつか知られているが、その一つとして特に注目されているのが、かんらん石などの鉱物と水との反応である。かんらん石が水と反応して蛇紋石化 (serpentinization) する過程などで、水素が生成する。反応の進み方は温度などの条件にも左右される。このほか、放射性元素から生じる放射線によって水が分解され、水素が生成するメカニズムなども知られている。

天然貯留水素が資源として成立するためには、水素が地下で生成するだけでなく、生成した水素が移動・集積し、地下にとどまるための地質条件が必要となる。一方、地下増

進水素は、天然に集積した水素を探すのではなく、水素を生成し得る岩石に水を供給するなどして地下での反応を人為的に促進し、生成した水素を回収するものである。日本にも、水素生成の反応場となり得るかんらん岩が分布しており、地下水や地熱など反応に有利となり得る条件も存在することから、国内における地下水素の資源ポテンシャルの評価や技術開発が進められている。

ただし、地下水素の資源としての可能性には依然として大きな不確実性がある。天然貯留水素については、世界各地で探査が進められているものの、経済的に回収可能な資源量は十分に明らかになっていない。地下増進水素についても、資源ポテンシャルの評価に加え、まずは地下で水素生成を促進し効率的に回収するための技術開発が必要である。

コスト面では、十分な規模の天然貯留水素の集積が発見されれば、地下から水素を直接生産することで、低コストの水素供給源となる可能性が指摘されている。地下増進水素では、地下での反応を促進するための流体注入や熱供給等の追加的な技術・設備が必要となるため、天然貯留水素より高コストになると考えられる。なお、地下水素においても需要地までの供給コストが必要になる。これは生産地点と需要地の位置関係にも大きく左右される。海外からの長距離輸送では、海上輸送に加えてアンモニア等のキャリア（輸送媒体）への転換に伴うコストが必要となるのに対し、例えば日本国内で地下水素を生産し、需要地までパイプラインで輸送できれば、海上輸送やキャリア転換のコストを回避できる可能性がある。また、天然貯留水素、地下増進水素のいずれについても、掘削した地点で十分な水素の集積や生成量が得られない探索・開発リスクがあり、こうした掘削の不成功はコスト増加要因となる。

これまでマリやアルバニアで高濃度の天然貯留水素が確認されている。米国や豪州を中心に天然貯留水素の探査掘削や試掘も進められており、一部プロジェクトでは 2020 年代後半の生産開始が想定されている。日本でも白馬で地下由来の水素が確認され、資源ポテンシャルの評価等に向けた研究が進められている。地下増進水素は初期段階にあるものの、北米では実証井の掘削やフィールド実証が計画・実施されるなど、技術実証が始まりつつある。

地下水素への期待は、低コストかつ低炭素な水素を大規模に供給できれば、エネルギー転換のゲームチェンジャーとなり得る点にある。日本においても、国内で生産可能となれば、国産の一次エネルギー源としてエネルギー自給率の向上に寄与する可能性がある。一方で、実際に地下水素が生産・利用されるまでには、天然貯留水素・地下増進水素の資源ポテンシャルの把握や生産適地の探索、地下増進水素の技術開発、さらに探査・掘

削のための資金や off-taker の確保といった課題への対応が必要となる。

表 3-7 | 地下水素の利用に向けた現状整理

	天然貯留水素	地下増進水素
資源・生産 ポテンシャル	生成した水素が地下に集積・貯留する地質条件が必要。経済的に回収可能な資源量は世界的にも十分に確認されていない	水素を生成し得る岩石が広く分布する一方、際に生産可能な水素量は十分に明らかになっていない
生産方法・技術	地下に集積した水素を探索・掘削して回収。十分な規模の水素集積域の探索が課題	地下で岩石と水等の反応を促進して水素を生成・回収。反応条件の解明や技術開発が必要
コスト	十分な規模の集積が発見されれば、低コストとなる可能性	反応促進のための追加的な技術・設備が必要となり、コスト増加要因となる
開発状況	世界各地で探索・試掘が始まりつつある	研究開発や実証に向けた取組が始まりつつある

3.7. 二酸化炭素回収貯留（CCS）

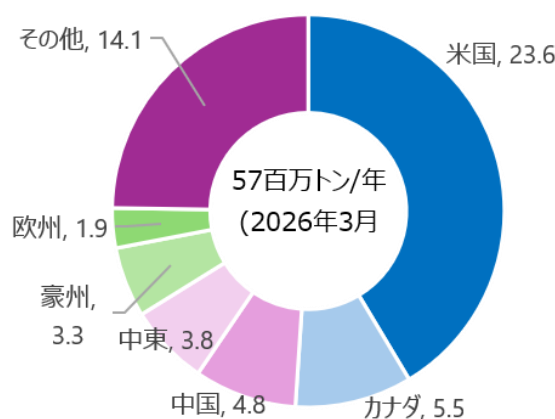
近年の動向

二酸化炭素回収・貯留(CCS)は、多様な排出源から二酸化炭素(CO₂)を回収して地下の地層に安定的に貯留する技術を指す。すでに米国やカナダ、ノルウェー、オーストラリアなどでは広く商業化されている技術であり、今後の脱炭素化に大きく寄与する技術として近年、高い関心を集めつつある。CCS は単に化石燃料を利用した際に発生する CO₂ を回収するだけでなく、大気中から CO₂ を直接回収して地下に貯留する直接大気回収・貯留技術(DACCS)やバイオマス利用によって生じた CO₂ を回収して地下に貯留するバイオエネルギー炭素回収貯留(BECCS)といった、いわゆる炭素除去技術にとっても不可欠な要素技術である。従って、「CCS は化石燃料の延命策」という批判は的を得たものでなく、今後人類が長期的に渡って大気中の CO₂ の濃度を安定させてゆくために不可欠な技術である。

CCS は元々、米国を中心に油田の増進回収法の一環として採用されてきた技術であるが、近年はそれ以外にも純粹に CO₂ を回収し、地下に貯留するプロジェクトの数も増

えてきている。国際エネルギー機関による「CCUS Project Database」によれば、2026 年 3 月時点での世界の CCS プロジェクトの貯留能力は合計で 5,700 万トン/年であり、前年比で 600 万トン/年の増加を見せている（図表）。アジア太平洋地域では、豪州中南部の Moomba で、ガス田から副生される CO₂ を回収して地下貯留するプロジェクトが操業をしており、年間 170 万トンの CO₂ を回収し地下貯留している。その他、既に建設中のプロジェクトは世界全体で 29 件あり、これらが全て操業を開始すれば、世界全体の CCS 能力は約 9,000 万トン/年に到達する見込みである³²。

図 3-22 | 世界の CCS 能力



出所: IEA CCUS Projects Database

日本においても CCS の商業化に向けた動きが着々と進んでいる。CO₂ の排出地と貯留地が近接し CO₂ をパイプラインで輸送するプロジェクトと、排出地と貯留地が地理的に離れているため CO₂ を船舶で輸送するプロジェクトの 2 通りがある。現在は、前者のパイプラインで輸送するプロジェクトの検討が先行して進められている。このうち、北海道苫小牧市沖に CO₂ を貯留する苫小牧 CCS プロジェクトでは、既に貯留予定地の試掘が行われており、投資決定に向けて最終的な検討段階に入っている。また京葉コンビナートで排出された CO₂ を回収し房総半島東側の沖合に貯留する首都圏 CCS プロジェクトについても、政府が事業者に対する試掘許可を発行しており、同沖合にて試掘が行われる予定となっている。これらのプロジェクトではそれぞれ 200 万トン/年、140

³² International Energy Agency (2026) CCUS Project Database. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database>; Santos (2024) “Moomba Carbon Capture and Storage” <https://www.santos.com/moombaccs/>

万トン/年の CO₂ 貯留を 2030 年代初頭に開始する計画である。苫小牧のプロジェクトでは主として石油精製や火力発電の、首都圏のプロジェクトでは主として製鉄所から排出される CO₂ の貯留が想定されており、多様な産業に対する CCS 適用に関する検討が進んでいる。

見通し

レファレンスシナリオにおける CCS 導入量は、2030 年など比較的近い将来の実施量は、すでに操業中の案件や投資決定がなされて建設が始まっているものを中心に想定している。CCS は、炭素価格など CO₂ 排出の回避が経済合理的な選択となる環境の整備や、十分な政府による支援制度がなければ導入が進まない。このため、2030 年以降においては、既に CCS への支援制度が整備されている先進国を中心に導入が進むと想定している。

CCS は一般に高温度の熱が必要で、電化による排出削減が難しい産業部門など、いわゆる Hard-to-abate sectors で普及が進むと見込まれる。ただし、CCS 実施による追加コストの回収可能性を踏まえると、産業部門に比べて比較的その回収が容易な発電部門でも一定の導入が進むと考えられる。このため、本 Outlook では、産業部門だけでなく発電部門にも CCS が導入されると想定した。産業部門については、製鉄部門では高炉からの集中的な CO₂ の回収が可能であるので、比較的 CCS の導入が進むと想定した。一方、セメント部門では工場が地理的に分散しているため回収した CO₂ の輸送が困難であること、また化学部門では排出源が多数存在することから、それぞれ導入は限定的な水準にとどまると見込んでいる。

4. 技術進展シナリオ

4.1. 主要対策

「技術進展シナリオ」では、社会での適用機会および受容性を踏まえた最大限の二酸化炭素(CO2)排出削減対策およびエネルギー安全保障対策の強化を見込む。各国がエネルギー安定供給のいっそうの確保や気候変動対策の強化に資する先鋭的な省エネルギー・低炭素化政策等を強力に実行し、先進的技術の開発・導入が世界規模で加速する。環境規制や国家・自主目標の導入、技術開発強化や国際的な協力の推進を背景に、需要サイドでは省エネルギー機器、供給サイドでは再生可能エネルギー、原子力、水素、二酸化炭素回収・貯留(CCS)の普及拡大などが強力に図られる(表 4-1)。なお、この見通しは、技術の導入などを前提条件として試算したフォアキャスト型の将来見通しであり、将来の「着地点」を定めてそこに至る道筋を描くバックキャスト型の分析と対照をなすものである。

表 4-1 | 技術の想定例[技術進展シナリオ]

		2024年 → 2050年 (レファレンス2050年)
先進国		発展途上国
火力発電	初期投資ファイナンススキーム整備 IGCC新設導入比率0% → 60% (20%) 2030年以降新設CCS導入(帯水層を除く貯留ポテンシャルがある国)	
[ストック効率]	天然ガス: 50.3% → 65.2% (54.3%) 石炭: 37.2% → 41.0% (42.7%)	天然ガス: 37.9% → 48.6% (41.5%) 石炭: 33.1% → 39.5% (37.4%)
原子力発電	適切な卸電力市場価格の維持	初期投資の融資枠組み整備
[設備容量]	293 GW → 379 (239) GW	130 GW → 567 (352) GW
再生可能発電	システムコスト低減 系統安定化技術のコスト低減 系統システムの効率的運用 風力: 422 GW → 1,525 (1,103) GW 太陽光: 447 GW → 3,280 (2,853) GW	システムコスト低減 低コスト融資 電力システムの高度化 風力: 481 GW → 2,673 (1,917) GW 太陽光: 574 GW → 7,816 (7,115) GW
自動車用バイオ燃料	次世代バイオ燃料の開発 FFVの普及拡大	バイオ燃料のコスト低減 農業政策としての位置づけ
[消費量]	72 Mtoe → 96 (86) Mtoe	47 Mtoe → 92 (93) Mtoe
産業	2050年にBATが100%普及	
運輸	低燃費自動車のコスト低下。ZEVの航続距離が2倍に	
[乗用車新車燃費]	19.4 km/L → 53.4 (38.0) km/L	18.0 km/L → 42.1 (27.4) km/L
[乗用ZEV販売比率]	8.2% → 93.1% (59.8%)	15.1% → 75.7% (39.8%)
民生	ストックベースでの家電・機器効率及び断熱効率の改善スピードが約1.6倍に (2050年でレファレンス比約22%改善) 暖房・給湯・厨房用途における電化、クリーンクッキング化	

再生可能エネルギー

技術進展シナリオでは、自然変動電源である風力発電や太陽光発電の導入がさらに加速

する。世界の総発電量に占める自然変動電源のシェアは 2024 年の 15.0%から 2050 年には 54.0%まで上昇する。この水準まで自然変動電源のシェアが高まると、一部の国やエリアでは電力システム運用上の課題が顕在化する可能性が高い。

例えば、風力・太陽光発電の時間変動性に関して、急激な発電出力変動(周波数変動)や余剰電力、地域によっては年に 1 回～2 回程度発生するとされる「曇天無風期間」などへの対応が課題として挙げられる。また、地理的偏在性に起因する課題として送電容量不足がある。さらには、非同期電源の増加にともなう系統慣性力の低下や立地周辺の自然環境・生態系・経済活動への影響(大規模太陽光発電設置のための森林開発や陸上風力発電機による鳥類への影響、洋上風力発電が漁業に及ぼす影響の深刻化等)もある。

これらの課題を踏まえて、自然変動電源を電力システムに統合するための技術的・制度的・政策的な対策が必要となる。ここで提示する技術進展シナリオでは、自然変動電源の統合技術の実用化進展や、その社会実装への政策的支援、事業者・投資家・消費者の環境意識の高まりおよび電力インフラストラクチャー敷設への社会的受容性の向上等を想定する。自然変動電源の拡大を支える技術として、発電予測技術や出力抑制、エネルギー貯蔵(主に揚水式水力や蓄電池)、バックアップ電源の出力調整、電気自動車を活用した需給調整技術、系統増強と地域間の電力融通、そしてこれらの技術を情報通信技術で結んで最適制御を行うスマートグリッド等が大きな役割を果たす。特に、太陽光発電や風力発電と蓄電池を併設することは、発電時間と需要時間のずれを調整し、自然変動電源の系統統合を支えるための有効な手段となり得る。技術の普及のみならず、環境との調和や地域との合意形成を促す政策や法制度も持続的な再生可能エネルギー導入を後押しする。

特にエネルギー貯蔵技術は電力系統の周波数調整等のアンシラリーサービス提供機能として期待されており、欧米や日本等では蓄電池がすでにアンシラリーサービス市場で大きな役割を果たしている。これらの市場では、リチウムイオン電池やナトリウム・硫黄(NAS)電池のような数時間の貯蔵容量を持つ技術が活用されているが、今後、自然変動電源の導入拡大に伴い、発電出力の週・月・季節変動に対応するため長期エネルギー貯蔵(LDES: Long Duration Energy Storage)の技術が必要となる可能性がある。LDESとして、レドックスフロー電池、圧縮空気(CAES: Compressed Air Energy Storage)、液化空気(LAES: Liquid Air Energy Storage)、重力電池、水電解水素等があり、欧米や中国では、実証や商用化事例も見られる。これらのエネルギー貯蔵技術は、充放電効率がリチウムイオン蓄電池と比べて低いものの、出力(kW)と貯蔵容量(kWh)を独

立して設計できる等、出力当たりのコストは高いが貯蔵容量当たりのコストは安価という特徴がある。水素については、再発電（re-electrification=Power to Gas to Power）以外に熱需要、運輸部門、化学品原料にも利用できるという高汎用性（versatility）にメリットがある。

なお、エネルギー貯蔵はそれぞれの技術の特性—技術的特徴や経済性、安全性、さらには素材となる鉱物資源（リチウム、ニッケル、コバルト、バナジウム、プラチナ等）の調達元といった経済安全保障の観点等—を総合的に踏まえ、最適な組み合わせを追求していく必要がある。例えば、系統用リチウムイオン電池では、三元系リチウムイオン電池（NMC）よりも安全性が高く安価なリン酸鉄リチウムイオン電池（LFP）を用いた電池が主流となっているが、LFP は重要鉱物であるニッケルやコバルトを使用しないことからサプライチェーン上のリスクを軽減できる。また、LDES には重要鉱物依存度が低い技術が多いことも経済安全保障上のメリットを生み出す。

上記の想定を踏まえ、技術進展シナリオでは太陽光発電が世界全体で導入が加速し、世界の設備容量は 2030 年には 5,830 GW、2050 年には 14,120 GW に達する（図 4-1）。ペロブスカイト太陽電池等の次世代型太陽電池の実用化、営農型太陽光等の設置形態の多様化等により立地制約が緩和されるとともに、系統増強や蓄電池の活用等によって系統制約や自然変動電源が系統の安定性に与える影響への対応が一定程度進んだ結果として、レファレンスシナリオと比較して 2050 年の導入量は風力が 1.4 倍、太陽光が 1.3 倍となる。現在の太陽光発電の主要市場は中国、ヨーロッパ、米国等であるが、太陽光パネルや蓄電池のコスト低下にけん引され、インドの存在感がいっそう増す。さらに中東やアフリカ、中南米といった日射量に恵まれたサンベルト地域の伸びも大きくなる。レファレンスシナリオと技術進展シナリオを比較すると、中国が 1.1 倍の拡大であるのに対して、インドでは 1.5 倍、北米・ヨーロッパ以外のその他（≈中東、アフリカ、中南米等）でも 1.4 倍と、現在は主要市場ではない国々やエリアも有望な太陽光発電市場となる可能性が示唆されている。

図 4-1 | 太陽光発電設備容量
[技術進展シナリオ]

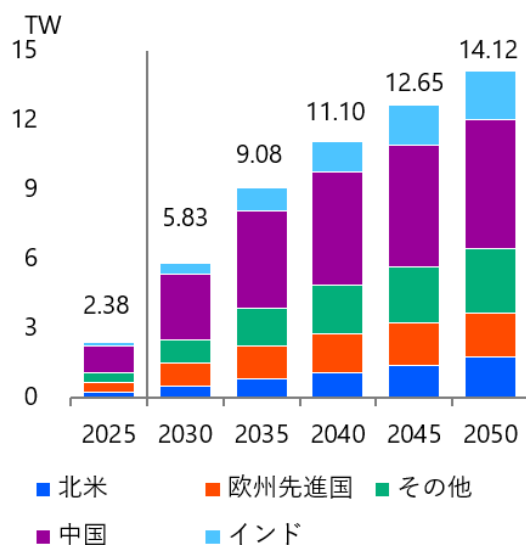
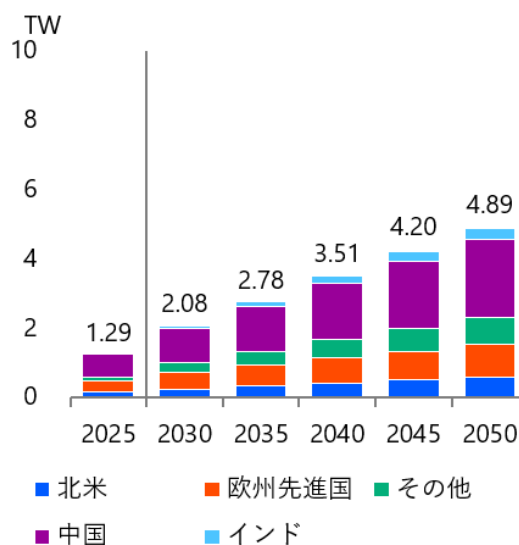


図 4-2 | 風力発電設備容量
[技術進展シナリオ]



風力発電(陸上風力と洋上風力の両者を含む)についても、すべての地域においてレファレンスシナリオ比で導入が加速し、世界の設備容量は 2030 年に 2,076 GW、2050 年には 4,890 GW に達する(図 4-2)。

陸上風力発電は、送電インフラの増強やエネルギー貯蔵技術のコスト低減によって地理的偏在性や時間変動性が緩和され、中国やインドにて顕著に拡大する。

洋上風力発電は、これまでの主役であったヨーロッパで中長期目標の策定や入札・海域開発計画を背景に導入が一段と進むほか、中国、台湾、日本、ベトナム、フィリピンでも導入が進み、なかでも中国での増加が顕著となる。継続的な技術開発とコスト削減努力に加え、政策的支援—経済的支援の充実化や海洋利用に係る各国内の制度構築、漁業関係者をはじめとする既存の海域利用者の理解促進に基づく開発調整の円滑化等—がこれらの地域での洋上風力利用を促進させる。また、浮体式洋上風力の商用化や量産化が進み、水深の深い海域での開発が拡大すること、洋上風力の導入増加に寄与する。陸上・洋上風力発電設備導入量の合計値では中国が世界トップの座を維持し、主要な風力発電市場であり続ける。中国は、2030 年に世界の設備容量の 45%を占め 2050 年にかけて維持する。技術進展による立地制約や系統制約の克服は、ヨーロッパ、インド等での風力発電のいっそうの拡大に寄与するが、同時に、中国においても同様な拡大をもたらす。結果として、2050 年における中国の存在感の大きさはレファレンスシナリオと同様に大きくなる。

なお米国では、レファレンスシナリオで言及したように、第二次トランプ政権における政策転換の影響を受け、風力・太陽光といった再生可能エネルギーの導入の鈍化を想定する。

技術進展シナリオでは世界全体でカーボンニュートラル社会への取り組みが強化され、需要の電力化がさらに加速する。一部の国では AI 産業における電力需要の急増も見込まれるが、そのような用途に向けた電力供給では脱炭素電力が好まれる傾向が強まる。今世紀半ばに向けては、こうした電力需要の増加に対応しつつ脱炭素化を進めるため、前述のエネルギー貯蔵技術を始めとした再生可能エネルギーを含む多様な脱炭素電源とそれらを支える技術選択が重要となる。

原子力

原子力は気候変動対策や大気汚染対策、そしてエネルギー安全保障といった多くの政策目標に対して有用性を発揮できる。そのため、技術進展シナリオではレファレンスシナリオ以上に導入が進むこととなる。従来の大型軽水炉については、ノウハウの蓄積や建設技術の効率化などによって導入に係る障壁が低減される。他方で、近年開発が進められている小型モジュール炉（SMR）や第 4 世代炉といった新型炉もまた、実用化に向けて強力な政策措置が実施される。これらの新型炉は数十年の開発期間を重ねても商用規模では実用化していないが、近年では欧米諸国を中心に具体的なユーザー候補が現れ導入に向けた動きを進めているほか、世界中で多数の国が関心を表明している。そのため、現在計画中あるいは進行中の実証炉建設が世界中の潜在ユーザーからの関心に十分応える結果を残せるか否かが、将来的な新型炉導入のポイントとなる。

社会全体の大幅な低炭素化を目指すうえでは、電力部門以外での取り組みも重要となる。前述の新型炉をはじめ、原子力技術は発電用途にとどまらず、地域熱供給、産業用熱供給、水素製造、海水淡水化など多様な用途に活用されることが期待されている。ただし、現状の原子力はベースロード電源として運用することが前提とされており、今後も多くのエネルギー需要が電力化されてゆくことが予測される以上、それは 2050 年においても変わらない。基本的には、第一義的な役割である電力供給を全うしたうえで、余剰となった電力や熱の有効活用を検討してゆくことになるであろう。

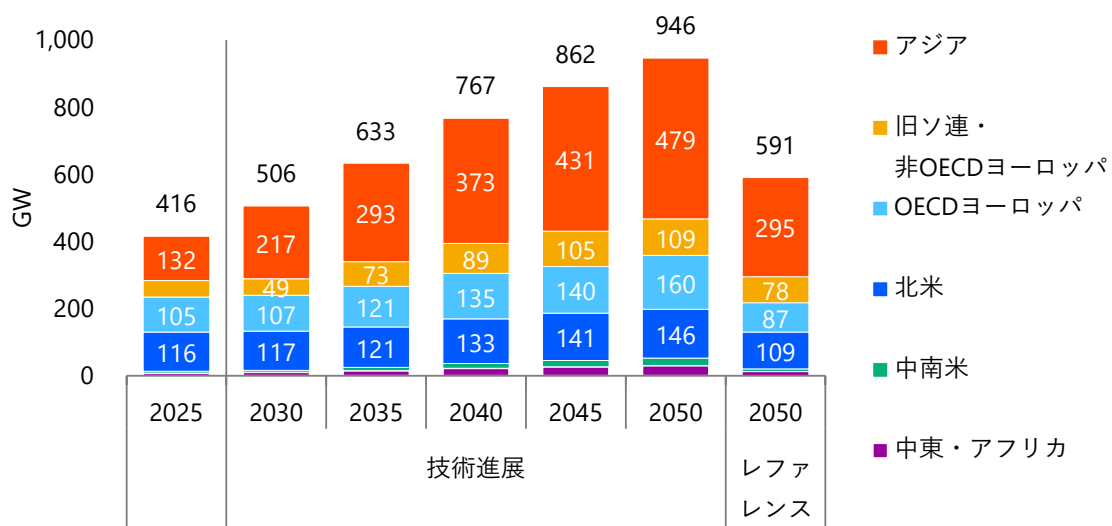
早期から原子力を積極的に推進してきた米国やフランスは、既設炉の大部分が一度に経年化を迎えることもあり、レファレンスシナリオでは設備容量が現在の水準から 2050 年にかけて低下する見通しである。これに対して、気候変動対策やエネルギー安全保障の観点から原子力利用促進策が一段と強力に発揮される技術進展シナリオでは、レファ

レンスシナリオより多くの新設計画が実現し、フランスでは下げ幅が縮まるほか、米国ではむしろ増加に転じる。英国についてはレファレンスシナリオでも 2050 年までの間に足元の量以上の発電設備容量が導入されるが、技術進展シナリオではそれをさらに上回る規模の新規建設が行われる。このほか、福島第一原子力発電所事故を受けて脱原子力政策の方向性を明確にした国においても、カーボンニュートラル化や自国の産業競争力の維持という観点から、原子炉の閉鎖計画の先送りや廃炉した設備をリプレイスで補うという方針が採用される。

野心的なカーボンニュートラル目標を掲げる先進国のみならず、新興・途上国でも電力需要の急速な拡大に対応しつつ、低炭素化を進めるため原子力が導入される。原子力導入の基本的な動機は大規模な安定電源によるエネルギー需要への対応であるが、島しょ部などの遠隔地を抱える新興・途上国では小規模系統に対応した小型炉の導入も見込まれる。

こうした想定の下、技術進展シナリオでは、世界の原子力発電設備容量は 2025 年の 416 GW から 2050 年には 946 GW に拡大する(図 4-3)。これは、レファレンスシナリオでの設備容量 591 GW のおよそ 1.6 倍に相当する。

図 4-3 | 原子力発電設備容量 [技術進展シナリオ]



北米では必要な既設炉の維持や新設が行われることにより、2050 年時点で 146 GW 程度の水準まで増加する。米国では民主党・共和党いずれの政権でも原子力を重視する姿勢を示しており、連邦政府や一部の州政府で新設や既設炉の維持を支援する政策が実施

されている。技術進展シナリオでは、そういった政策動向が最大限奏功することを想定するため、レファレンスシナリオ以上の設備容量が維持される。また、データセンターを有する IT 企業などが原子力由来の電力を確保する動きや、新型炉開発に資金を投じる動きもレファレンスシナリオ以上に活発化すると見込まれる。ただし、SMR は 1 基当たりの設備容量が小さいため、国の合計設備容量の中におけるインパクトは限定的となる。

野心的な温室効果ガス排出削減目標を掲げる欧州先進国では、経年化した既設炉が廃炉される一方で、新設やリプレイスも政策的に推進される。そのため、設備容量は 2024 年の 105 GW から 2050 年には 160 GW まで拡大する。ヨーロッパ最大の原子力利用国であるフランスでは、2050 年にかけて設備容量が徐々に減少してゆくが、レファレンスシナリオと比して既設炉が長期間運転されるほか新設炉も増加するため、それと比べて緩やかな減少となる。英国では最先端技術の大型軽水炉の建設がいっそう促進され、2050 年には現在の水準を大きく上回る、約 22 GW の導入が実現される。また、一部の国では SMR や第四世代炉の建設計画が立ち上がりつつあるが、技術進展シナリオではこれらも 2050 年までの間に一定程度実現が見込まれる。欧米諸国では新設計画のノウハウ消失や建設開始後の設計変更などにより、現在建設中の大型軽水炉(第三世代+)の工期に大幅な遅延が生じている。今後の新設計画において、こうした問題点が修正されることにより新設のリスクが軽減され、事業者にとっての投資環境が改善されることが、この拡大の主要なドライバーとなる。

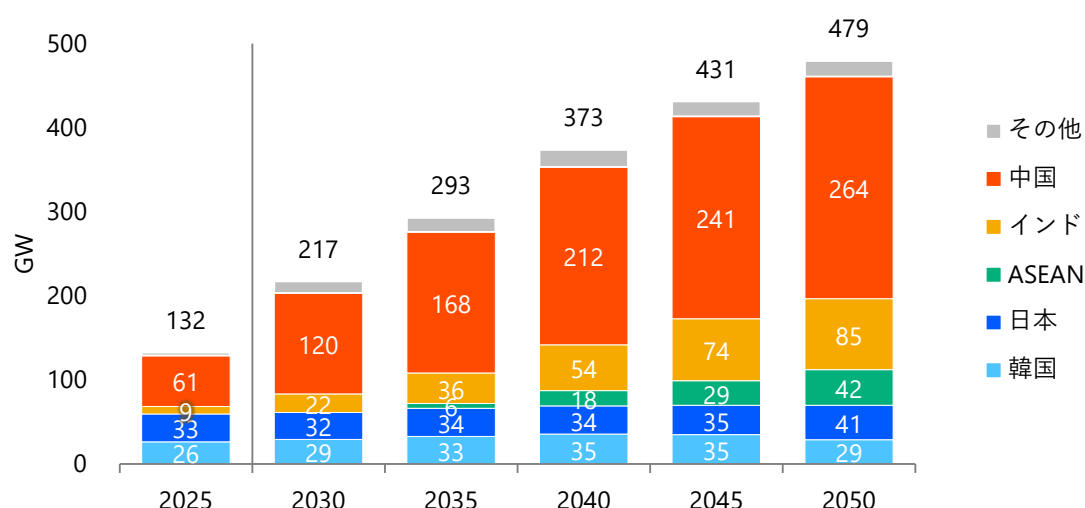
ロシアでは新規建設計画が加速し、設備容量は 2025 年の 29 GW から増加を続け、2050 年には 51 GW へと拡大する。加えて、ロシアについては新興・途上国の経済成長およびエネルギー需要の増大を背景に、国外への輸出が積極的に進められる。すでに多くの新興・途上国との間で、原子力を含む多くの産業分野での基盤整備や人材育成などを含めた包括的な協力関係の構築を進めているため、これが将来の原子力輸出の盤石な布石となる可能性は高い。

新興市場とされる中東、アフリカ、中南米では、2035 年ごろより新設炉が順次運転開始を迎え、以降設備容量は少しずつ拡大していく。2025 年時点でこれらの地域における導入量は合計で 14 GW 程度だが、2050 年には 52 GW に達する。

アジアはレファレンスシナリオでも 2050 年時点で最大の導入地域となっているが、これは技術進展シナリオでも同様である。アジア全体での設備容量は 2035 年ごろに欧州先進国と北米の合計を上回り、2050 年には 479 GW に達する(図 4-4)。その内訳もレ

ファレンスシナリオ同様、中国とインドがけん引役となるが、それらに加えて東南アジア諸国でも、増加する電力需要に対して安定的で経済合理性のある低炭素電源への需要が高まり、現在は計画段階にとどまっている国々での原子力導入が進展する。これらの国々には島しょ地域を抱える国も多く、そういった地域の電力安定供給も課題としているため、SMR や洋上浮体式原子炉の導入も進む。こうした動機があることから、ASEAN 合計の導入量は 2025 年時点でこそ 0 であるが、2035 年頃から順次運転が開始され、2050 年には発電設備容量が 42 GW に達する。これは、同時点の日本の設備容量(41 GW)を上回る値である。

図 4-4 | アジアの原子力発電設備容量 [技術進展シナリオ]



水素等

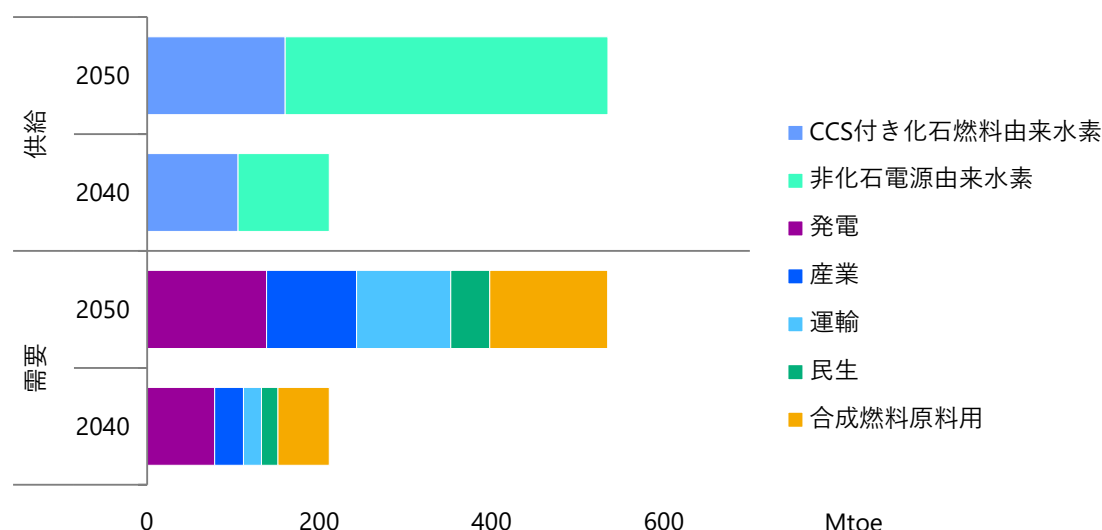
技術進展シナリオでは、政策支援、適切な市場設計、技術開発の進展により、水素等が脱炭素の手段として効果的に使われることを想定する。水素等の具体的な利用先は、発電部門、産業部門、運輸部門、民生部門であり、合成メタン(e-methane)や合成液体燃料(e-fuel、e-SAF 等)といった形での利用も含む(図 4-5)。以下、それぞれの分野における水素等の利用について述べる。

発電部門においては、再生可能エネルギーの拡大で火力による発電の総量が減少するものの、残った火力発電について、CCS の追設、または水素・アンモニアの利用により脱炭素化が図られる。これらの電源が、調整力の提供や再生可能エネルギーポテンシャルが相対的に小さい国や地域の電力供給および CO₂ 削減に貢献する。道路交通では、主にバスやトラックなど年間走行距離が長く、かつ電化が難しい商用車で燃料電池車が利

用されるようになる。加えて、船舶ではアンモニア利用や合成メタノール(e-methanol)の利用を、航空分野では e-SAF の利用を想定する。産業部門では、特に電化が難しい高温熱需要に対して水素等の利用を見込む。CO₂ 排出量が相対的に大きい製鉄については、現状、高炉水素還元や水素直接還元など水素を活用した製鉄技術はまだ実証段階であるものの、2050 年には脱炭素化策として一部導入が進む。民生部門では、水素導管・配管など配送インフラストラクチャーの整備が比較的容易な地域に対して、水素が現在の化石燃料需要を限定的に代替する。産業部門、民生部門ともに、天然ガス需要の一部を合成メタンに置き換える。

水素製造については、短期的には価格競争力の観点から CCS 付の化石燃料由来水素(ブルー水素)の導入が進むが、将来は再生可能エネルギー発電と水電解装置のコスト低減により、再生可能エネルギー等の非化石電源由来の水素(グリーン水素)が増加する。2050 年では、低炭素水素供給の 7 割程度をグリーン水素が占めると見込む。中東、北米など従来のエネルギー生産地域に加え、中南米、オーストラリア、アフリカなど再生可能エネルギー資源が豊富な国・地域も低炭素水素の製造・供給源となる。一方、ヨーロッパ、北米、東アジア、インドなどが低炭素水素や合成燃料の主要な需要地となる。技術進展シナリオでは水素の輸出入が可能な国際的なサプライチェーンが構築されることを想定する。船舶による長距離の水素輸送においては、水素を水素キャリアに転換し、それらを扱える貯蔵設備や港湾設備を整備することが必要となる。

図 4-5 | 低炭素水素の需給 [技術進展シナリオ]



二酸化炭素回収貯留

レファレンスシナリオで述べたように、二酸化炭素回収・貯留技術(CCS)は、今後世界が脱炭素化に向かう中で、電化による脱炭素が難しい分野において非常に大きな役割を果たすことが期待されている。レファレンスシナリオでは、すでに CCS への支援制度が整備されている先進国を中心に導入が進むと想定したが、技術進展シナリオにおいては、それだけではなく、比較的安価に CCS が実施可能な新興国も含めて最大限 CCS が導入されることを想定した。

まず発電部門に関しては、先進国での新設の石炭・液化天然ガス(LNG)火力において、アンモニアや水素混焼を想定しない火力発電所ではすべて CCS の適用を見込む。新興国・途上国においても、中国やインド、東南アジア、中東など CCS を実施できる貯留場所や実施できる企業が存在している地域においても火力発電所への CCS の適用が進むと想定した。

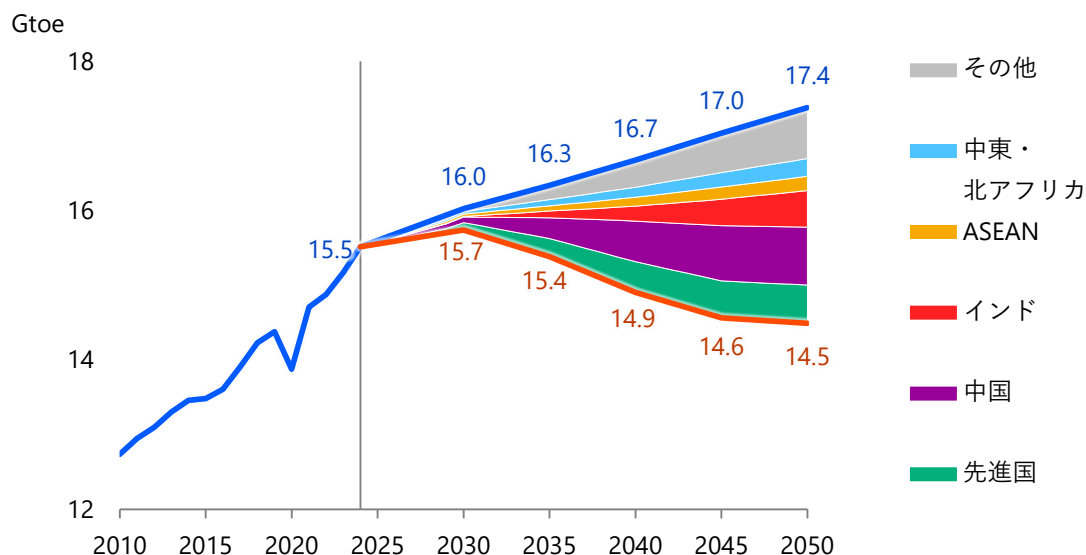
産業部門においては、同じく先進国や一部の新興・途上国においては、製鉄部門、セメント部門、化学部門に CCS の適用が進むと想定した。さらに、化石燃料の生産部門においても、LNG 生産部門では新設の LNG プロジェクトには原則すべてのプラントに LNG 製造時に発生する CO₂の回収・貯留設備が敷設されると想定した。

4.2. エネルギー需給

技術進展シナリオでも 2050 年世界カーボンニュートラル実現には程遠い技術進展シナリオでは省エネルギー・気候変動対策の強力な展開を想定する。一次エネルギー消費は、データセンターにおける電力需要の増加や、省エネルギー機器や技術の置き換えに時間がかかること等もあり 2030 年までは増加する(図 4-6)。しかし、2030 年以降は省エネルギー機器の普及が進むことで減少に転じる。2035 年における技術進展シナリオの一次エネルギー消費はレファレンスシナリオ比石油換算 956 百万 t (Mtoe)減(−5.9%)となるが、2024 年比では−132 Mtoe (−0.8%)と大きな減少にはならない。2040 年以降は二酸化炭素回収・貯留(CCS)等の増加に伴い徐々に減少ペースは鈍化するものの、2050 年まで減少が続いてレファレンスシナリオ比の一次エネルギー消費削減量は 2,888 Mtoe (19.4%)となる。2050 年までの累積節減量は省エネルギー等が進み、36.2 Gtoe となる。技術進展シナリオを実現するためには、エネルギー消費節減および非化石エネルギー導入のポテンシャルが大きい新興・途上国、特にインド、東南アジア諸国連合(ASEAN)、中東・北アフリカ(MENA)の役割が大きい。

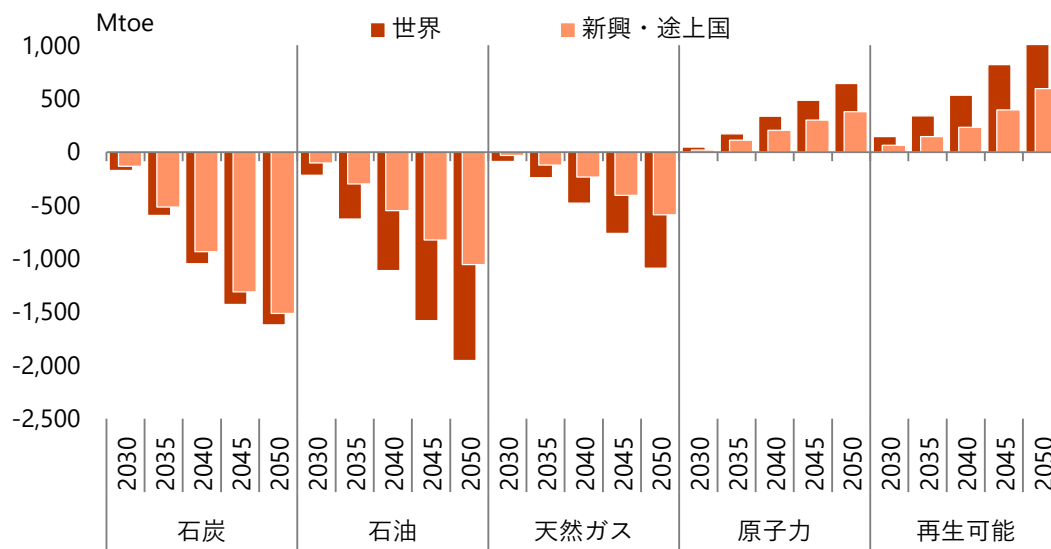
技術進展シナリオで世界が到達可能な省エネルギー量のうち、新興・途上国は 2050 年において 78%を占める。特にインド、ASEAN、MENA は合わせて 32%を占める。これらの国々の省エネルギーと脱炭素化をいち早く進めることが、世界のエネルギー安定供給、気候変動対策の鍵となる。

図 4-6 | 世界の一次エネルギー消費と省エネルギー（レファレンスシナリオ比） [技術進展シナリオ]



エネルギー源別では、化石燃料は燃料転換も進むこともあり、2050 年はレファレンスシナリオ比 4.7 Gtoe (38%) の節減、累積節減量は 55.5 Gtoe となる(図 4-7)。石炭は新興・途上国で発電用の燃料転換が進み、新興・途上国が 2035 年において節減量の 87%、2050 年において 93% を占める。石油は自動車の電動化が進むことで、2035 年には 0.6 Gtoe、2050 年には 2.0 Gtoe と最も節減量が多いエネルギーとなる。天然ガスは 2035 年には 0.2 Gtoe、2050 年には 1.1 Gtoe の節減にとどまる。もっとも、2050 年の天然ガスの節減が少ないのは水素製造原料用が増えている影響もある。非化石エネルギーは 2035 年で 0.5 Gtoe、2050 年で 1.8 Gtoe 増加し、原子力と再生可能エネルギーは 2050 年でそれぞれレファレンスシナリオ比 26% の大幅増となる。言い換えれば、非化石エネルギーが大きく伸長する技術進展シナリオにおいても、世界は化石燃料なしには、経済、社会、生活を維持・改善し続けることはできない。

図 4-7 | 一次エネルギー消費の変化（レファレンスシナリオ比）[技術進展シナリオ]



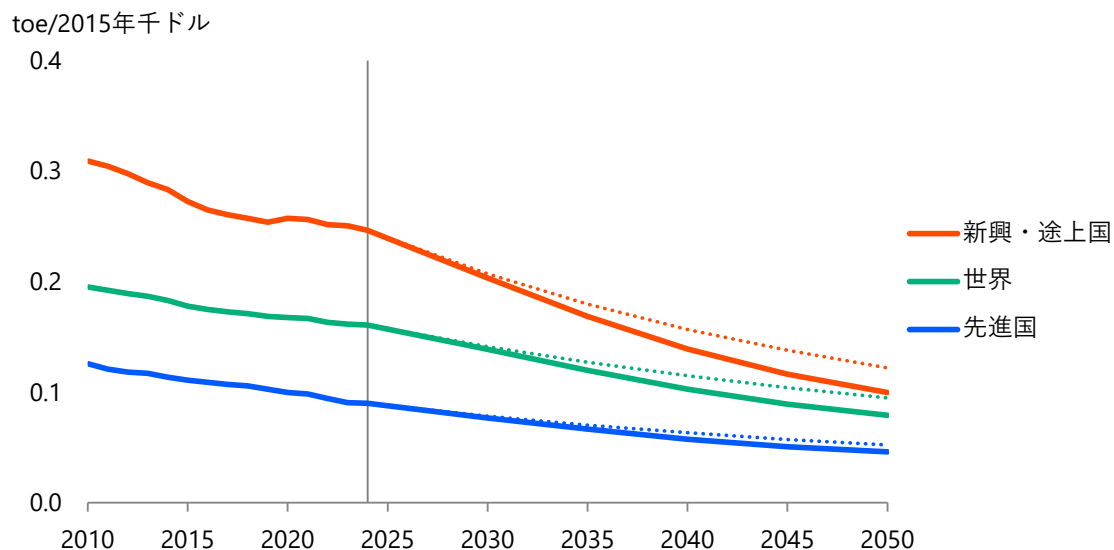
技術進展シナリオの実現自体も容易ではない。2050 年における石炭節減量は、新興・途上国が 93%、インド、ASEAN、MENA が合わせて 36%の寄与率となる。また、原子力、再生可能エネルギーの増加量に対しても、新興・途上国の寄与率はそれぞれ 59%、52%、インド、ASEAN、MENA の寄与率は 20%、24%を占める。つまり、技術進展シナリオは 26 年という短期間でこれらの実現を経済発展中の新興・途上国に要求している。技術進展シナリオの実現プロセスにおいては、従来の先進国の歩みとは異なる加速度的なエネルギー政策の実行が新興・途上国には求められている。

世界が 1.5°C目標を達成するには、2030 年までに年平均で 4%を上回るエネルギー効率の改善率が必要であるとされている。しかし、技術進展シナリオにおける 2024 年から 2030 年にかけての世界の国内総生産(GDP)あたりの一次エネルギー消費原単位は、先進国は年平均で 2.6%、新興・途上国は 3.1%減少であり、1.5°C目標を達成するためには十分ではない(図 4-8)。その後、2050 年には先進国は年平均 2.6%と変わらない一方、新興・途上国の原単位は足元における効率改善余地が大きいため 3.4%と加速するものの、4 %は下回る。もし、技術進展シナリオにおける 2050 年の世界のエネルギー消費を原子力、再生可能エネルギーおよびブルー水素³³製造用の化石燃料の計 7.1 Gtoe のみで賄うことでカーボンニュートラルを達成しようとした場合、世界の GDP 原単位を 2024 年比で 76%減少させる必要がある。これは、技術進展シナリオにおける新興・途上国や中国の原単位減少ペースをはるかに上回り、2050 年に世界全体でカーボンニュ

³³ 化石燃料を分解しその際に排出する CO₂を回収して製造される水素

ートラルを実現することは、やはり相当チャレンジングであると言わざるをえない。

図 4-8 | GDP 当たり一次エネルギー消費 [技術進展シナリオ]



技術進展シナリオを実現し、さらに CO₂ 排出量の削減を推し進めるためには、先進国と新興・途上国はともに、省エネルギーとエネルギー源の脱炭素化を同時かつハイペースで進めなければならない。このため、先進国における省エネルギー技術の開発と新興・途上国への移転、国際的な資金供給や認知不足などの省エネルギーバリアの解消は必須条件となる。また、日々の生活に追われている低所得者層が省エネルギー機器を導入するためのインセンティブの設定や、都市部と農村部それぞれに適した省エネルギーや脱炭素化のアプローチも必要となる。さらに、長期的な視点から、国・地域の省エネルギー意識を高める教育を強化してゆくことも重要である。

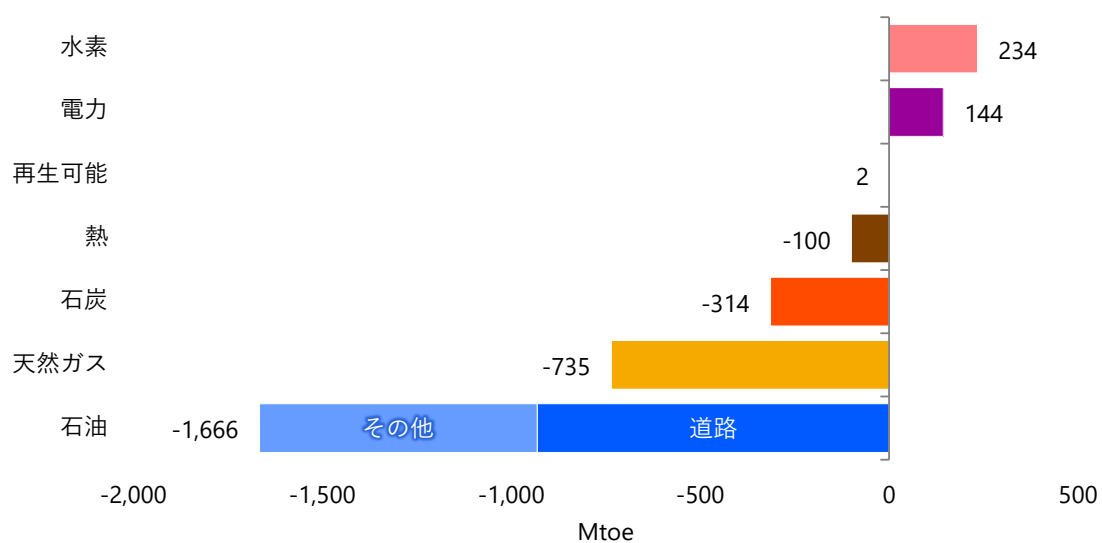
これらの CO₂ 排出量削減手段を実現するための具体的政策の立案・実行には、各国政府による補助金・税金・規制などの公共政策とそれを用いた民間企業の活用はもとより、先進国と新興・途上国間の二国間協力の枠組み、アジアであれば ASEAN+3、アジア太平洋経済協力(APEC)、アジア・ゼロエミッション共同体(AZEC)等の多国間協調フレームワーク、国際通貨基金(IMF)や世界銀行等の国際金融機関の活用など、あらゆる政策手段の総動員が必要となる。

自動車の燃費改善と電動化の進展が最終エネルギー消費節減の鍵

技術進展シナリオにおける最終エネルギー消費節減量(2050 年)のエネルギー源別内訳

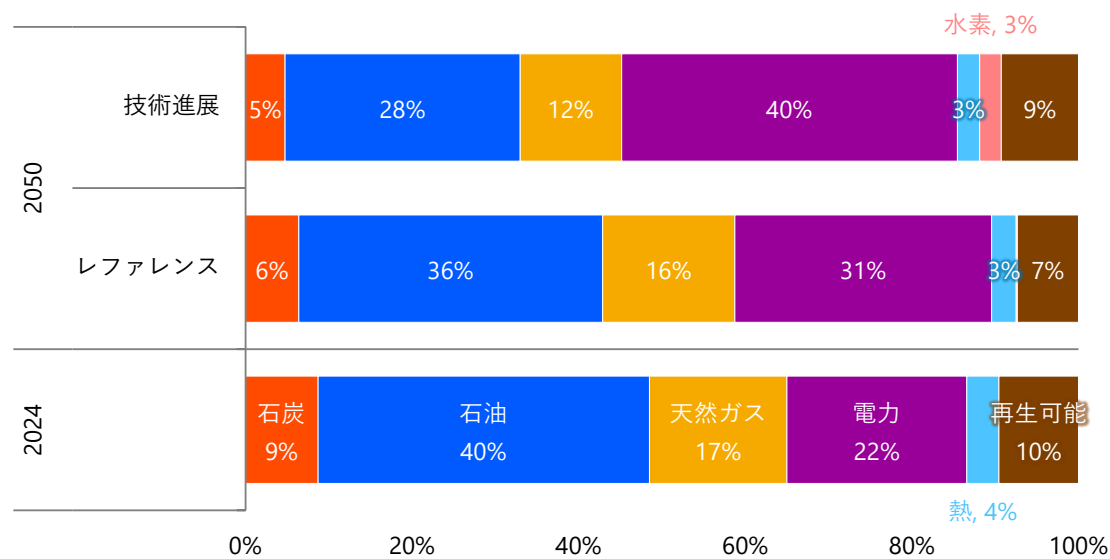
では、石油が 7 割程度を占める(図 4-9)。この主な要因は、先にも触れたとおり、自動車の燃費改善や車種構成の変化の進展に伴う道路部門の石油消費の減少である。これを着実に実現することは、最終エネルギー消費を技術進展シナリオのパスに近づけるための重要な要素の 1 つと言える。なお、電動自動車のさらなる普及拡大のためには、各種の政策誘導に加えて、充電設備の拡充やバッテリー生産能力の拡大、製造コストの低減などをいっそう加速させる必要がある。

図 4-9 | 世界の最終エネルギー消費の変化（レファレンスシナリオ比）[技術進展シナリオ、2050 年]



技術進展シナリオにおける最終エネルギー消費は、省エネルギーの進展により、石油、天然ガス、石炭といずれの化石燃料もレファレンスシナリオ比で節減される。一方、高効率かつ低炭素な電力による省エネルギーと CO₂ 排出抑制を目的として電化が促進されることで、電力消費は増加する。そのため、2050 年の電力シェアはレファレンスシナリオ比 9 ポイント増となる(図 4-10)。電化が難しい用途での低炭素化手段として期待される水素は、レファレンスシナリオではほとんど導入されないが、技術進展シナリオへの移行で最も増加するエネルギー源となる。再生可能エネルギーは、薪炭材や畜ふんといった伝統的バイオマスがクリーンエネルギーに代替されることで量は減少するが、減少率は化石燃料ほどではないことから、シェアはレファレンスシナリオ比で 2 ポイント増となる。こうしたレファレンスシナリオからの増減はありこそすれ、技術進展シナリオでも化石燃料を含むすべてのエネルギー需要が残る。そのため、技術進展シナリオにおいてもレファレンスシナリオと同様に、各種エネルギー源の安定供給を図ることが引き続き重要である。

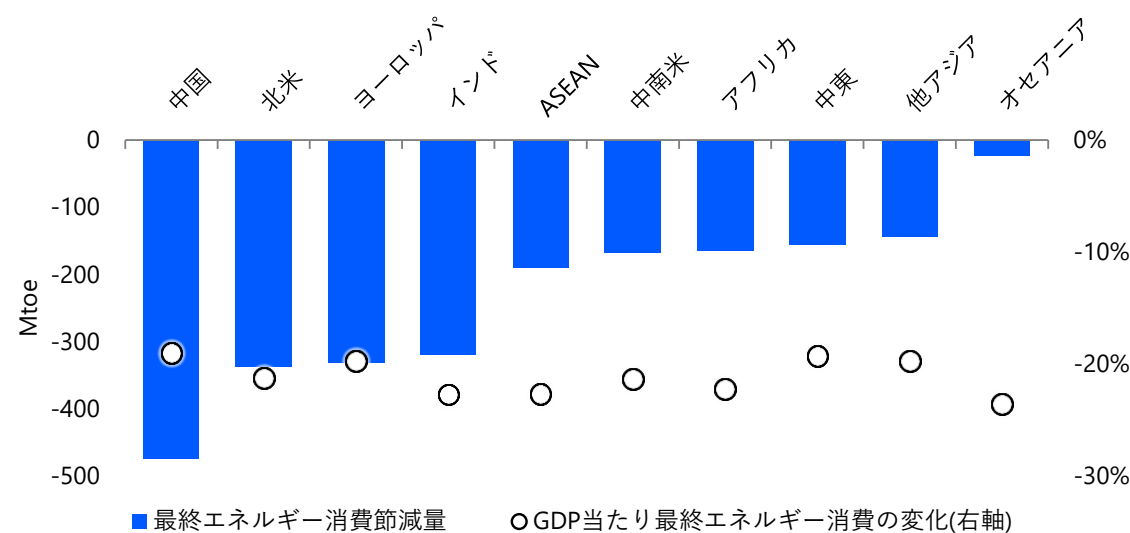
図 4-10 | 世界の最終エネルギー消費構成



中国やインド、米国、ヨーロッパなどにおける省エネルギーの着実な進展が重要

主要国・地域の 2050 年の最終エネルギー消費節減量は、中国とインドを中心としたアジアが最も大きく、北米、ヨーロッパ、アフリカがそれに続く(図 4-11)。技術進展シナリオの最終エネルギー消費パスを実現するには、特に中国やインド、米国やヨーロッパといった節減量が多い国・地域で省エネルギーを着実に進展させることが重要になる。

図 4-11 | 最終エネルギー消費節減量と GDP 当たり最終エネルギー消費の変化（レファレンスシナリオ比）[技術進展シナリオ、2050 年]



2050 年におけるアジアの最終エネルギー消費節減量は 1,129 Mtoe であり、世界全体の

節減量の 46%という大きなシェアを占める。中でも中国とインドの存在感は大きく、中国の節減量は 474 Mtoe、インドは 320 Mtoe、合わせて世界全体の節減量の 3 割にも相当する。両国における省エネルギーの進展度合いは、当事国のみならず、世界の気候変動や他地域のエネルギー安全保障にも影響を及ぼしうる。これら 2 国では、道路部門の石油消費や産業部門の石炭消費、天然ガス消費などが大きく節減され、技術進展シナリオで想定する各種技術の効果が広範に現れる。先進国からの高効率技術の移転も含めたさまざまな方策を通じて、両国の省エネルギーを着実に進めることが重要になる。

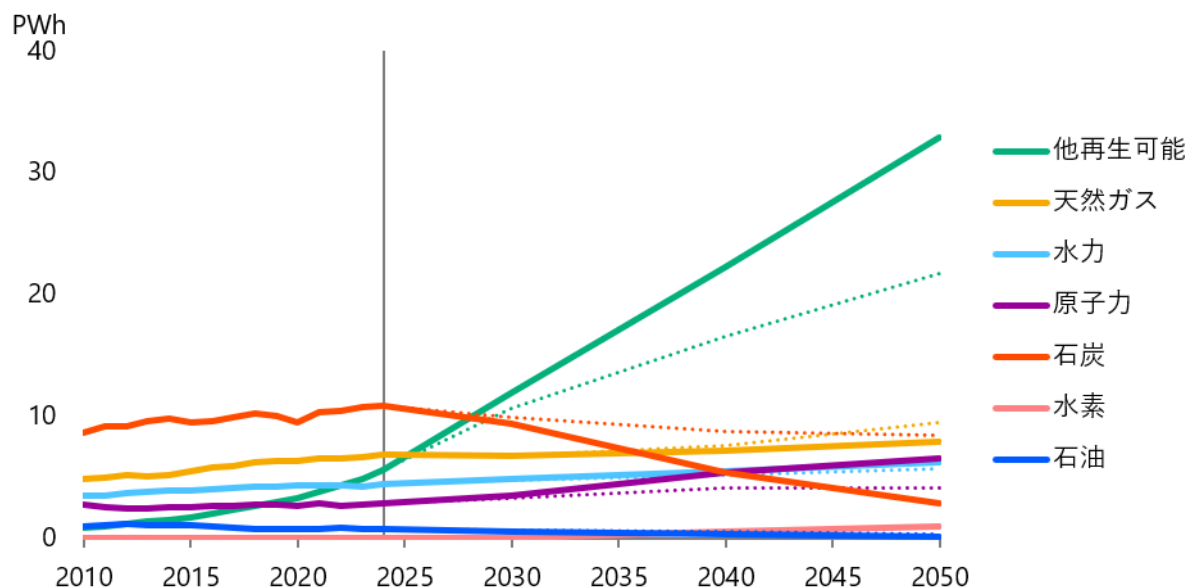
ヨーロッパの最終エネルギー消費節減は 331 Mtoe となり、世界全体の節減量の 14%を占める。民生部門が節減量の 35%を占めることが特徴であり、経済協力開発機構(OECD)諸国を中心に、よりエネルギー効率が高い家庭用あるいは業務用機器の導入が進み、天然ガス消費が大きく削減される。北米の最終エネルギー消費節減量は 338 Mtoe と、世界全体の節減量の 14%を占める。うち 6 割程度が主に道路部門における石油消費の節減である。北米では移動・輸送手段として自動車が多用されるため、米国・カナダ 2 か国による道路部門石油需要はアジアに次ぐ規模である。それゆえ、自動車の燃費改善や車種構成の変化の効果を強く受けて、道路部門の石油消費が大幅に節減される。

部門別の節減量が特徴的な地域としては、アフリカがある。アフリカの最終エネルギー消費節減量 165 Mtoe のうち、7 割程度が家庭部門における再生可能エネルギー消費の節減によってもたらされており、GDP 当たり最終エネルギー消費が 22%低下と、他の国・地域を上回るエネルギー消費減を示すことにつながっている。背景として、利用するエネルギーの近代化と高効率な機器の利用がいつそう進むことが挙げられる。家庭部門における節減を着実に実現する上では、より多くの人々が入手可能な価格帯の高効率機器の普及や伝統的なバイオマスに頼らない近代的エネルギーの供給体制整備が大切になる。

発電：電化が進展することで、必要な発電量はレファレンスシナリオを上回る

技術進展シナリオにおける 2050 年の世界全体の発電量は、レファレンスシナリオを 13%上回る 57.7 PWh となる。レファレンスシナリオと比べてエネルギー効率の改善が進む一方、気候変動対策に伴う各需要部門の電化に加え、水素製造や CCS 用の電力消費増加が、発電量を押し上げる。この結果、2024 年から 2050 年までの 26 年間で、世界の発電量をおよそ 2 倍に拡大する。特に新興・途上国を中心に、発電設備や送配電インフラの拡充と、それを可能にする資金供給は、世界全体の脱炭素化を実現するうえで不可欠な取り組みとなる。

図 4-12 | 電源別発電量 [技術進展シナリオ、2050 年]



注: 点線はレファレンスシナリオ。

電源別の構成は現在と様変わりする。石炭火力は先進国を中心に、現在目標とされている早期廃止や新設抑制などの取り組みが実現することで、発電量が継続的に減少する。一方、太陽光・風力を中心とした再生可能エネルギーの導入は足元からさらに加速し、世界の電源の中心となる。レファレンスシナリオでは土地制約や系統統合上の課題が再生可能エネルギーの導入拡大を制約することを見込んだが、技術進展シナリオでは、継続的なコスト低下やポテンシャルを活用するための用地確保が進むことにより、これらの課題を克服すると想定する。

また、技術進展シナリオでは、発電設備そのものの脱炭素化だけでなく、電力システム全体の柔軟性を高めることの重要性が一段と増す。太陽光・風力が発電量に占めるシェアは 53% にもなり、このことがもたらす出力変動に対応するためには系統の柔軟性を現在よりも大きく高めることが求められる。時間帯や季節によって乖離する発電量と需要量に対応するべく、蓄電池やデマンドレスポンスに加え、地域間連系線や長距離送電網の整備、揚水発電や水素による貯蔵（Power to Gas）など異なる調整手段を組み合わせる必要がある。再生可能エネルギーの出力変動は様々なスケールで発生する。短いものでは秒・分単位、長いものでは数か月周期の変動成分が存在し、それぞれに対して瞬発的な調整手段と、長期、大容量の調整手段を組み合わせることが効果的な対策となる。

こうした調整力確保の一環として、発電量に占めるシェアは減りつつも火力発電が残存する。すなわち、現在ある石炭火力や天然ガス火力を代替する形で、短期的には水素、

アンモニア、バイオマスを利用した混焼火力が、長期的にはこれらの専焼火力や CCS 付き火力、さらにはネガティブエミッション手段となるバイオマス CCS 火力の導入が進む。電源構成においては、「火力か再生可能エネルギーか」という二項対立ではなく、需要やそれぞれの電源が持つ特性を踏まえ、異なる電源を適切な規模で組み合わせることによって、電力の安定供給と脱炭素化の両立を図ることが求められる。

原油供給

技術進展シナリオでは、自動車の電動化やバイオ燃料の導入、内燃機関の燃費改善、産業や民生部門での省エネにより、2050 年の石油需要はレファレンスシナリオから 4 割減少し 57.5 Mb/d となる。急激な需要減少のため、非 OPEC の生産量は 2020 年代半ばから、OPEC の生産量も 2030 年頃から減少し始める。ただし、中東系の原油はコスト競争力の高いため、原油需要が減少しても生産量への影響は小さく、2050 年までの減少率は-0.5%/年と世界平均の-2.0%/年よりも緩やかである。その結果、2024 年に 29%であった中東原油のシェアは 2050 年には 42%へと大幅に高まる。

表 4-2 | 原油生産 [技術進展シナリオ]

	2024	2030	2040	2050	(Mb/d)	
					2024-2050 変化量	変化率/年
原油生産計	96.3	91.8	74.2	55.8	-40.4	-2.1%
OPEC	27.2	29.0	25.9	21.0	-6.2	-1.0%
中東	21.3	23.8	21.7	17.9	-3.4	-0.7%
その他	6.0	5.2	4.1	3.1	-2.9	-2.5%
非OPEC	69.0	62.8	48.3	34.8	-34.2	-2.6%
北米	24.4	22.5	17.9	13.1	-11.3	-2.4%
中南米	10.9	10.3	7.9	5.2	-5.7	-2.8%
欧州・ユーラシア	16.9	15.0	10.5	7.1	-9.8	-3.3%
中東	6.9	7.3	6.9	6.2	-0.7	-0.4%
アフリカ	2.6	2.4	1.8	1.3	-1.3	-2.6%
アジア・オセアニア	7.3	5.4	3.3	1.9	-5.4	-5.0%
プロセスゲイン	2.4	2.4	2.1	1.7	-0.7	-1.3%
石油供給計	98.7	94.2	76.2	57.5	-41.1	-2.1%

注: 原油には天然ガス液(NGL)を含む

天然ガス供給

省エネルギーをはじめとするエネルギー利用技術の進展により天然ガスの消費量が抑制されるため、天然ガス生産量はレファレンスシナリオと比べて低い水準となる。しかしながら、技術進展が温室効果ガス(GHG)排出の管理能力を高め、よりグリーンな天然

ガス生産容量のシェア拡大へとつながる可能性もある。

レファレンス・技術進展の両シナリオ間で大きく異なるのは、生産規模の大きな北米の生産量であり、2050 年の北米の生産量はレファレンスシナリオを 3 割近く下回る低い水準となる。ロシアを含むユーラシアの生産量もレファレンスシナリオを 2 割下回る水準となる。中東は、カタール、イランの貢献によって技術進展シナリオでも生産量が増えるものの、増分はレファレンスシナリオを下回る水準となる。

技術進展シナリオにおいて生産量の増減を左右するのは、天然ガス生産、輸送面での二酸化炭素・メタンの排出監視・削減技術およびこれをサポートする政策・規制(排出監視、排出抑制の規制)の進展度合いである。

純輸入地域とみなされる地域では、2050 年の輸入量がレファレンスシナリオ比で 4 割～7 割減少する。純輸出地域では、2050 年の純輸出量がレファレンスシナリオ比で、ロシアを含むユーラシアは 6 割減、中東では 3 割減少する。北米においては、生産量がレファレンスシナリオ比で減少するものの、需要量の減少も大きい。国際価格の低下を受けつつも、2050 年の純輸出量は、レファレンスシナリオ 2 割下回るにとどまる。

技術進展シナリオにおいて貿易量の増減を左右するのは、天然ガスおよび液化天然ガス(LNG)貿易を合理化・最適化する企業間の協力・努力、さらにはこれを促進する当事国間の協力・サポートする政策・規制(海上輸送時の燃費効率・排出等の監視、規制)の進展度合いである。特に LNG 輸送に関しては、当事者間の連携により仕向先変更、交換等を行うこと(オプティマイゼーション)により、同等の輸送量で輸送費、輸送距離、GHG フットプリントを削減することが可能となる。

LNG・天然ガス業界は今後、「エネルギー安全保障」と「気候変動対策」を対立概念ではなく、両立すべき目標として追求する必要がある。ロシア・ウクライナ戦争や中東情勢の不安定化を受け、LNG は安定供給と供給源多様化を支える重要なエネルギーとして再評価されている。一方で脱炭素化への要請も強まっており、業界には安定供給を維持しながら環境性能を高めることが求められる。

その鍵となるのがメタン排出管理である。メタンは短期的な温暖化影響が大きく、排出削減は気候変動対策として高い効果を持つ。また、漏えいしたメタンは販売可能な天然ガスの損失でもあり、削減は操業効率や収益性の向上にもつながる。このため、メタン管理は環境対策にとどまらず、企業競争力を左右する戦略課題と位置付けられる。

近年は衛星やドローンなどの技術進歩で排出量把握の精度が向上しているが、すべての

事業者が直ちに最先端システムを導入できるわけではない。実測と排出係数手法を組み合わせながら段階的に精度向上を図る現実的なアプローチが重要である。LNG 業界に求められるのは、ステップバイステップの取組みにより、安定供給とメタン削減を両立させることである。メタン排出管理は、エネルギー安全保障と環境対策を結び付ける、費用対効果の高い重要な施策となる。

表 4-3 | 天然ガス生産 [技術進展シナリオ]

	2024	2030	2040	2050	(Bcm)	
					2024-2050 変化量	変化率
世界	4,211	4,373	4,273	4,134	-77	-0.1%
北米、メキシコ	1,280	1,345	1,221	1,100	-180	-0.6%
中南米(メキシコを除く)	189	214	243	218	29	0.5%
ヨーロッパ	196	94	71	63	-133	-4.3%
ユーラシア	856	840	776	721	-135	-0.7%
ロシア	638	590	525	462	-176	-1.2%
中東	732	777	810	938	207	1.0%
アフリカ	251	330	425	412	161	1.9%
アジア	538	583	541	497	-42	-0.3%
中国	232	230	160	87	-145	-3.7%
インド	36	54	42	23	-13	-1.7%
ASEAN	206	193	225	233	28	0.5%
オセアニア	167	190	185	185	17	0.4%

石炭供給

レファレンスシナリオでは、先進国や中国では気候変動・大気汚染対策の強化により石炭火力の設備利用率が徐々に低下し、予備力運用中心に移行する一方、インド・ASEAN ではエネルギー自給や経済性の観点から石炭利用が増加するため世界の石炭消費は発電用を主体に 2020 年代後半にピークを迎えた後、地域差を考慮しながら一定の速度で石炭消費が 2050 年に向けて縮小すると見ている。

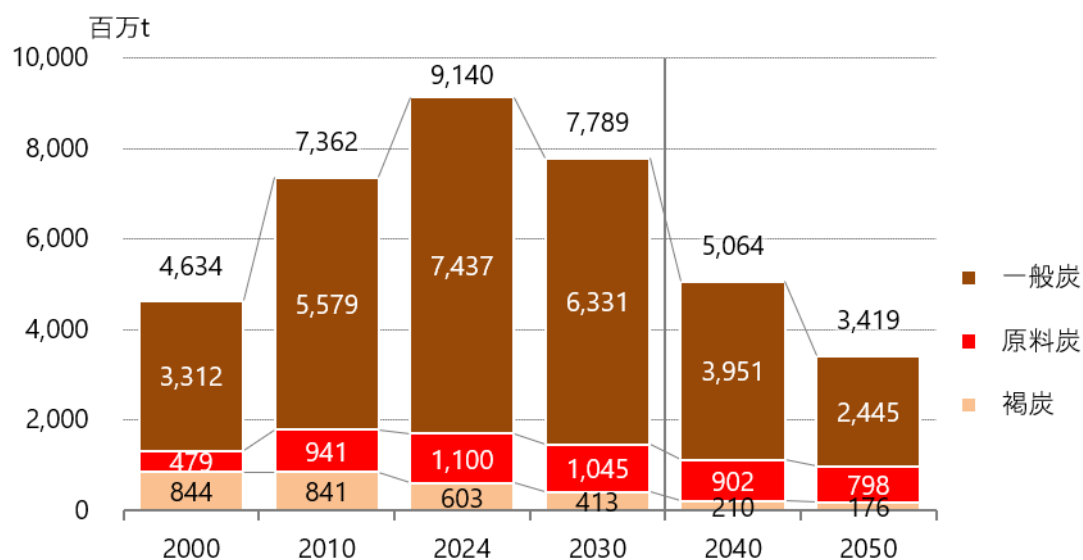
これに対し技術進展シナリオでは、レファレンスシナリオに対して、脱炭素化の進展が石炭利用構造をさらに変化させると想定する。2030 年代以降、先進国や中国ではこれまでの非効率石炭火力の退出や予備力化に加え CCS、アンモニア混焼などの低炭素技術が商業ベースで普及し、電力用途を主体とする一般炭の需要はレファレンスシナリオより早期かつ大幅に減少する。これにより石炭供給の減少ペースも早まる。

一方、製鉄用途の原料炭は、レファレンスシナリオに対して減少速度が大きく早まるわ

けではない。もちろん電炉の大型化や冷鉄源製鉄の拡大など、商業ベースで導入可能な低炭素技術の実装が進展するものの、必要な高品位鋼材を安定的に供給するための高炉に代わる脱炭素製鋼法については商業ベースでの導入がなお不透明である。このため、高炉の完全置換には時間を要し、原料炭需要はレファレンスシナリオに比べて大幅な減少を見込みにくい。

結果として、技術進展シナリオでは、一般炭はレファレンスよりも大きく減少する一方、Hard-to-Abate な原料炭の減少は小幅にとどまる。この一般炭と原料炭の減少速度の違いが、石炭における技術進展シナリオの特徴といえる。

図 4-13 | 世界の石炭生産量推移 [技術進展シナリオ]



レファレンスシナリオでは、一般炭は 2024 年から 2050 年にかけて約 17 億 t の減少（年率－1%程度）としているが、技術進展シナリオでは、上述のように低炭素技術が商業ベースで普及するため約 50 億 t の減少（年率－4%超）となり、レファレンスよりも大幅に減少する。また両シナリオで、中国の急減な減産、インドネシアの減産など国別の方向性に違いはない。技術進展シナリオでは、低炭素技術の普及により石炭火力の稼働がさらに縮小するため、同じ構造のまま、生産量の減少幅が大きくなる。

表 4-4 | 一般炭（上段）、原料炭（下段）の生産量推移 [技術進展シナリオ]

一般炭生産

	2024	2030	2040	2050	(百万t)	
					2024-2050 変化量	変化率/年
世界	7,437	6,331	3,951	2,445	-4,992	-4.2%
北米	379	243	95	52	-327	-7.4%
米国	371	234	89	47	-324	-7.7%
中南米	79	52	36	28	-51	-3.9%
コロンビア	70	44	30	22	-48	-4.3%
OECDヨーロッパ	35	28	11	7	-28	-6.1%
非OECDヨーロッパ・中央アジア	377	294	228	197	-180	-2.5%
ロシア	253	191	141	117	-136	-2.9%
中東	0	0	0	0	0	-2.8%
アフリカ	255	218	169	155	-99	-1.9%
南アフリカ	236	199	149	135	-101	-2.1%
アジア	6,022	5,334	3,325	1,952	-4,070	-4.2%
中国	4,081	3,610	1,905	813	-3,268	-6.0%
インド	988	1,026	816	581	-407	-2.0%
インドネシア	829	591	506	458	-371	-2.3%
オセアニア	290	162	86	54	-236	-6.3%
オーストラリア	289	161	86	53	-235	-6.3%

原料炭生産

	2024	2030	2040	2050	(百万t)	
					2024-2050 変化量	変化率/年
世界	1,100	1,045	902	798	-302	-1.2%
北米	89	84	82	82	-7	-0.3%
米国	63	64	62	60	-2	-0.1%
中南米	8	10	12	17	9	3.0%
コロンビア	7	10	12	17	9	3.2%
OECDヨーロッパ	12	13	14	15	3	0.8%
非OECDヨーロッパ・中央アジア	116	115	102	93	-23	-0.8%
ロシア	109	108	94	85	-24	-0.9%
中東	2	2	2	2	1	1.0%
アフリカ	13	18	20	22	9	2.1%
モザンビーク	7	12	14	16	9	3.1%
アジア	708	629	502	401	-307	-2.2%
中国	566	502	369	261	-305	-2.9%
インド	62	63	74	84	22	1.2%
モンゴル	73	56	51	47	-26	-1.7%
オセアニア	152	173	168	166	14	0.3%
オーストラリア	151	171	166	164	14	0.3%

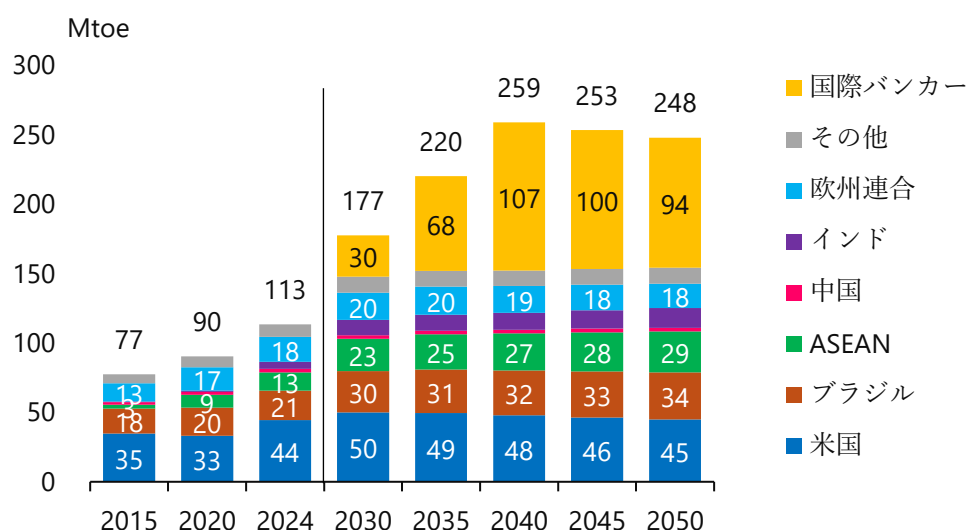
原料炭はレファレンスケースで 2024 年から 2050 年にかけて約 1.2 億 t の減少（年率－0.5％）と、ほぼ横ばいに近い緩やかな縮小にとどまる。技術進展シナリオでは、低炭素

技術の更なる導入は進むものの、高炉を代替する脱炭素製鋼法は商業導入がなお不透明なため、約 3 億 t（年率－1.2％）とレファレンスよりも減少は大きいものの、一般炭のような大幅な縮小には至らない。また両シナリオで中国の減産、インドの増産、豪州の輸出維持といった国別の構造は変わらない。

輸送用バイオ燃料

技術進展シナリオでは、省エネの進展や電動化政策の推進により、先進国を中心にガソリン・軽油需要はレファレンスシナリオを下回る。道路部門ではバイオ燃料の混合義務や導入目標が継続し、バイオ燃料需要は一定水準を維持すると見込む。EV 普及に伴いバイオエタノール需要の伸びは鈍化するものの、特に脱炭素化が困難（Hard-to-Abate）な貨物輸送分野ではバイオディーゼル利用が続くため、その減少幅は比較的小さいと考えられる。このため、道路部門のバイオ燃料需要はレファレンスシナリオを下回るものの、その差は限定的となる（図 4-14）。

図 4-14 | 輸送用バイオ燃料 [技術進展シナリオ]



地域別の需要見通しは次のとおりである。ブラジルを中心とする中南米地域や ASEAN・インドでは、レファレンスシナリオと同様にバイオ燃料需要の増加が見込まれる。中国については輸出志向への移行が継続するとみられ、国内需要への影響は限定的である。米国では EV 普及等の進展により、需要減少がレファレンスシナリオよりも顕著になる。また、欧州では EV 普及がさらに進展し、一定数の ICE や FFV が残存すると考えられるものの、持続可能性基準や ILUC 関連規制の維持・強化により、長期的なバイオ燃料需要は供給制約を受けレファレンスシナリオをやや下回る。

航空部門では、世界的な脱炭素化の進展を背景として、SAF 供給義務比率の継続的な引上げや社会受容性の向上により、航空燃料全体に対するバイオ燃料を中心とした SAF 需要の比率は、レファレンスシナリオを上回るペースで増加すると見込まれる。船舶部門では、技術進展に伴い中長期的には e-メタンや e-アンモニア等の合成燃料の普及が進み、主要な脱炭素燃料の一つになる。さらに、国際的な規制強化や政策的支援を背景として、その導入が加速する。このため、船舶用バイオ燃料需要は 2040 年頃をピークとして、その後は減少に転じると考えられる。したがって、国際バンカー部門では、航空分野における SAF 需要の拡大と海運分野における合成燃料への移行が進むことで、レファレンスシナリオとは異なる需要推移を示す。

4.3. 中国・インドネシア

中国

安全保障・産業競争力・脱炭素の統合

中国のエネルギー政策は、経済成長を支えるエネルギー供給の確保を重視してきた従来の枠組みから、エネルギー安全保障、産業競争力及び脱炭素を一体的に追求する枠組みへと移行しつつある。ここでは、第 15 次五カ年計画及びその後に公表された分野別計画を手がかりに、この転換の内容と三つの政策目的の関係を整理する。

第 15 次五カ年計画と政策枠組みの転換

第 15 次五カ年計画は、中国の発展戦略が「高成長優先」から「高品質発展・安全重視」へ軸足を移したことを示している。この転換を最も明らかに示すのは、計画の文書構成である。エネルギー総合生産能力を標準炭換算で 58 億 t とする目標は、エネルギー・環境関連の章ではなく、「国家安全屏障」（国家の安全を守る防壁）に関する章に盛り込まれている。エネルギー供給力が、経済成長を支える基盤にとどまらず、国家安全保障上の能力として位置づけられていることを示す構造的な証拠である。同様の位置づけは、2026 年 6 月公表の『新型エネルギー体系構築第 15 次五カ年計画』にも確認される。そこでは、文書全体の基本的な方向性を示す「総体要求」において、「安全充裕」、すなわち裕度をもって安全を確保することを前提とし、経済的実行可能性を基礎とし、科学技術イノベーションを牽引力とし、体制改革を原動力とすると定式化されている。安全保障は他の政策目的と並列に置かれているのではなく、政策遂行の前提条件として置かれている³⁴。

³⁴ 国家发展改革委员会『新型エネルギー体系構築第 15 次五カ年計画』2026 年 6 月

政策管理の面では、エネルギー消費の総量と GDP 当たり消費量を管理する「能耗双控」から、炭素排出の総量と GDP 当たり排出量を直接管理する「碳排放双控」への移行が、第 15 次五カ年計画において「全面实施」の段階に引き上げられた。あわせて、GDP 当たり CO₂ 排出量を 17%、GDP 当たりエネルギー消費量を約 10% 削減する目標が示されている。これは単なる環境規制の強化ではなく、再生可能エネルギーの利用拡大や電化といった低炭素型の経済活動を成長の原動力とすることを目的に、管理対象をエネルギー消費から炭素排出へと移す政策ガバナンスの転換と捉えられる。

こうした枠組みの下、中国は 2030 年までにカーボンピークを予定通り実現し、新型エネルギー体系を初歩的に構築することを目標としている。ただし、三者は対等な柱として並置されているわけではない。脱炭素は、カーボンピークの時期や GDP 当たり CO₂ 排出量の削減幅という形で明確な政策目標として設定される一方、その実施の順序とペースは、エネルギー供給の安定という安全保障上の要請に制約される。「先立後破・破立併拳」（新たな供給力の整備を既存電源の退出に先行させ、両者を並行して進めること）という原則が、これを端的に示している。また、脱炭素は、クリーン技術産業の育成を通じて産業競争力の追求とも結びつく。すなわち、三者は重要度の序列ではなく、政策体系における位置の違いとして整理される。安全保障は実施の前提となり、産業競争力は実施を駆動し、脱炭素は達成すべき目標を示す。以下では、前提と推進力をなす二つの枠組みを順に整理する。

エネルギー安全保障と技術自立：国内供給・備蓄・戦略鉱物・技術基盤

中国におけるエネルギー安全保障は、政府白書『中国のエネルギー転換』が「エネルギーの飯碗を自らの手にしっかりと握る」と表現するように、大国間競争を意識した国家安全保障上の課題として位置づけられている。その内容は、化石燃料の輸入途絶リスクへの備えと、クリーン技術・重要鉱物を支える技術・供給基盤の自立性強化の二つからなる。

第一に、化石燃料分野では、国内生産能力の維持・強化、備蓄及び輸送ルート of 安全確保を組み合わせる方針が示されている。具体的には、原油生産を年間 2 億 t の水準で維持しつつ、天然ガスの増産、石油備蓄能力の拡大及び機動的な放出体制の整備を進めている。ここで重視されているのは、特定の供給源や輸送ルートに支障が生じた場合にも、代替・補完の余地を確保することである。

第二に、安全保障の対象は、石油・天然ガス等の燃料確保から、戦略鉱物、重要設備、

中核素材、産業用ソフトウェア等を含むサプライチェーン全体へと拡張している。中国は、国内資源の探査・開発に加え、鉱産物・生産能力・資源地の三層からなる備蓄体制の整備を進めるとともに、重要技術・設備の国産化と代替能力の強化を図っている。この方向性は、『新型エネルギー体系構築第 15 次五カ年計画』が、エネルギー産業チェーンの中核技術・設備について、全体として「自主可控」（技術・設備を自ら掌握し、制御可能な状態に置くこと）の実現を 2030 年時点の目標として明記したことで、一段と明確になった。もっとも、中国側の公式報道も、一部の先端エネルギー設備及び中核部品については、「自主可控」の程度になお向上の余地があることを認めている³⁵。したがって、技術自立はすでに達成された状態ではなく、引き続き追求すべき戦略目標として位置づけられている。

クリーン技術産業の戦略的位置づけ：脱炭素と産業競争力の一体化

中国はクリーン技術を、脱炭素の手段にとどまらず、経済成長と産業競争力を担う戦略産業として位置づけている。第 15 次五カ年計画は、新エネルギー及びインテリジェント・コネクテッド新エネルギー車を戦略的新興産業に位置づける一方、水素及び核融合を未来産業として掲げており、育成の対象は実用段階にある産業から将来の技術シーズにまで及ぶ。クリーン技術は、脱炭素政策の対象であると同時に、産業政策上の重点分野でもあり、両政策は事実上一体として運用されている。

さらに、第 15 次五カ年計画は、グリーン・低炭素等の新興分野において国際ルール形成への参加を拡大し、「中国方案」（中国が提示する解決策・制度構想）を提示する方針を示している。2026 年 7 月の『再生可能エネルギー発展第 15 次五カ年計画』は標準・認証分野における国際協力の深化を掲げ³⁶、同月の『国家気候変動対応第 15 次五カ年計画』は「新たな国際炭素市場協力メカニズム及び組織の設立を推進する」との方針を明記した³⁷。政策文書のレベルでは、中国の関与は、既存ルールへの参加から制度そのものの設計・運営へと重心を移しつつある。もっとも、ここで確認されるのは中国側の政策的意図であり、それが世界のエネルギー市場に及ぼす実際の影響については、第 3 節で扱う。

エネルギー安全保障を軸とした需給構造の変化

ホルムズ海峡をめぐる緊張は、中国の長期的なエネルギー需要トレンドそのものを直ち

³⁵ 国家能源局『新型エネルギー体系の構築加速』、2025 年 12 月
(<https://www.nea.gov.cn/20251222/66a44a06b779474684d365aa79e50380/c.html>)

³⁶ 国家発展改革委員会『再生可能エネルギー発展第 15 次五カ年計画』、2026 年 7 月
(<https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202607/P020260723324126838297.pdf>)

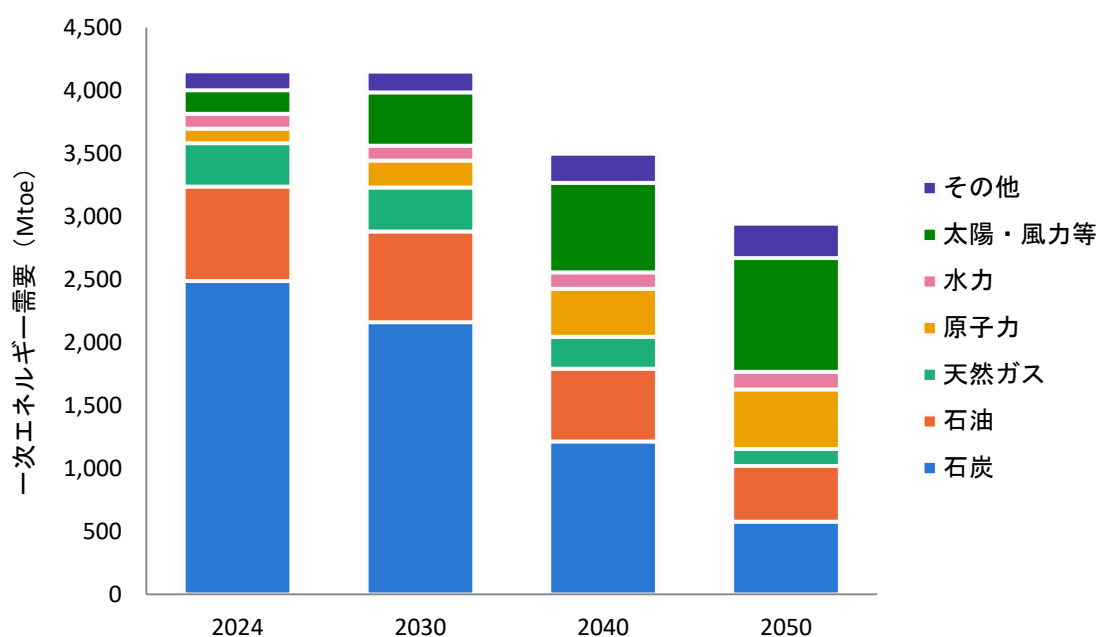
³⁷ 生態環境部『国家気候変動対応第 15 次五カ年計画』、2026 年 7 月
(https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk03/202607/t20260729_1163021.html)

に変わるものではないが、石油・LNG の輸入依存、供給源・輸送経路及び価格リスクに加え、石炭が担う安定供給上の役割を評価する上でも重要な要因である。

一次エネルギー需要のピークアウトと電化の進展

中国の一次エネルギー需要は 2024 年の 4,152 Mtoe でピークを迎えた後、2050 年には 2,942 Mtoe へ低下する一方、発電量は同じ期間に 10,181 TWh から 15,114 TWh へ増加する。エネルギー需要総量の伸びの鈍化は、電力システムへの負荷の低下を意味しない。人口減少等により一次エネルギー需要が低下する一方、電化の進展に伴う需要増加分を低炭素電力が吸収する構造へ移行するためである。電力需要の押し上げ要因は産業電化や冷房需要にとどまらない。中国政府は、データセンター等の算力設備に主として非化石エネルギー電力を使用させる方針を示している³⁸。

図 4-15 | 中国の一次エネルギー需要の見通し

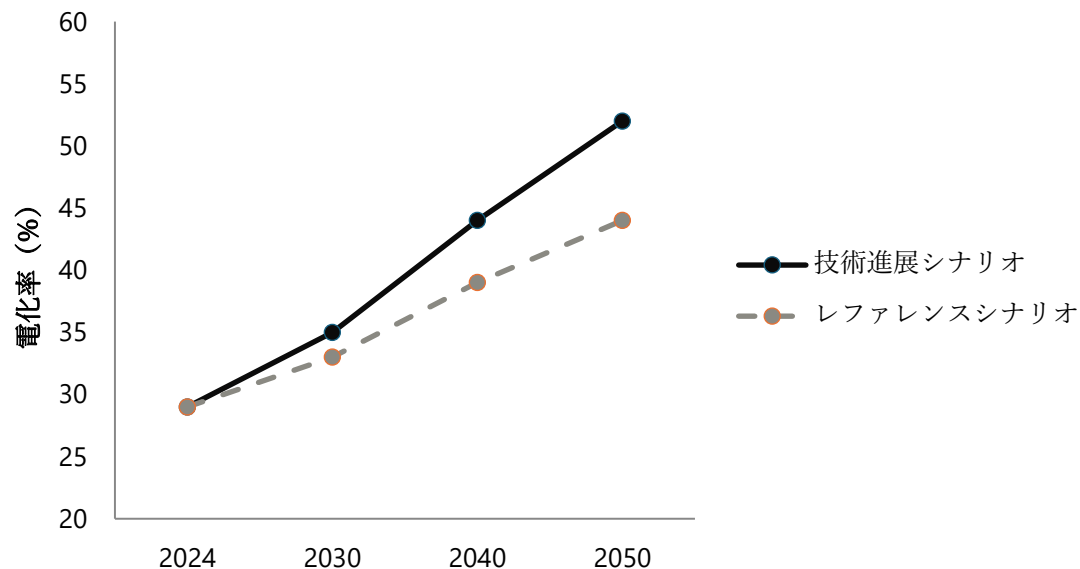


この移行を最も端的に示すのが電化率である。最終エネルギー消費に占める電力の比率は 2024 年の 29% から 2050 年には 52% へ上昇し、中国政府が本世紀中に見込む 50% 以上という水準に達する。レファレンスシナリオでは 2050 年でも 44% にとどまる。2030 年についても、『新型エネルギー体系構築第 15 次五カ年計画』が掲げる 35% 目標に対し、整合的である。中国政府が長期的に描く姿は、現行政策の延長線上よりも、技術進展が加速する経路の側に置かれている。エネルギー起源 CO₂ 排出量も、2030 年に

³⁸ 国务院新聞弁公室『「十五五」カーボンピーク行動方案』、2026 年 7 月
(http://www.scio.gov.cn/zdgz/jj/202607/t20260710_998371.html)

10,001 MtCO₂ と 2024 年の 11,417 MtCO₂ を下回り、2050 年には 1,776 MtCO₂ まで低下する。

図 4-16 | 中国の電化率の見通し



石炭：減少方向だが電力安定供給上の役割が残る

石炭火力発電量は、長期的に明確な減少局面に入る。2024 年の 6,000 TWh から 2040 年には 1,971 TWh へ、発電量に占める比率も 59% から 14% へ低下し、2050 年には 3% となる。もっとも、レファレンスシナリオでは 2050 年でも 21% が残る見通しであり、退出速度には相当の幅がある。

ただし、この減少は一様ではない。第 1 節で述べた「先立後破・破立併挙」の原則は、石炭火力では、発電量の減少が先に現れ、容量及び供給確保機能の縮小はより緩やかに進む形をとる。『新型エネルギー体系構築第 15 次五カ年計画』と『カーボンピーク第 15 次五カ年行動計画』は、いずれも石炭火力を「支撑性・調節性電源」（電力量ではなく供給力・調整力を担う電源）へ転換させる方針を掲げる一方、『再生可能エネルギー発展第 15 次五カ年計画』は、新エネルギーを「電力量の供給、供給力の確保及び系統調整機能を兼ね備えた主力電源」へ転換させる方針を示している。一方が他方を単純に置き換えるのではなく、電力システムの中で両者の担う機能が組み替えられつつある。

この組み替えの前提には、変動性電源の容量価値に対する定量的な認識がある。『再生可能エネルギー発展第 15 次五カ年計画』は、風力・太陽光について、設備容量の平均

8%を安定的な供給力として見込んだ上で、2026～2030 年にピーク時の供給力を 3 億 kW 以上新たに確保する目標を設備容量目標とは別に掲げている。

他方で実績としては、2025 年の非再生可能エネルギー発電設備容量の増加は 100 GW を超え、その約 81%を石炭火力が占めた³⁹。石炭は、主要化石燃料の中で国内供給基盤が最も整っており、ホルムズ海峡をめぐる緊張が高まる局面では、その安定供給機能が相対的に重視された。発電量が示すのは石炭の後退であり、供給力・調整力としての機能と安全保障上の位置づけが示すのは、その後退がどの水準で止まるかである。

石油・天然ガス：ピークアウトと輸入依存構造

石油の一次エネルギー消費は、2024 年の 750 Mtoe でピークを迎えた後、2050 年には 442 Mtoe へ低下する。自動車保有台数が 2024 年の 4.97 億台から 2050 年に 5.67 億台へ増加する中で石油需要が低下することは、交通部門の電化が石油需要の抑制要因として働くことを示している。ただし、需要のピークアウトは輸入依存の解消を意味しない。石油の自給率は 2024 年の 28%から 2050 年には 13%へ低下する。国内生産の拡大余地は限られており、ピーク後も相当規模の輸入需要が残る。

天然ガスの一次エネルギー消費は、2024 年の 343 Mtoe から 2030 年に 350 Mtoe へ増加した後、2050 年には 135 Mtoe へ低下する。自給率も 60%から 54%へ低下する。もっとも、天然ガス需要の増加が直ちに LNG 輸入の増加につながるわけではない。輸入依存構造を左右するのは需要量ではなく、国内ガス、パイプラインガス及び LNG からなる供給の構成である。『石油・天然ガス発展第 15 次五カ年計画』は、2030 年までに、陸上パイプラインによる輸入能力を 1,140 億 m³/年、LNG 受入能力を 2 億 t/年、備蓄規模を全国消費量の 13%超とする目標を掲げ、これらを「柔軟かつ多元的な輸入体系」と位置付けている⁴⁰。政策の重点は、依存そのものの縮小よりも、状況に応じて依存の構成を組み替える能力の向上にあり、これは先に述べた代替・補完余地の確保を具体化したものである。ホルムズ海峡をめぐる緊張が高まる局面では、中東産 LNG の供給・価格リスクが意識され、供給源分散の重要性が高まっているが、これは見通し上の LNG 輸入量の下方修正を意味するものではなく、依存構造を評価する際のリスク要因と見なせる。

³⁹ IRENA “Renewable capacity highlights 2026”, , https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Mar/IRENA_DAT_RE_capacity_statistics_2026.pdf, March 2026, p.5.

⁴⁰ 国家発展改革委員『石油・天然ガス発展第 15 次五カ年計画』

<https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202608/P020260817614169400159.pdf>

また、エネルギー全体の自給率は、2024 年の 80%から緩やかに上昇し、2050 年には 84%となる。石油・天然ガスの輸入依存が高まる一方で、非化石エネルギーの拡大がこれを上回るためである。技術進展の加速は、脱炭素の経路であると同時に、エネルギー安全保障を改善する経路でもある。

再エネ・原子力・電力システム：低炭素化と系統制約

再生可能エネルギーと原子力の拡大により、中国の電源構成は低炭素化に向かっている。技術進展シナリオでは、2024 年から 2050 年にかけて太陽光は 839 TWh から 5,261 TWh へ、風力は 997 TWh から 4,995 TWh へ、原子力は 451 TWh から 1,817 TWh へ拡大する。風力・太陽光が発電量に占める比率は、同じ期間に 18%から 67%へ上昇する。電力の炭素排出原単位は、2024 年の 631 gCO₂/kWh から 2040 年には 94 gCO₂/kWh へ、2050 年には実質ゼロを下回る水準へ低下する。

焦点は、設備をどれだけ導入できるかから、導入した設備が生み出す電力をどれだけ系統に受け入れ、実際に利用できるかへ移りつつある。『再生可能エネルギー発展第 15 次五カ年計画』は、2030 年の風力・太陽光について、総設備容量に占める比率を 50%超、発電量に占める比率を 30%とする目標を掲げている。両者の間の大きな差は、導入量の拡大がそのまま電力供給の拡大にはならないことを政策当局自身が前提としていることを示す。2025 年の風力・太陽光の利用率は、それぞれ 94%、95%と高い水準にある⁴¹。ここでいう利用率とは、発電可能量のうち、系統要因による出力抑制を受けずに実際に発電された電力量の割合を指し、設備利用率とは異なる。もっとも、この利用率は近年低下傾向にあり、系統制約や調整力不足の下では設備容量と実際の発電量との間に乖離が生じ得る。

低炭素化がどこまで実効的に進むかは、導入速度だけでなく、それを受け止める電力システム側の整備速度に左右される。中国は、UHV 送電を含む送電網の増強と地域間連系、揚水発電や電池を中心とする新型蓄電池の拡大、火力発電設備の柔軟性向上に向けた改修を進めている。なお、2025 年の市場化改革では、新エネルギーの市場参加後、応札価格などの要因により系統に送電されなかった電力量は、利用率の統計及び評価の対象外とされた⁴²。今後の利用率統計を過去と単純に比較する際には、この点に留意する必要がある。

⁴¹ 国家能源局「2025 年再生可能エネルギー系統接続運転状況」、2026 年 2 月
(<https://www.nea.gov.cn/20260212/742b8c6a078347b0b39de676c05c5d58/c.html>)

⁴² 国家发展改革委员会「新エネルギー系統電力価格の市場化改革深化に関する通知」、2025 年 2 月
(https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_1396066.html)

中国のエネルギー需給をめぐる焦点は、需要量の拡大そのものから、電化を支える電力システム、化石燃料の機能と輸入構造、低炭素電源の系統統合へと移りつつある。次節では、こうした変化が世界のエネルギー市場に及ぼす影響と国際的な含意を整理する。

高まる中国の市場支配力と国際的含意

中国のエネルギー需給の変化とクリーン技術における規模・コスト面の優位は、二つの経路を通じて世界のエネルギー市場に波及する。第一は化石燃料市場である。中国は世界最大の石油輸入国であり、その需要が 2020 年代半ばにピークを越えることで、長期的には国際石油市場において需給緩和要因となり得る。天然ガスについては、需要水準そのものよりも調達の柔軟性が焦点となる。2025 年の LNG 輸入が前年を下回ったことは、先に述べた調達の柔軟性と整合的な動きである⁴³。需要の伸びが鈍化しても、調達先や形態を切り替える能力が高まれば、その調達行動が地域別の需給と価格に及ぼす影響は大きくなり得る。

第二は、クリーン技術の製造規模である。太陽光ではモジュールの世界生産の約 8 割を中国が占め、ポリシリコンやウエハ等の上流工程ではその比率が約 9 割に達する⁴⁴。電池セルの製造能力及び生産量でも中国のシェアは 8 割を超え⁴⁵、EV についても世界生産の約 4 分の 3 が中国に集中している⁴⁶。この規模は、世界市場における導入コストの基準そのものを形成している。電池パックの価格は、2025 年に世界平均で 108 ドル/kWh、中国では 84 ドル/kWh となった⁴⁷。こうした優位は、補助金や労働コストだけで説明できるものではない。巨大な国内市場、地理的に集約された製造クラスター、垂直統合されたサプライチェーン及び継続的な技術改良が相互に作用して形成されたものであり、短期的な関税措置や補助金政策のみによって容易に覆るものではない。安価なモジュールや電池へのアクセスは、各国の再生可能エネルギー導入と交通部門の電化を後押しし、世界全体のエネルギー転換に要する費用を低減させてきた。

クリーン技術の製造をめぐるのは、その上流には、より代替が困難な依存点が存在する。中国の優位は、重要鉱物の精錬・加工にまで及んでいる。レアアースにおける中国のシ

⁴³ ICIS, “ANALYSIS: China’s LNG imports fell 12% in 2025 despite remaining world’s top buyer,” 30 December 2025.

⁴⁴ IEA(2025) “Renewables 2025”, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/76ad6eac-2aa6-4c55-9a55-b8dc0dba9f9e/Renewables2025.pdf>, October 2025, p.89.

⁴⁵ IEA(2025) “Global Critical Minerals Outlook 2025”, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ef5e9b70-3374-4caa-ba9d-19c72253bfc4/GlobalCriticalMineralsOutlook2025.pdf>, May 2025

⁴⁶ IEA(2026) “Global EV Outlook 2026”, Executive Summary, <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2026/executive-summary>

⁴⁷ BloombergNEF “Lithium-Ion Battery Pack Prices Fall to \$108 Per Kilowatt-Hour, Despite Rising Metal Prices”, <https://about.bnef.com/insights/clean-transport/lithium-ion-battery-pack-prices-fall-to-108-per-kilowatt-hour-despite-rising-metal-prices-bloombergnef/>

ェアは、採掘で約 6 割であるのに対し、精錬では約 9 割に達する⁴⁸。さらに川下の焼結永久磁石の製造では約 94%に達し、工程が川下に進むほど集中度が高まる⁴⁹。精錬・加工は環境規制への対応や設備投資、顧客認証を要するため短期的な代替が難しく、他国にとって最も脆弱な依存点となる。平時には効率的な供給網として機能するこの構造は、地政学的緊張が高まる局面では供給制限のリスクとなり得る。中国の輸出管理の対象となる鉱物関連品目の税則番号数は、2023 年以降、3 倍に増加した。2025 年 10 月の対象拡大措置は同年 11 月以降、期限付きで停止されているものの、同年 4 月に始まった中重希土類の許可制は維持されている⁵⁰。措置の発動と停止は交渉状況に応じて変動するが、許可・審査を通じて産業チェーンの要所に管轄権を及ぼす制度的な基盤は残る。可逆的なのは措置であって制度ではない。

規模の優位は便益だけをもたらすわけではなく、国内の激しい価格競争を背景とする輸出拡大は、各国の産業に競争圧力をもたらしている。これに対する各国の対応は、従来の関税措置にとどまらず、供給網への参加資格を制度的に定める方向へ移りつつある。米国は、クリーン車両に対する需要側の税額控除を終了させる一方、製造側の優遇措置には、中国系の主体を排除する要件を設けた⁵¹。欧州連合は、中国製電気自動車に相殺関税を課すとともに、重要原材料規則において、特定の国を名指しせずに、域内加工比率や単一の第三国への依存度に関する 2030 年ベンチマークを設定した⁵²。グリーン・低炭素製品の自由な流通を掲げる中国との間には、明らかな緊張関係がある。中国製のクリーン技術が世界の脱炭素費用を引き下げるという事実と、それが各国の産業と貿易秩序に摩擦をもたらすという事実は、同一の現象の両面である。

こうした状況の受け止め方は各国で様ではない。対中依存を経済安全保障上のリスクと捉える国がある一方、安価なクリーン技術へのアクセスや導入速度をより重視する国も少なくない。いずれの立場をとるにせよ、中国との全面的な切り離しは現実的な政策選択肢とは言い難い。日本を含め、対中依存をリスクと位置づける国にとっての現実的な対応は、依存を否定することではなく、依存の所在と深さを可視化し、供給制約が生

⁴⁸IEA(2026) “Global Critical Minerals Outlook 2026, <https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2026>, July 2026, pp.31–32

⁴⁹ IEA “Rare Earth Elements: Pathways to Secure and Diversified Supply Chains”, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/88d2b060-4c5b-46cc-8727-c60576cb937d/RareearthelementsPathwaystosecureanddiversifiedsupplychains.pdf>, April 2026

⁵⁰ 前掲注 17、pp. 40, 42.

⁵¹ Internal Revenue Service (IRS), Instructions for Form 7207 (Rev. December 2025): Advanced Manufacturing Production Credit, p. 2; U.S. Department of Energy (DOE), “Interpretation of Foreign Entity of Concern,” 89 Fed. Reg. 37079 (May 6, 2024).

⁵² EU, Commission Implementing Regulation 2024/2754 of 29 October 2024, OJ L, 2024/2754, 29.10.2024, Art. 1; Regulation (EU) 2024/1252 of 11 April 2024, OJ L, 2024/1252, 3.5.2024, Art. 5(1)(a)(ii) and (b).

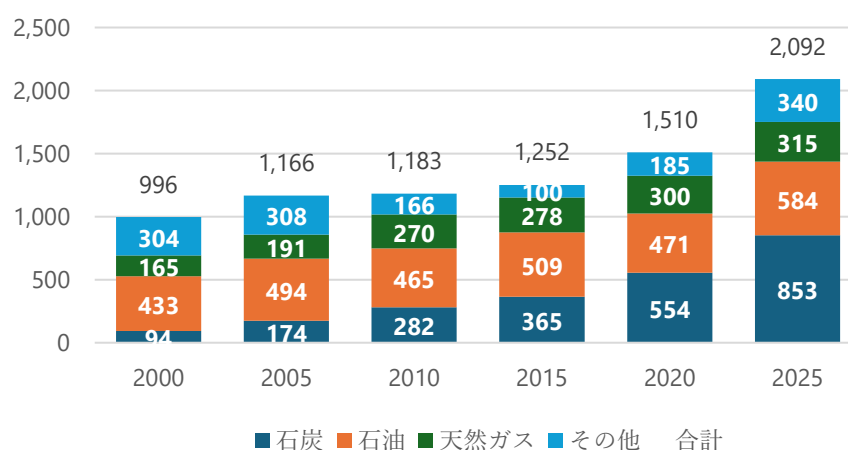
じた場合の影響を限定することである。その際、依存の所在を物資だけでなく工程単位でも把握し、最も代替が困難な工程に政策資源を集中させることが求められる。個々の工程が生み出す付加価値は大きくなくても、そこからの供給が途絶すれば、下流の生産全体が停止し得るためである。民間の商流は平時の供給を支えるが、危機時には中国政府が輸出管理・許可制度を通じて管轄権を行使し、民間企業間の取引を制約し得るため、重要鉱物の安定供給を民間の取引関係のみに委ねることには限界がある。対中依存をリスクと位置づけるか否かにかかわらず、供給構造上どこに代替困難な工程があるかを把握しておくことは、各国に共通する前提となる。

インドネシア

脆弱なエネルギー需給構造

インドネシアのエネルギー需給バランスは⁵³、2025 年の実績で、一次エネルギー供給量 2,091 百万 boe(barrel oil equivalent)に対してエネルギー生産量は 3,828 百万 boe、ネットでの輸出量は 1,496 百万 boe となり、インドネシアは依然エネルギー輸出国としての地位を維持している。しかしエネルギー源別では様相が異なり、石炭や天然ガス（パイプラインガス、LNG）は純輸出である一方、石油（原油、石油製品、LPG）は純輸入となっている。石油のなかでも、石油製品および LPG は古くから純輸入が続いているが、原油は 2012 年までは純輸出であった。

図 4-17 | インドネシアの一次エネルギー供給推移(百万 boe)



出所: エネルギー鉱物資源省, <https://www.esdm.go.id/en/publication/handbook-of-energy-economic-statistics-of-indonesia-heesi>

⁵³ エネルギー鉱物資源省「HANDBOOK OF ENERGY & ECONOMIC STATISTICS OF INDONESIA」
<https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-handbook-of-energy-and-economic-statistics-of-indonesia-2025.pdf>

2024 年 10 月に発足した Prabowo 政権は、その選挙期間に示した公約「Asta Cita (8 つの理想・目標)」に基づく政権運営方針を大統領就任演説で発表した⁵⁴。この「Asta Cita」は 8 つの国家優先施策として、翌 2025 年 2 月に発布された大統領令 2025 年第 12 号に基づいて制定された 2025 年～2029 年国家中期開発計画 (RPJPN、Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional 2025-2029) に盛り込まれた。このうちエネルギーについては「国家防衛・安全保障体制を強化するとともに、食料、エネルギー、水、シャリア経済(イスラム法の価値観に基づく経済)、デジタル経済、グリーン経済およびブルー経済(海洋を対象とした持続可能な経済)の自給を通じて国家の自立を推進する (第 2 項)」、「下流産業化を継続し、国内付加価値を向上させるため、天然資源に基づく産業を発展させる (第 5 項)」とされ、「エネルギーの自立、自給」が優先課題と定めた。これは貿易赤字が続く石油ガス部門⁵⁵の構造を変革することで、石油ガス部門のみならずインドネシア全体の貿易収支を改善させる目的もあった。

2026 年 2 月に始まったイラン戦争では、エネルギー輸出国であるはずのインドネシアも国内生産だけでは内需を賄えない原油、石油製品、LPG の調達不安に陥った。Joko 前大統領は 2024 年 9 月にエネルギー・バッファ・リザーブの導入を目的とした大統領令 2024 年第 96 号⁵⁶を発出した。ガソリン：9.64 百万 bbl、LPG：525.78 千 ton、および原油：10.17 百万 bbl の備蓄構築に向けた検討を進めていたが、イラン戦争には間に合わなかった⁵⁷。

また、インドネシア国内の原油精製能力は石油製品の内需を満たすまでには達していない。インドネシアの石油製品輸入量は 2025 年実績で 30,997 百万 kl、そのうちガソリンが 76%強を占めた⁵⁸。対する精製能力は 2025 年末時点で 1,186.10kbd、2026 年には Balikpapan 製油所で精製能力を 100kbd 増強した⁵⁹が、依然として石油製品の輸入解消

⁵⁴ <https://setkab.go.id/en/remarks-of-president-prabowo-subianto-before-the-plenary-session-of-the-peoples-consultative-assembly-of-the-republic-of-indonesia-on-the-occasion-of-the-inauguration-of-the-president-elect-a/>

⁵⁵ <https://satudata.kemendag.go.id/data-informasi/perdagangan-luar-negeri/neraca-perdagangan-indonesia>

⁵⁶ <https://peraturan.bpk.go.id/Details/297377/perpres-no-96-tahun-2024>

⁵⁷ 「2025 年までに輸入量の 30 日分に相当するエネルギー・バッファ・リザーブを確保」
<https://en.antaranews.com/news/432461/den-pushes-biofuel-expansion-energy-reserves-to-curb-fuel-imports>

⁵⁸ <https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-handbook-of-energy-and-economic-statistics-of-indonesia-2025.pdf>

⁵⁹ <https://kpb.pertamina.com/id/media/news/press-releases/berbekal-capaian-2025-kpb-akselerasi->

となる精製能力までには至っていない。

なおインドネシアでは民生用のガソリンや軽油、LPG、電力料金等の一部エネルギーに対して政府が補償金や補助金を支出することで価格を固定しており、原油価格の上昇は政府支出の増加に直結している⁶⁰。イラン戦争による原油価格上昇を受け、インドネシアの政府高官は 2026 年 3 月に「原油価格の 1 米ドル上昇で政府支出はネットで約 6.7 兆ルピア増（約 378.0 百万米ドル⁶¹）、補償金と補助金で構成されるグロスでは 10.3 兆ルピア増（約 581.0 百万米ドル）」と言及している⁶²。

新・再生エネルギーの導入推進と石炭への依存

前述のとおり、輸入依存が続く石油の需給バランス改善は政権にとっての重要課題となっている。また今後のエネルギーシステムを見通す要素の一つとして、国際公約である Net Zero Emission (NZE) 目標とのバランスが挙げられる。インドネシアは 2021 年 11 月の COP26 で「2060 年もしくはそれ以前の NZE 達成」を公約⁶³した。この国際公約は現在では「2050 年～2060 年の NZE 達成」と、前倒しの達成が目指されている⁶⁴。この国際公約達成および「エネルギー自立、自給」の観点から、インドネシアは地熱や風力、太陽光、バイオマスを含む再生可能エネルギーと原子力等を含む新エネルギー⁶⁵の導入を進めている。このような状況下、インドネシアは政令 2025 年 40 号にて 2060 年までの国家エネルギー戦略（Kebijakan Energi Nasional、KEN）⁶⁶を制定した。KEN では、2060 年までエネルギー需要は増加するとの想定に基づき、2035 年に温室効果ガス排出量をピークアウトし、2050 年には太陽光発電を中心とした新・再生可能エネルギーが一次エネルギー供給の過半数を占める、とする計画を明らかにした。

menuju-fase-operasi-rdmp-balikpapan-dan-lawe-lawe

⁶⁰ 政府が Pertamina に補償するガソリンの需要は 2822 万 Kl、補助金対象軽油の需要は 3715 万 Kl、なおインドネシア全体の内需は 8406 万 Kl（2025 年実績、「HANDBOOK OF ENERGY & ECONOMIC STATISTICS OF INDONESIA 2025」）

⁶¹ Rp17,727/1 米ドル（2026 年 9 月 1 日付 JISDOR <https://www.bi.go.id/id/fungsi-utama/moneter/informasi-kurs/default.aspx#jisdor>）

⁶² <https://money.kompas.com/read/2026/03/03/061044726/belanja-negara-bisa-bengkak-rp-103-triliun-tiap-kenaikan-1-dollar-as-harga>

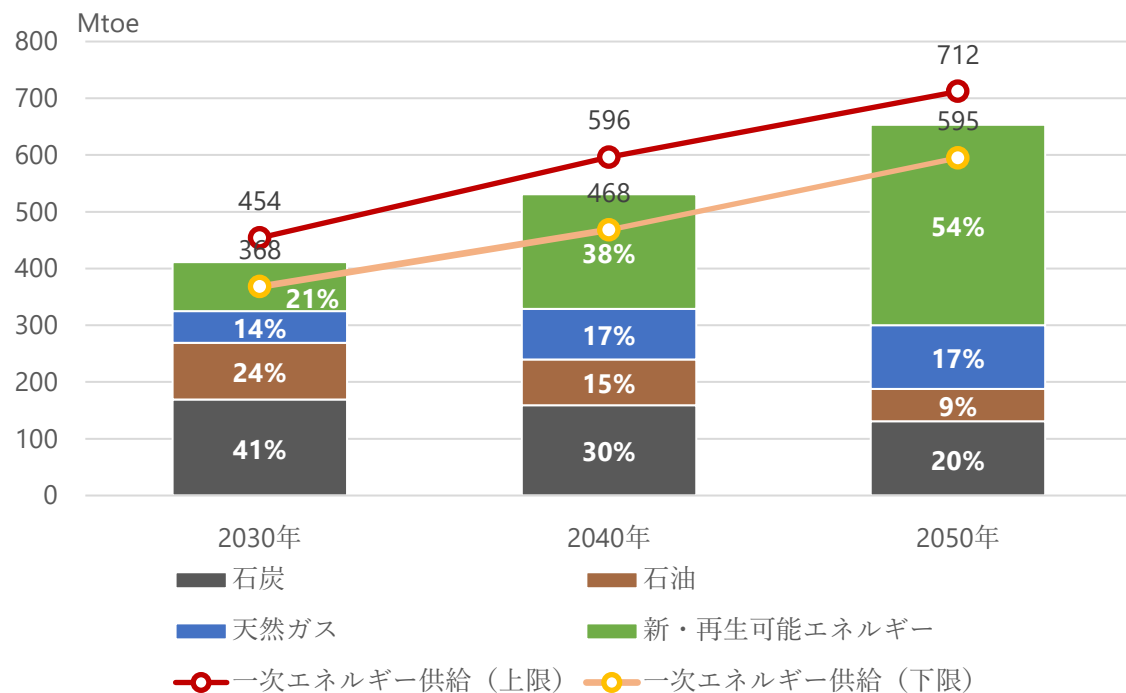
⁶³ <https://www.esdm.go.id/en/media-center/news-archives/speaking-at-cop26-energy-minister-gives-indonesias-commitment-to-net-zero-emission>

⁶⁴ <https://www.esdm.go.id/id/media-center/arsip-berita/menuju-nze-2050-2060-pemerintah-dorong-investasi-kelistrikan-100-gw-dan-penguatan-ebt>

⁶⁵ <https://jdih.esdm.go.id/common/dokumen-external/PP%20No.%2079%20Thn%202014.pdf>

⁶⁶ <https://jdih.esdm.go.id/dokumen/download?id=2025pp40.pdf>

図 4-18 | KEN が示す一次エネルギー供給見通し



出所：国家エネルギー評議会（2025），Kebijakan Energi Nasional（KEN、国家エネルギー戦略）

*新・再生可能エネルギーには水力、太陽光、風力、バイオマス、地熱、原子力を含む

**KENでは各エネルギーのシェアも上限および下限を設定しているが、ここでは中間値をシェアとし、また一次エネルギー供給全体の中間値を総数として各エネルギーの積み上げとした

インドネシアでは、2025 年～2029 年国家中期開発計画およびその背景となる Prabowo 政権の「Asta Cita」で強調される「エネルギー自立、自給」、さらには石油ガス部門の貿易収支改善、の達成を目指し、石油輸入量の削減、天然ガスの自給体制維持、が期待されている。石油・天然ガス資源の管理を担う SKK Migas は 2020 年に Rencana Strategis Indonesia Oil and Gas 4.0 (Indonesia Oil & Gas Strategic Plan (IOG) 4.0)を制定し、2030 年の生産目標を原油 1Mbd および天然ガス 12Bscfd (1,240 億 m³)⁶⁷、とする石油・ガスの国内生産量計画を明らかにした。現在もこの目標は維持されているが、2025 年の生産量は石油 606.1Kbd、天然ガス 7.3Bscfd (751 億 m³)⁶⁸に留まり、石油、天然ガス共に IOG 4.0 が目指す目標を大きく下回っている。石油の一次エネルギー供給量は 2050 年まで現在と同規模での推移を見込んでおり、国産原油の増産だけでは自給目標の達成は難しい。このため石油需要の中心であるガソリンおよび軽油のバイオ燃料と

⁶⁷ <https://www.skkmigas.go.id/publication?tab=rencana%20strategis>

⁶⁸ <https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-handbook-of-energy-and-economic-statistics-of-indonesia-2025.pdf>

の混合比率を向上させ、石油需要を減少させる政策も前倒しで実施している。軽油は 2026 年 7 月から B50 を導入、ガソリンは 2027 年から E10、2028 年から E20 の導入を計画している。さらに 2030 年の E50 導入に向けた検討も始まった⁶⁹。また電気自動車の普及についても積極的に取り組んでいる。インドネシアは財務省令 2025 年 12 号⁷⁰等を通じて、ハイブリッド車 (HEV) より燃料油を消費しないバッテリー電気自動車 (BEV) を優遇する措置を進めている。

天然ガスについては、脱炭素社会への「移行燃料」として期待されている。2029～2030 年頃から Abadi ガス田での生産開始⁷¹が見込まれているが、増加する天然ガスの国内需要を国産天然ガスだけで賄うことが困難となりつつある。エネルギー鉱物資源省は 2024 年 3 月に「国内で生産されたガスは優先的に内需へ振り向ける」として、「2035 年には天然ガス輸出は生産量の 3%」とする想定を提示したが⁷²、2023 年時点で輸出のシェアは 31%（内需向けは 69%）となっている。この構造の見直しには資源開発に必要な外資の誘致や輸出収入の財政への貢献とのバランスが求められ、容易でない。反面、2050 年に向けてシェアが石油と同じく半減する石炭は、2025 年末時点での石炭埋蔵量は 332.5 億トン⁷³、2025 年の一般炭生産量は輸出分を含めて 8.2 億トン⁷⁴となった。石炭は十分な供給余力があり、現在の輸出規模を維持したうえでの自給が可能である。

このような状況下、KEN では新・再生可能エネルギーを今後の主力のエネルギー源とする政策が取られている。新・再生可能エネルギーの中でも、太陽光、バイオマス*、原子力への期待が高い。2026 年 8 月に Prabowo 大統領は「3 年以内に太陽光発電を 100 GW 整備する」プログラムを立ち上げている⁷⁵。100 GW は 2025 年時点での On Grid および Off Grid で合算した発電規模（100.6 GW）に相当する規模であり、このプログラムの実現に向けては資金や用地の確保、蓄電池や配電網の整備、が課題となる。

⁶⁹ 国家エネルギー評議会は「E50 導入には国内でのバイオエタノール製造能力増強が必要」と指摘している <https://en.antaranews.com/news/432461/den-pushes-biofuel-expansion-energy-reserves-to-curb-fuel-imports>

⁷⁰ <https://stats.pajak.go.id/sites/default/files/PMK%2012%20Tahun%202025.pdf>

⁷¹ <https://www.antaranews.com/berita/5623319/bahlil-pastikan-konstruksi-proyek-masela-dimulai-pada-2027>

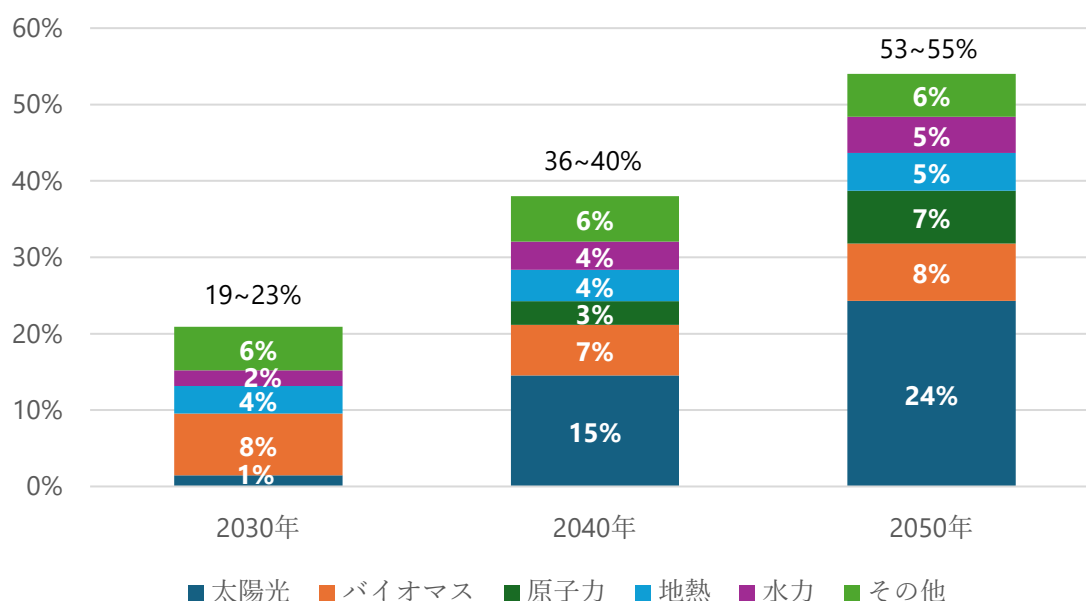
⁷² https://aperc.or.jp/file/2024/4/16/1415-1425_INA_OGSN+Update_Oil_and_Gas_Security.pdf

⁷³ <https://geologi.esdm.go.id/media-center/indonesia-s-mineral-and-coal-resources-and-reserves-2025>

⁷⁴ <https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-handbook-of-energy-and-economic-statistics-of-indonesia-2025.pdf>

⁷⁵ <https://setkab.go.id/en/govt-launches-100-gwp-solar-initiative-beginning-with-14-plants-across-six-provinces/>

図 4-19 | KEN での新・再生可能エネルギーを構成する各エネルギーの比率見通し



出所：国家エネルギー評議会（2025）, Kebijakan Energi Nasional（KEN、国家エネルギー戦略）

*バイオマスにはパーム椰子殻（PKS）、ウッドペレット、ウッドチップを含む、またその他には風力、バイオガス、バイオ燃料を含む

** KENでは各新・再生可能エネルギーのシェアも上限および下限を設定しているが、ここでは中間値をシェアとしてグラフ化した

エネルギー需給見通し

このような現状や目標も踏まえ、インドネシアの一次エネルギー消費量は 2030 年 357 Mtoe、2040 年 497 Mtoe、2050 年 675 Mtoe（レファレンスシナリオ）、と見通す。一次エネルギー消費量は、2030 年は KEN による想定を下回るものの、2040 年および 2050 年は KEN と同レベルと見込んでいる。しかしエネルギー毎のバランスは異なる。

KEN では太陽光発電を中心とした新・再生可能エネルギーが最大のエネルギー供給源になるして、2040 年に 38%前後、2050 年に 54%前後のシェアを見込む。しかし、太陽光発電の開発で課題となる資金調達や用地、設備関連の整備は容易に解決するものではない。このため本見通しでは、新・再生可能エネルギーによるエネルギー供給量は増えるものの、2040 年に 31%、2050 年に 37%に留まると見込む。また、国内資源に富みベース電源となりうる地熱発電の開発が進む⁷⁶。原子力発電は、新・再生可能エネルギー

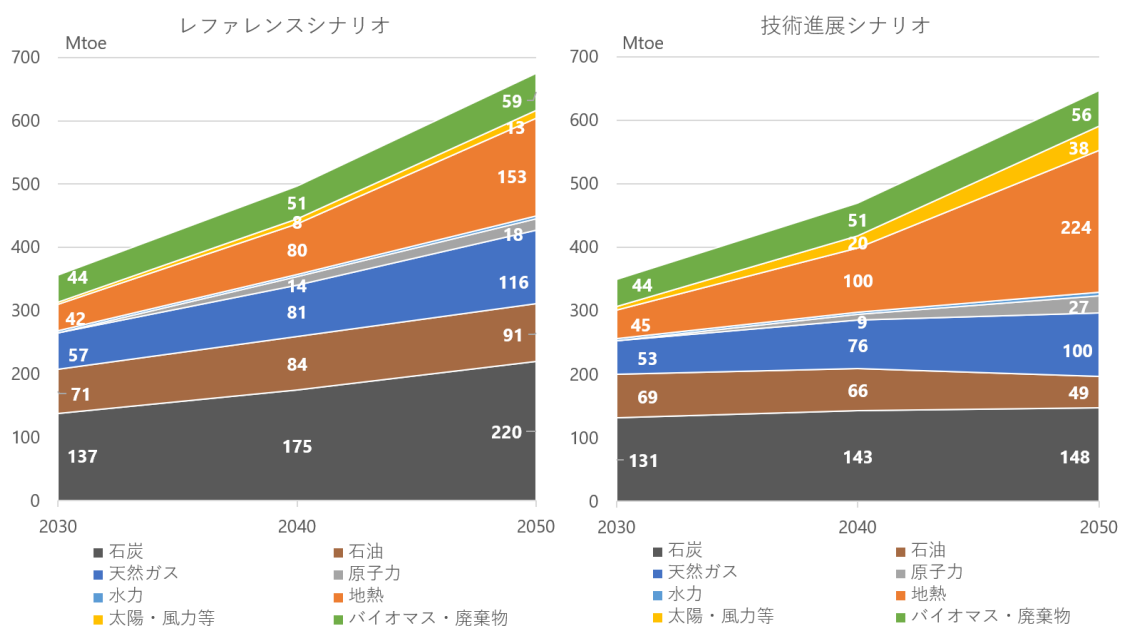
⁷⁶ KEN とは一部エネルギー源の定義や、統計上の計上手法が異なる点に留意を要する。IEEJ では、推計のベースとなる IEA, World Energy Balances に従い地熱の一次エネルギーを発電量/5%（インドネシアの場合）として計上する。これにより地熱の一次エネルギーが KEN に比べ大きく計上される構造にある。

ギーの内数として、2040 年および 2050 年とも 3%のエネルギー供給を担うとみる。

天然ガスは KEN での想定と同レベルである。国内での天然ガス調達およびインフラ整備に時間を要すると想定し、2040 年は 16%、2050 年は 17%としている。石炭による一次エネルギー供給シェアはそれほど低下せず、2040 年は 35%、2050 年は 33%としている。エネルギー需要増加に対して不足する新・再生可能エネルギーによる供給を補うのは、インドネシア国内で供給余力のある石炭に他ならない。また石油は 2040 年に 17%、2050 年に 13%として、新・再生可能エネルギーへの転換は KEN での想定よりも遅れることを見込む。

一方、技術進展シナリオでは、新・再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給が 2040 年には 39%、2050 年には 54%。石炭による一次エネルギー供給シェアは 2040 年に 31%、2050 年に 23%と大きく減少することを見込んでいる。これは KEN が想定するエネルギーバランスと同レベルとなる。

図 4-20 | 一次エネルギー供給の見通し (IEEJ)



資源国としての地位の強化に向けて

インドネシア共和国 1945 年憲法は「土地、水及び天然資源は国家の支配の下にあり、国民の最大の繁栄のために利用される」と規定しており、これをもって「内需に必要な

量の天然資源を内需へ振り向ける」ことは正当化されている⁷⁷。原油や天然ガス、石炭に課す国内供給義務（DMO）や、2026 年 6 月から開始されたパーム粗油および石炭、フェロアロイに対する輸出管理、に関する規程は、すべてこの憲法による規定に基づいている。すなわち、インドネシアの国家による天然資源管理の理念は建国時点から変わっておらず、その手段を強化しつつあるものの方向性が変化したのではない。

インドネシアは長らく天然資源を輸出してきたが、経済成長に伴う国内エネルギー需要の高まりによって、天然資源の自国への優先供給が求められるようになった。特に石炭は、2000 年から 2010 年にかけて 3 倍、2010 年から 2020 年にかけて 2 倍、2020 年から 2025 年の 5 年間で 1.5 倍と、大幅な需要の伸びを見せている。このような需要増を受け、インドネシアは石炭に対して法 2009 年 4 号（鉱物資源法）⁷⁸およびエネルギー鉱物資源相令 2009 年 34 号⁷⁹を制定、国内需要への安定的な石炭供給を目的とした DMO を 2010 年から課した。DMO 比率は毎年改定されるが、概ね 25% で一定している。

また 2000 年から 2025 年にかけての石炭、石油、天然ガスの輸出量推移を見ると、石炭は DMO が課されてはいるが、輸出を増加させている。一方石油（原油）と天然ガス（パイプラインガスおよび LNG）は生産量の減退もあり輸出量は減少傾向である。

Joko 前大統領はインドネシアの更なる飛躍のために「原材料輸出から半製品、製品輸出への転換」を目的とした「下流化政策」を打ち出した⁸⁰。Prabowo 大統領はこの下流化政策を更に推し進め、パーム粗油や石炭、フェロアロイの国家による輸出管理を開始した。インドネシアでは経済発展に伴い今後更にエネルギー需要が拡大すると見込まれ、エネルギー輸入国にとってインドネシアは、長期に渡って安定したサプライヤーとはいえない国となりつつある。

⁷⁷

https://en.mkri.id/download/decision/decision_1209_20130820063617_putusan_sidang_36+PUU+2012+migas+%28ENG%29.pdf

⁷⁸ <https://peraturan.bpk.go.id/Details/38771/uu-no-32-tahun-2009>

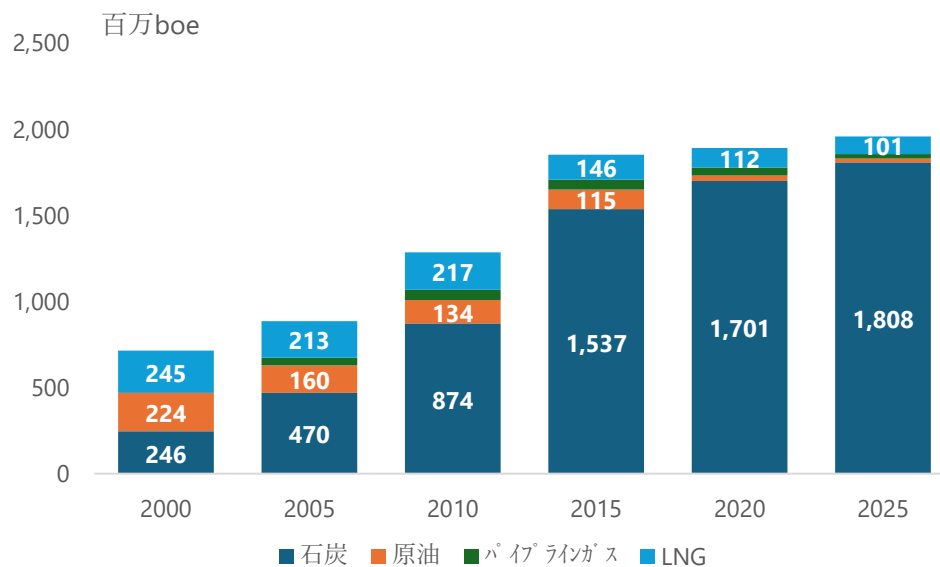
⁷⁹

<https://peraturan.bpk.go.id/Read/133867/Permen%20ESDM%20Nomor%2034%20Tahun%202009.pdf>

⁸⁰

https://setneg.go.id/baca/index/presiden_dorong_hilirisasi_industri_untuk_tingkatkan_ekspor_dan_investasi

図 4-21 | インドネシアにおける輸出量推移



出所: エネルギー鉱物資源省資料から著者作成, <https://www.esdm.go.id/en/publication/handbook-of-energy-economic-statistics-of-indonesia-heesi>

しかしながら、インドネシアにとってエネルギーは依然主要な輸出商品でもある。2025年の輸出総額は2,825.1億米ドルであるが、このうち石炭は244.8億米ドルとパーム油類に次ぐ第二位の輸出商品であった。また天然ガスは71.9億米ドル、原油は15.5億米ドル、となり、大きなウエイトを占めている⁸¹。このため貿易収支の観点からはエネルギーの継続的な輸出が求められている。

インドネシアは将来も資源国であり、エネルギー輸出の前提として「下流化政策」に基づく資源の高付加価値化、輸出相手国の多様化による安定出荷、の検討を進めると想定される。一方で、エネルギー輸入国との安定的な取引関係の維持も肝要となっている。このため、輸入国はインドネシアからの安定的なエネルギー調達を念頭に、インドネシアの政策に配慮した協議を進めることが、インドネシアの国益にも叶う双方にとって持続可能な関係の構築に寄与するだろう。

⁸¹ <https://www.bps.go.id/en/publication/2026/08/10/556d446e35c86054cb33739f/statistik-perdagangan-luar-negeri-indonesia-ekspor-2025.html>

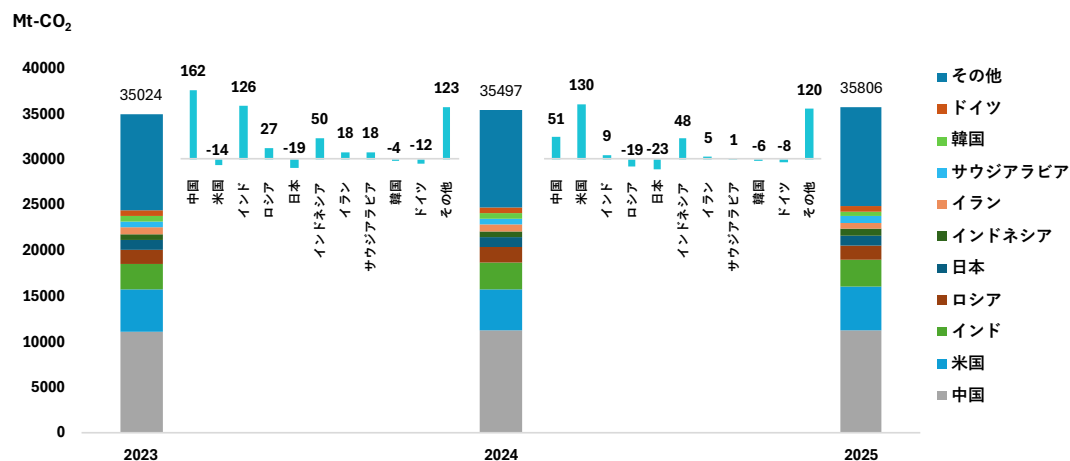
5. 二酸化炭素排出

5.1. 足元の動向: 近年の CO₂ 排出動向と主要国の趨勢

本章では、EI Statistical Review of World Energy 2026 に基づき、主要国の CO₂排出量の動向、ならびに 2024 年から 2025 年にかけての CO₂排出量の増減をまとめる⁸²。加えて、CO₂排出量上位 2 か国である中国と米国については、2025 年の CO₂排出量の増減の因子を探るべく、2 か国の一次エネルギー供給量（Total Energy Supply; TES）とエネルギー種別発電実績を 2024 年と 2025 年で比較し、変化要因を分析する。

2025 年の世界のエネルギー起源 CO₂排出量は 35,806 MtCO₂となり、過去最高を更新した。2024 年からの増加量は年間総量ベースで約 300 MtCO₂、1.1%増であった。世界の排出量は 2000 年の 23,677 MtCO₂から、この 25 年間で 51.2%増えた。2020 年には新型コロナウイルス感染症の拡大に伴って一時的に減少したものの、その後は再び増加し、2025 年の排出量は感染拡大前の 2019 年を約 5.3%上回った。

図 5-1 | 各国のエネルギー起源 CO₂ 排出量および 2024 年から 2025 年の排出増減



出所: EI Statistical Review of World Energy 2026より日本エネルギー経済研究所作成

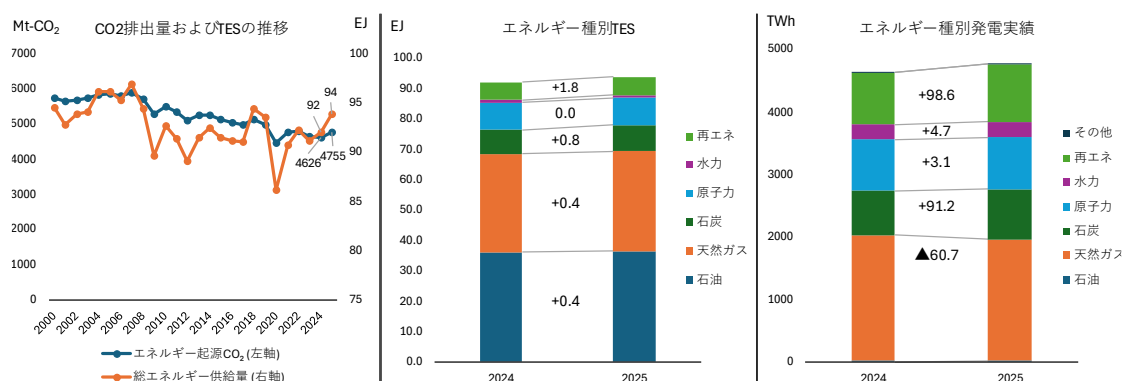
国別に直近のエネルギー起源 CO₂排出量の推移をみると、中国およびインドは 2025 年の排出増加幅が 2024 年に比べて縮小した。また、米国は、2024 年は排出量が減少したのに対し、2025 年は増加に転じた。一方、ロシア、日本、インドネシア、イラン、サウ

⁸² Energy Institute, All About the Statistical Review of World Energy 2026,
<https://www.energyinst.org/statisticalreview>

ジアラビア、韓国、ドイツは 2024 年と 2025 年で CO₂排出量の増加・減少幅に大きな違いが見られなかった。そこで、以下では中国と米国の 2024 年および 2025 年のエネルギー供給や発電構成等を基に、CO₂排出量の増減の要因について考察する。

米国の CO₂排出量は、2025 年に前年比 3.1%増加し、年間排出量は 2024 年の 4,626 MtCO₂から 2025 年には 4,755 MtCO₂となった。この CO₂排出増の背景をエネルギー供給面からみると、米国の TES は 92.0 EJ から 93.8 EJ へ 1.8 EJ 増加（内訳は、石炭 0.8 EJ、天然ガス 0.4 EJ、石油 0.4 EJ、非化石エネルギー 0.2 EJ）した。特に、このような需要増大には、データセンター需要と暖房需要の増大、ガスから石炭への発電燃料がシフトしたことが寄与した。なお、CO₂排出量の増加率は TES の増加率を上回っており、CO₂/TES 原単位も上昇した。したがって、2025 年の米国の排出増は、エネルギー供給の増加に加え、エネルギー供給構成の炭素集約化も寄与した。

図 5-2 | 米国の CO₂ 排出量および一次エネルギー供給量、電源構成の動向



出所: EI Statistical Review of World Energy 2026より日本エネルギー経済研究所作成

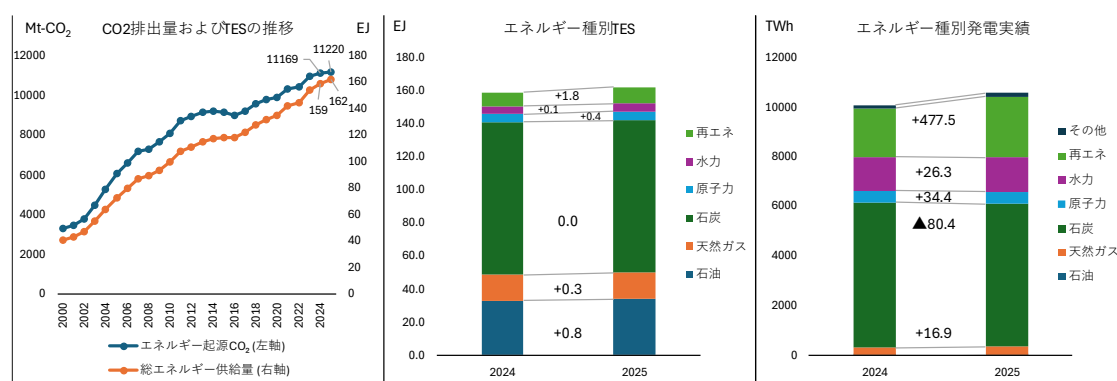
CO₂/TES 原単位の上昇の要因の一つは電源構成の変化である。発電部門では、再生可能エネルギー発電が 98.6 TWh 増加した一方、石炭火力発電も 91.2 TWh 増加し、天然ガス火力発電は 67.3 TWh 減少した。2025 年は天然ガス価格が前年から大きく上昇しており、天然ガス火力から石炭火力へのシフトが生じたと考えられる。加えて、CO₂排出量増加に対する定量的な寄与は観測できないものの、トランプ政権は 2025 年 4 月、石炭を国家・経済安全保障上重要なエネルギー源と位置付け、石炭生産に対する規制障壁の撤廃や、国内エネルギー需要を満たすための石炭利用の促進等を打ち出した。

すなわち、天然ガス価格の上昇によって石炭火力の競争力が相対的に高まる中、政策面でも石炭利用を下支えする方向が明確になった。結果として、再生可能エネルギーの拡大にもかかわらず、エネルギー需要の増加と石炭利用の拡大が重なり、米国の CO₂排出量は上昇に転じた。

中国のエネルギー起源 CO₂排出量は、2025 年に前年比 0.7%増加し、2024 年の 11,169 MtCO₂から 2025 年には 11,220 MtCO₂となった。増加率自体は米国や ASEAN 主要国を下回るものの、中国は世界最大の排出国であることから、小幅な増加であっても世界全体の排出動向に与える影響は大きい。

2025 年前半には、中国の CO₂排出量（非エネルギー起源も含む）がピークアウトし、減少局面に入りつつあるとの見方も示されていた⁸³。特に、再生可能エネルギーの大幅な拡大により、電力部門の排出量は約 3%減少したとの分析が示された。そのため、増加する電力需要を非化石電源（再生可能エネルギー、水力、原子力）で賄うだけでなく、石炭火力の発電量を押し下げる余地が生じ、電力部門の排出削減につながるとされていた。ここでは、2025 年（年間）の中国における排出量変化の要因を TES と発電構成の変化から整理する。

図 5-3 | 中国の CO₂ 排出量および一次エネルギー供給量、電源構成の動向



中国の TES を見ると、需要の増大を受け 158.8 EJ から 162.2 EJ へ 2.4%増加した。CO₂ の伸びが TES の伸びを大幅に下回った結果、CO₂/TES 原単位は 1.7%低下した。これは、エネルギー需要が拡大する中でも、供給エネルギー1 単位当たりの排出量が明確に改善したことを意味する。TES 増加分 3.4 EJ のうち、非化石エネルギーが 2.3 EJ を占め、TES 増加分の約 67%を担った。一方、化石燃料も 1.1 EJ 増加（石炭はほぼ横ばい、石油 0.8 EJ、天然ガス 0.3 EJ）した。発電部門では、非化石発電が 540.3 TWh 増加した一方、石炭火力が 80.4 TWh 減少、ガス火力が 17 TWh 程度の増加であった。したがって、電力部門では明確に低炭素化が進んでいる。

⁸³ Myllyvirta, L. (2025, August). Analysis: Record solar growth keeps China's CO₂ falling in first half of 2025. Carbon Brief. [https://www.carbonbrief.org/analysis-record-solar-growth-keeps-chinas-CO₂-falling-in-first-half-of-2025/](https://www.carbonbrief.org/analysis-record-solar-growth-keeps-chinas-CO2-falling-in-first-half-of-2025/)

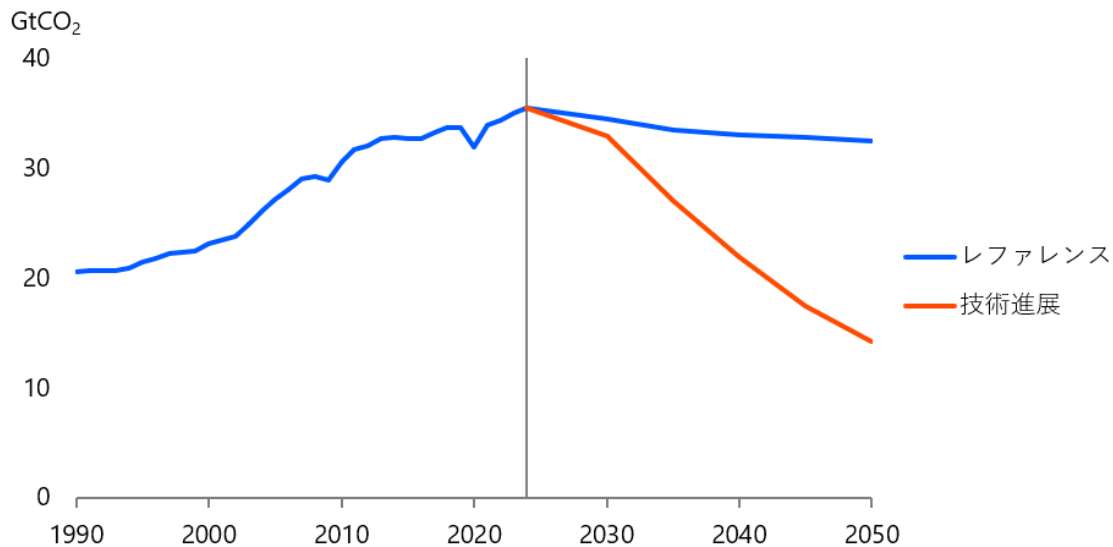
発電の低炭素化が進んだにもかかわらず、エネルギー起源 CO₂排出量が増加したのは、発電部門の排出量の減少が、運輸、産業、石油化学など電力以外の部門の化石燃料の需要の増加によって相殺されたと考えられる。セクター別の活動量や化石燃料消費量から排出量を推計したレポートでは、2025 年は非化石電源の拡大により電力部門の排出量が減少したほか、建材、運輸、金属産業でも排出削減が進んだ。一方、石炭・石油消費が急増した化学産業では排出量が大幅に拡大し、電力部門等の削減効果を一部相殺したとしている⁸⁴。したがって、中国の 2025 年の排出動向は、電力部門の脱炭素化が急速に進展する一方、非電力部門を含む化石燃料需要が残存する過渡的な局面と捉えることができる。

以上のとおり、2025 年の世界のエネルギー起源 CO₂排出量は過去最高を更新しており、世界全体として排出量を減少軌道へ転換できていない。また、再生可能エネルギー発電の導入進展により、電力の排出原単位は引き続き改善しているものの、一次エネルギー需要や電力需要の拡大は化石燃料を含む全てのエネルギー源の供給を維持又は拡大させ、排出量の絶対値の減少には至っていない。

5.2. 排出量の見通し

レファレンスシナリオおよび技術進展シナリオにおける世界の二酸化炭素（CO₂）排出量を図 5-4 に示す。足元の 2024 年の排出量は約 35.5 GtCO₂であり、前年比 0.5 GtCO₂の増加となった。レファレンスシナリオにおいては、2050 年に向けて徐々に減少する。2030 年時点での排出量は 34.5 GtCO₂、2040 年で 33.2 GtCO₂、2050 年で約 32.5 GtCO₂と、2024 年～2050 年の間に約 3 GtCO₂（年-0.35%に相当）の排出量の減少に留まる。一方、技術進展シナリオにおいては、レファレンスシナリオと異なり、排出量は 2024 年から 2050 年にかけて大幅に減少し、2030 年には 32.8 GtCO₂、2040 年には 21.9 GtCO₂、2050 年には 14.2 GtCO₂となる。年平均の減少率は 2024～2030 年の約 1.3%から、2030～2050 年には約 4.1%へと高まり、2030 年以降に排出削減が大きく加速する。

⁸⁴ Myllyvirta, L. (2026, February). Analysis: China's CO₂ emissions have now been 'flat or falling' for 21 months. Carbon Brief. <https://www.carbonbrief.org/analysis-chinas-co2-emissions-have-now-been-flat-or-falling-for-21-months>

図 5-4 | 世界の CO₂ 排出量

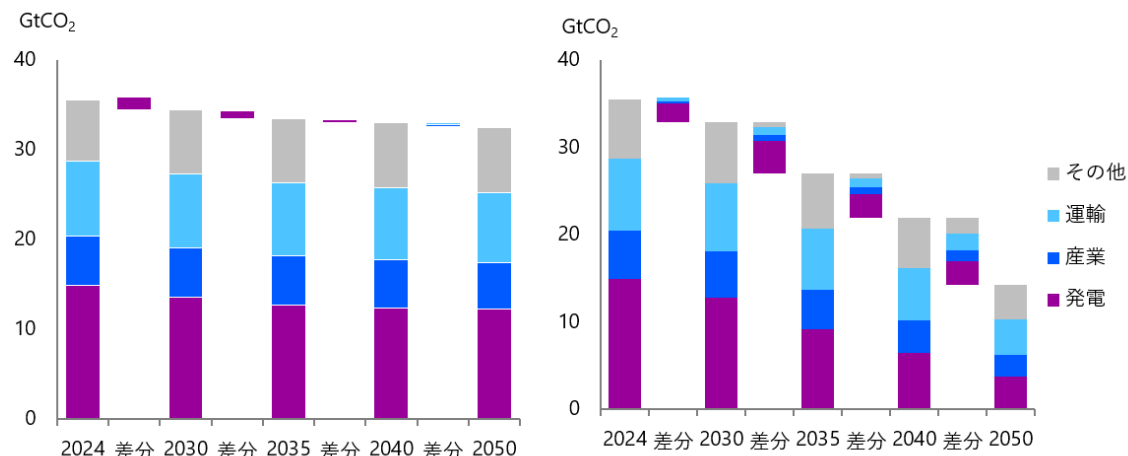
このように、レファレンスシナリオと技術進展シナリオでは、世界全体の排出量の推移に違いが見られる。以下では、その差がどの部門における排出削減によって生じるのかをより詳細に把握するため、発電、産業、運輸、その他の各部門に分けて排出量の推移を確認する。第一に、レファレンスシナリオでは、世界全体の排出削減のほぼ全てが電力部門における排出削減によってもたらされる（図 5-5）。電力部門の排出量は、2024～2030 年に 1.4 GtCO₂、2030～2040 年に 1.3 GtCO₂、2040～2050 年に 0.2 GtCO₂減少する。一方、産業、運輸、その他の部門では、2024 年から 2050 年にかけて排出量に大きな変化は見られず、排出削減への寄与は限定的である。

他方、技術進展シナリオでは、各部門からの排出が継続的に削減されていることが分かる（図 5-5 右）。2050 年には、発電部門からの排出量が 3.7 GtCO₂（2024 年比-76%）、産業部門が 2.4 GtCO₂（同年比-56%）、運輸部門が 4.2 GtCO₂（同年比-50%）、その他の部門が 3.9 GtCO₂（同年比-43%）となる。削減量としては、電力部門が 2024 年から 2050 年にかけて 11.3 GtCO₂であり、他部門と比較し、圧倒的に大きい。このような電力部門での排出削減は、3 章の通り、世界的な非化石電源（太陽光・風力発電など）の導入拡大に伴う電力部門の排出原単位の低下が影響している。

図 5-5 | 部門別 CO₂ 排出量

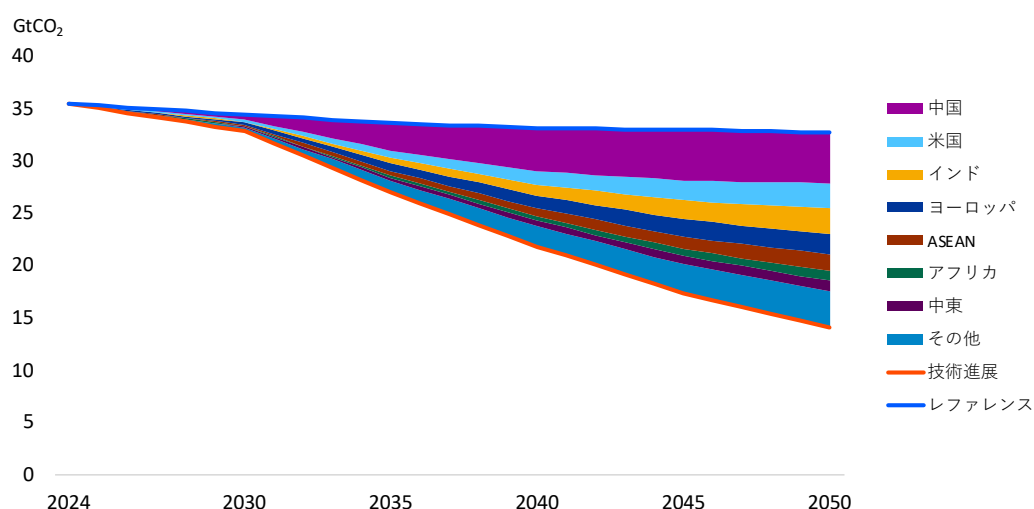
レファレンスシナリオ

技術進展シナリオ



続いて、主要国・地域別の排出量動向を図 5-6 に示す。2050 年時点での、レファレンスシナリオから技術進展シナリオへの削減寄与として大きいのは、米国（レファレンスシナリオ比-82%）、中国（同シナリオ比-73%）、ヨーロッパ（同シナリオ比-51%）、インド（同シナリオ比-50%）、ASEAN（同シナリオ比-49%）と続く。米国と中国、インドの 3 国の削減寄与が大きいのは明らかだが、2050 年時点での合計の削減量のうち、この 3 国は約 50%しか占めていない。そのため、3 国のみならず全世界で排出削減が行われない限り、技術進展シナリオやそれを上回る削減を実現するような排出パスの達成は難しいだろう。

図 5-6 | 主要国・地域別の CO₂ 排出量



続いて、上記で排出削減幅が大きいことを確認した中国、米国、インドを対象に、各国の将来の CO₂排出パスをより詳細に分析する。まず、部門別の排出量の推移を確認し、どの部門が各国の排出量の増減に大きく寄与しているのかを把握する。

その上で、排出量の変化をもたらす背景要因を分析するため、一次エネルギー消費量当たりの CO₂排出量 (CO₂排出量／一次エネルギー消費量)、GDP 当たりの一次エネルギー消費量 (一次エネルギー消費量／GDP)、および発電原単位 (発電部門の CO₂排出量／発電電力量) の推移に着目する。これらの指標を経済規模や部門別排出量の変化とあわせて確認することで、各国の将来的な CO₂排出量の増減が、エネルギー供給の低炭素化、電力部門の脱炭素化、エネルギー効率の改善、経済成長といった要因のうち、主にどの要因によってもたらされるのかを整理する。

第一に、世界最大の CO₂排出国である中国では、2024 年の排出量は 11.4 GtCO₂であるが、レファレンスシナリオ、技術進展シナリオともに 2030 年以降は 2024 年を下回り、長期的に減少する (図 5-7 左)。2050 年の排出量は、レファレンスシナリオで 6.6 GtCO₂、技術進展シナリオでは 1.8 GtCO₂まで低下する。部門別に見ると、レファレンスシナリオでは 2050 年までに発電・産業部門の排出量が 2024 年比で約 50%減少する一方、運輸部門は 26%、その他部門は 12%の減少にとどまる。技術進展シナリオでは削減がさらに進み、発電部門はほぼ 100%、産業部門は 77%、運輸部門は 66%、その他部門は 43%減少する。このことから、中国全体の排出量の減少には幅広い部門が寄与するものの、特に発電部門の脱炭素化が大きな役割を果たす。

こうした排出削減の背景には、エネルギー需要の伸びの抑制と、エネルギー供給の低炭素化の双方がある。図 5-7 右の通り、GDP 当たり一次エネルギー消費量は継続的に低下しており、経済成長に対してエネルギー消費の伸びが抑制されることで、経済成長とエネルギー消費のデカップリングが進展する。このことが、経済成長が続く中でも CO₂排出量を減少させる一つの要因となる。加えて、一次エネルギー消費量当たり CO₂排出量も低下しており、エネルギー供給そのものの低炭素化が進む。特に発電原単位は 2020 年代後半以降に明確に低下しており、再生可能エネルギーなどの低炭素電源の導入拡大や発電効率の改善によって、電力供給の炭素集約度が低下する。このため、将来的に電力需要が増加する中でも、発電部門の CO₂排出量を削減することが可能となる。

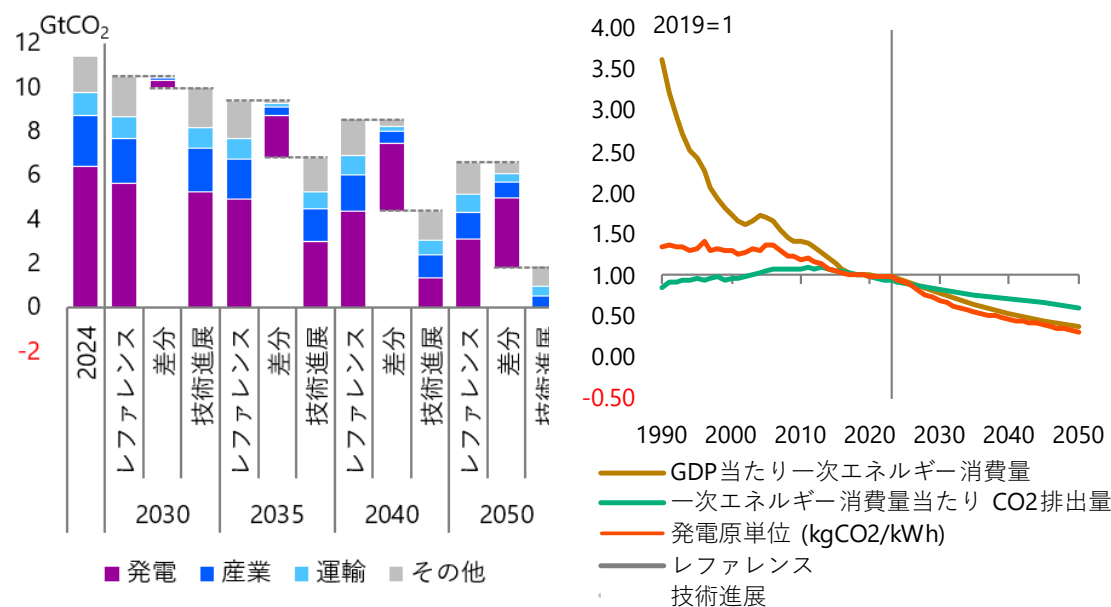
このように、中国では経済成長とエネルギー消費のデカップリングに加え、発電部門を中心としたエネルギー供給の低炭素化が進むことで、両シナリオともに CO₂排出量が減少する。さらに技術進展シナリオでは、これらの変化が一層進むことで、発電部

門だけでなく産業・運輸部門を含めた幅広い排出削減につながると考えられる。

図 5-7 | 中国の排出削減量および GDP 当たり一次エネルギー消費量等

部門別CO₂排出量

GDP当たりCO₂排出量などの指標



米国では、2024 年の CO₂排出量は 4.4 GtCO₂であり、このうち発電部門が 1.5 GtCO₂、産業部門が 0.4 GtCO₂、運輸部門が 1.6 GtCO₂、その他部門が 0.9 GtCO₂を占める（図 5-8 左）。特に運輸部門の排出量が多いことが特徴である。その後、CO₂排出量は両シナリオで減少するものの、その削減幅には大きな違いが生じる。2050 年の排出量はレファレンスシナリオで 2.9 GtCO₂まで減少する一方、技術進展シナリオでは 0.5 GtCO₂まで低下し、両シナリオの間には 2.4 GtCO₂の差が生じる。特に発電部門と運輸部門における排出削減が、この差を生み出す主要な要因となっている。

こうした排出量の減少には、エネルギー需要の抑制とエネルギー供給の低炭素化の双方が影響している。GDP 当たり一次エネルギー消費量は、2050 年には 2024 年比でレファレンスシナリオで約 4 割、技術進展シナリオで約 5 割低下し、経済成長に対してエネルギー消費の伸びが抑制される。背景には、機器・設備の効率改善や電化の進展などがあり、こうしたエネルギー需要の抑制が、レファレンスシナリオにおいても CO₂排出量が減少する一つの要因となっている。

加えて、一次エネルギー消費量当たり CO₂排出量は、2050 年には 2024 年比でレファレンスシナリオで約 3 割、技術進展シナリオでは約 8 割低下し、特に技術進展シナリオ

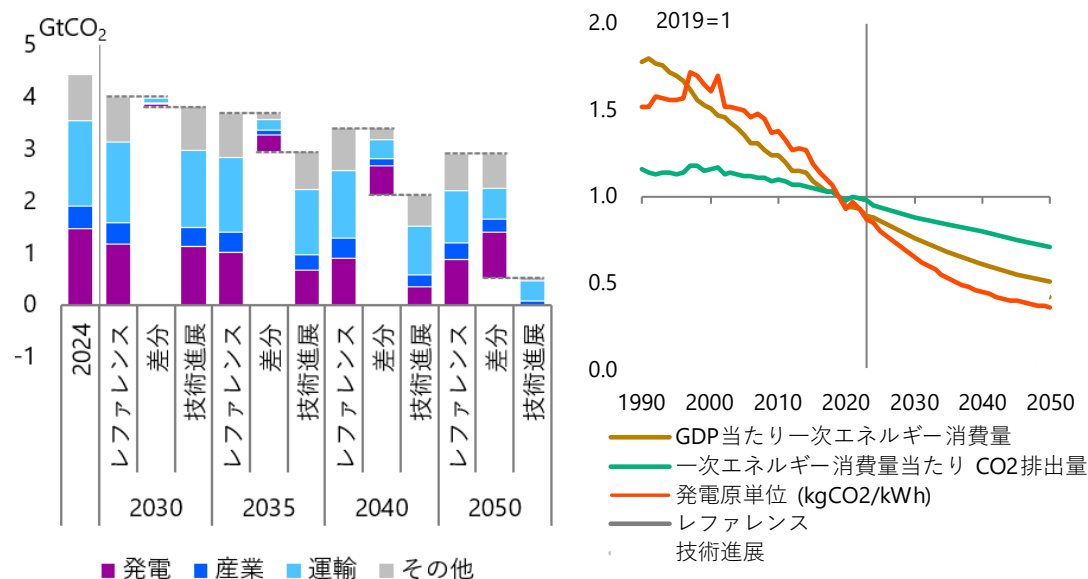
でエネルギー供給の低炭素化が大きく進む。なかでも発電原単位は両シナリオで継続的に低下するものの、技術進展シナリオではその低下が一層進み、発電部門の脱炭素化が大幅に進展する。背景には、再生可能エネルギーや原子力などの脱炭素電源への転換が進むことがあると考えられる。また、運輸部門においても電化などによって化石燃料の直接消費が減少するとともに、低炭素化された電力の利用拡大が排出削減につながると考えられる。

このように、米国では両シナリオでエネルギー効率の改善とエネルギー供給の低炭素化が進み、CO₂排出量は減少する。一方、技術進展シナリオでは、発電部門のさらなる脱炭素化に加え、運輸部門などの需要側における電化が進むことで、より大幅な CO₂排出削減が実現すると考えられる。

図 5-8 | 米国の排出削減量および GDP 当たり一次エネルギー消費量等

部門別CO₂排出量

GDP当たりCO₂排出量などの指標



インドでは、中国・米国と異なり、今後も高い経済成長とそれに伴うエネルギー需要の強い増加が見込まれる。このため、レファレンスシナリオでは2030年以降もCO₂排出量が増加を続け、2050年には4.8 GtCO₂に達する。一方、技術進展シナリオでは、レファレンスシナリオと同様の経済成長を前提としながらも、2030年の排出量は2024年の2.9 GtCO₂を上回るものの、2035年以降は減少に転じ、2050年には2.5 GtCO₂となる。その結果、2050年には両シナリオの間に約2.4 GtCO₂の排出量の差が生じる。こ

の差のうち、約半分は発電部門、産業・運輸部門がそれぞれ約 20%を占めており、特に発電部門の脱炭素化が重要な役割を果たす。

こうした排出パスの違いには、エネルギー需要の抑制とエネルギー供給の低炭素化の双方が影響している。GDP 当たり一次エネルギー消費量は、2050 年には 2024 年比でレファレンスシナリオで約 6 割、技術進展シナリオで約 7 割低下することから、経済成長に伴うエネルギー需要の増加は一定程度抑制される。しかし、レファレンスシナリオでは排出量が増加を続けることから、エネルギー効率の改善だけでは、急速な経済成長に伴うエネルギー需要の増加を相殺するには至らない。

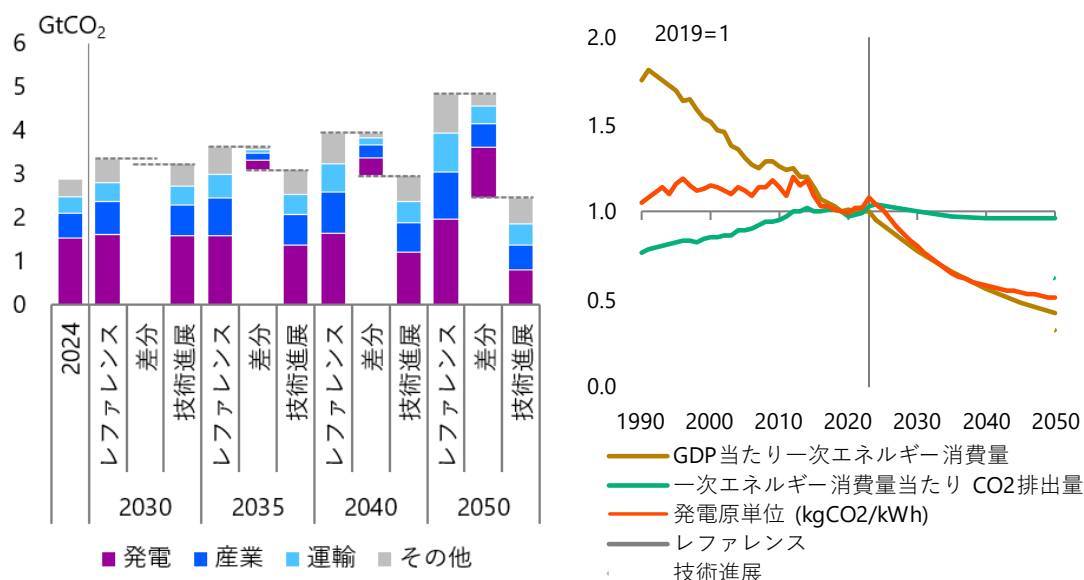
一方、一次エネルギー消費量当たり CO₂排出量は、2050 年には 2024 年比でレファレンスシナリオで約 1 割の低下にとどまるものの、技術進展シナリオでは約 4 割低下し、エネルギー供給の低炭素化が排出削減に大きく寄与する。特に発電原単位は、2024 年の約 0.73 kgCO₂/kWh から、2050 年にはレファレンスシナリオで約 0.36 kgCO₂/kWh と半減し、技術進展シナリオでは約 0.12 kgCO₂/kWh と約 6 分の 1 まで低下する。このことから、レファレンスシナリオにおいても発電部門の低炭素化は進展するものの、エネルギー需要の増加などにより、インド全体の排出量は増加を続ける。一方、技術進展シナリオでは、発電部門のさらなる低炭素化に加え、産業・運輸部門等でも排出削減が進むことで、2035 年以降の排出量の減少につながる。

このように、インドでは両シナリオでエネルギー効率の改善と発電部門の低炭素化が進むものの、レファレンスシナリオでは経済成長に伴うエネルギー需要の増加を相殺するには至らない。一方、技術進展シナリオでは、エネルギー供給のさらなる低炭素化と需要部門における排出削減が進むことで、経済成長と CO₂排出量の削減を両立すると考えられる。

図 5-9 | インドの排出削減量および GDP 当たり一次エネルギー消費量等

部門別CO₂排出量

GDP当たりCO₂排出量などの指標



5.3. 2°C目標の実現に向けて

気温上昇の見通し

技術進展シナリオと 2°C目標の整合性について、カーボンバジェット⁸⁵の概念を用いて定量的に評価する。具体的には、IEEJ Outlook 2026 の方法論を踏襲し、以下の 3 ステップで、技術進展シナリオの「2050 年までのエネルギー起源 CO₂ 排出量」を「ネットゼロ達成年までの総 CO₂ 排出量」に拡張した。

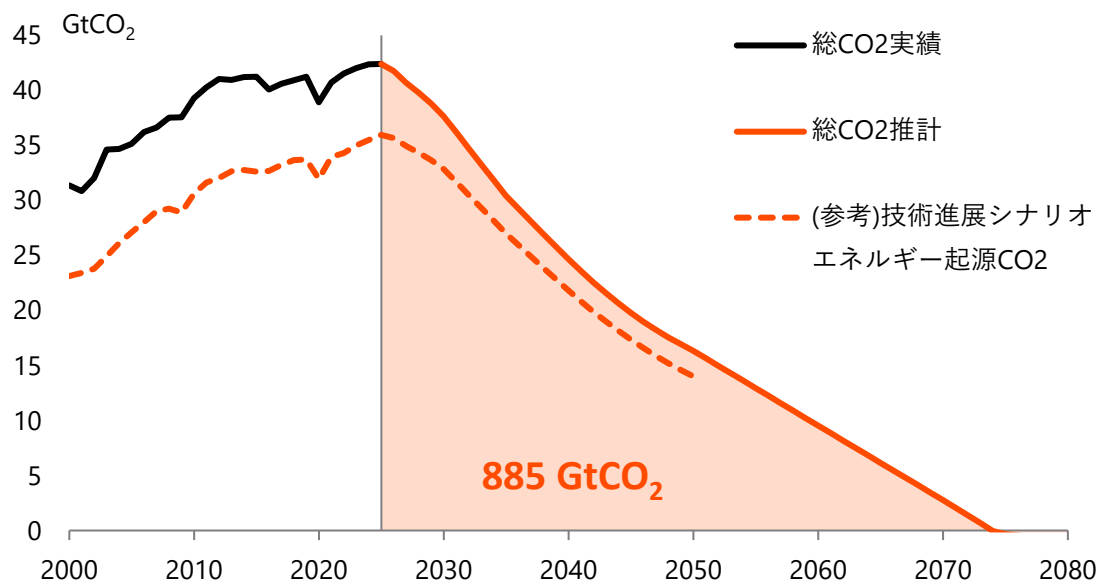
- ① 2051年以降のエネルギー起源CO₂排出量は、2050年の削減量(-0.58 GtCO₂/年)が継続すると想定して推計する。
- ② エネルギー起源以外のCO₂排出量(工業プロセス、土地利用変化及びフレアリング等)については、気候変動に関する政府間パネル(IPCC)第6次評価報告書(AR6)第3作業部会(WG3)の例示的緩和経路(IMP: Illustrative Mitigation Pathway)を参照する。IMPは様々な緩和強度のパスが想定されているが、エネルギー起源以外のCO₂排出量は若干保守的に見積もることとし、2020年提出の国が決定する貢献(NDC)に基づく気候政策に沿うModAct (Moderate Action)を用いる。

⁸⁵ カーボンバジェットとは、気温上昇を一定の確率で一定以下に抑えるための人為的な累積正味 CO₂ 排出量の最大値であり、そこから過去既に排出された量を差し引いたものを残余カーボンバジェットと呼ぶ。

③ エネルギー起源CO₂排出量とエネルギー起源以外のCO₂排出量を合計する。

推計した総 CO₂ 排出量は図 5- のようになり、2074 年にネットゼロとなる。また、2026 年以降からネットゼロ達成までの累積排出量は 885 GtCO₂ である。この値は、Global Carbon Budget (GCB) 及び Indicators of Global Climate Change (IGCC) による最新の残余カーボンバジェット⁸⁶と比較すると、2°C(50%確率)は下回っているが、IGCC 2025 による 2°C(67%確率)の残余カーボンバジェットは若干超過する(表 5-1)。この結果は IEEJ Outlook 2026 と同様であり、したがって同じ示唆が導出される。すなわち、技術進展シナリオは 2°C 目標と整合しているが、なるべく高い確率で 2°C 目標を満たすためには、技術進展シナリオを上回る削減可能性を引き続き模索する必要がある。

図 5-10 | 技術進展シナリオの 2050 年までのエネルギー起源 CO₂ 排出量を拡張して推計したネットゼロ達成年までの総 CO₂ 排出量



注: 「総CO₂実績」はGCB 2025より入手(2025年は推計値)。エネルギー起源以外のCO₂排出量は、IPCC AR5 WG3の例示的緩和経路(IMP)の一つであるModActに基づく。

⁸⁶ GCB 及び IGCC は国際的な研究プロジェクトであり、毎年残余カーボンバジェットを発表している。
GCB 2025: <https://globalcarbonbudget.org/gcb-2025/> (Friedlingstein et al., 2026),
IGCC 2025: <https://essd.copernicus.org/articles/18/3889/2026/> (Forster et al., 2026)

表 5-1 | 推計パスの累積 CO₂ 排出量と残余カーボンバジェットと比較

シナリオ		2026年以降の累積CO ₂ (GtCO ₂)
推計パス(ネットゼロ達成までの累積)		885
2°C (50%確率)	IPCC AR6 WG1(起点調整済)	1,100
	GCB 2025	1,055
	IGCC 2025	1,050
2°C (67%確率)	IPCC AR6 WG1(起点調整済)	900
	GCB 2025	記載なし
	IGCC 2025	860
1.7°C (50%確率)	IPCC AR6 WG1(起点調整済)	600
	GCB 2025	525
	IGCC 2025	500

注: IPCC AR6 第1作業部会(WG1)の残余カーボンバジェットは2020年が起点であるため、2020～2025年の6年分の排出250 GtCO₂を差し引いた値を記載。

残余カーボンバジェットとの比較では、CO₂ 排出量が今世紀中にネットゼロに到達しないシナリオや、ネットゼロ達成後に負の排出を継続することで気温上昇をピークアウトさせるオーバーシュートシナリオにおける気温上昇を推計することはできない。このため、本アウトLOOKでは、参考として簡易気候モデルを用いた気温上昇の試算も行った。ここでは、IPCC 第7次評価報告書(AR7)に向けた地球システムモデルによるシミュレーションの土台となる最新の排出シナリオ(van Vuuren et al., 2026)⁸⁷と、簡易気候モデル FaIR の実行を含む同論文の再現プログラム(Sanderson et al., 2026)⁸⁸を用いた。具体的には、まず、同論文の排出シナリオ(High (H)から Very Low (VL)まで7つ)の中から、レファレンス及び技術進展シナリオに近いエネルギー・工業プロセス起源 CO₂ 排出パスを持つシナリオを選定し、それぞれ Medium (M)及び Low (L)シナリオとした。

⁸⁷ Van Vuuren et al., “The Scenario Model Intercomparison Project for CMIP7 (ScenarioMIP-CMIP7)”, Geosci. Model Dev., 19, 2627–2656, 2026. <https://doi.org/10.5194/gmd-19-2627-2026>

⁸⁸ Sanderson et al., “Data used in the figures of the paper “The Scenario Model Intercomparison Project for CMIP7 (ScenarioMIP-CMIP7) ” by van Vuuren et al (2026)”, Zenodo, 2026. <https://zenodo.org/doi/10.5281/zenodo.20713982>

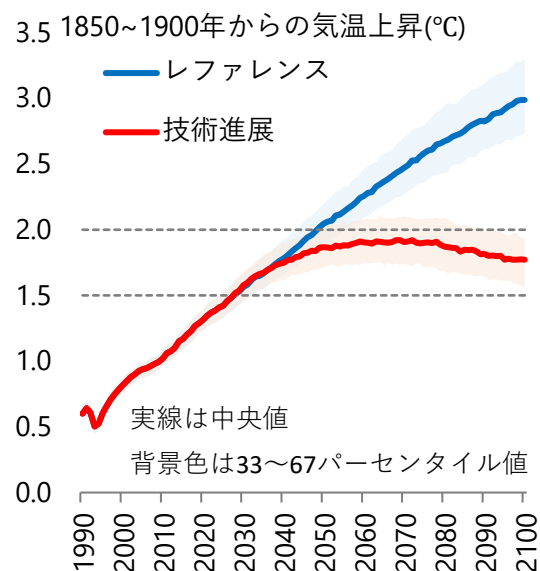
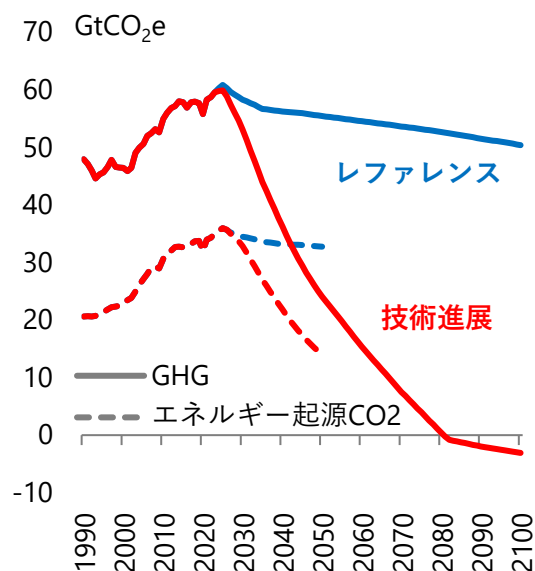
次に、それぞれの排出シナリオ(M 及び L)において、エネルギー・工業プロセス起源 CO₂のみ本アウトルックのシナリオで置き換えた。この際、IEEJ Outlook のエネルギー起源 CO₂ 排出量を 2100 年まで延長したうえで、工業プロセス起源を考慮した拡大率 110% (2023 年値で固定)を乗じた。

推計した温室効果ガス(GHG: greenhouse gas)排出量(図 5-11 左)は、IEEJ Outlook のエネルギー起源 CO₂ 排出パスを拡大・延長した形状に近い一方、エネルギー起源 CO₂ 以外の部門やガスが占める割合も大きく、それらは van Vuuren et al. (2026)による元の排出シナリオそのものであることに留意されたい。すなわち、本分析は IEEJ Outlook 以外の要因も大きいため、参考分析である。技術進展シナリオを反映した GHG 排出量に基づく世界平均気温の上昇は 2070 年頃にピークを迎え、中央値で 2°C を下回っており、カーボンバジェットを用いた分析結果と整合的である(図 5-11 右)。一方、レファレンスシナリオの下では気温はピークアウトすることなく上昇を続け、2100 年には中央値で 3°C に達する。

図 5-11 | 【参考分析】本アウトルックのエネルギー起源 CO₂ 排出量を反映した 2100 年までの温室効果ガス排出量及び世界平均気温

温室効果ガス排出量

世界平均気温



注: エネルギー及び工業プロセス起源 CO₂ 排出量以外の温室効果ガス排出量は、van Vuuren et al. (2026)の Medium シナリオ(レファレンス)及び Low シナリオ(技術進展)に基づく。世界平均気温は、同論文の再現プログラム(Sanderson et al., 2026)を活用し、簡易気候モデル FaIR を用いて推計。

G20 の NDC3.0 を反映した削減見通しの評価

パリ協定の締約国は、2035 年目標を含む NDC を 2025 年に通知することになっていた。それを踏まえてパリ協定締約国会合は、グローバルストックテイクとして、2028 年にパリ協定の目的達成に向けた共同の進捗を評価することとされており、2026 年 11 月の COP31 からプロセスが開始される。次の 2040 年目標を含む NDC は、このグローバルストックの結果を考慮することとされている。グローバルストックテイクの評価対象は「世界全体」としての進捗に限られているが、ここでは「個別」の NDC の評価を行いたい。G20 各国・地域からは、2035 年目標の NDC が次のとおり提出されている。

表 5-2 | G20 各国・地域の 2035 年目標 NDC

日付	国名	2035年目標	2030年目標	先進国 /途上国*
2024/11/13	ブラジル	ネット GHG 排出量 2005 年 (2.56Gt) 比59~67%減 (ネット GHG 排出量 1,050 ~ 850Mt)	ネット GHG 排出量 2005 年 (2.56Gt) 比53.1%減 (ネットGHG排出量1,200Mt)	途上国
2024/12/19	米国	ネット GHG 排出量 2005 年比 61%~66%減 (パリ協定から離脱)	ネット GHG 排出量 2005 年比 50%~52%減	先進国
2025/1/30	英国	ネットGHG排出量1990年比81% 減	ネットGHG排出量1990年比68% 減	先進国
2025/2/12	カナダ	ネット GHG 排出量 2005 年比 45%~50%減 (LULUCF等の算定 貢献を反映) (基準年排出量はグ ロス**)	ネット GHG 排出量 2005 年比 40%~45%減 (LULUCF等の算定 貢献を反映) (基準年排出量はグ ロス)	先進国
2025/2/18	日本	ネットGHG排出量2013年比60% 減 (基準年排出量はグロス)	ネットGHG排出量2013年比46% 減 (基準年排出量はグロス)	先進国
2025/9/18	オースト ラリア	ネット GHG 排出量 2005 年比 62%~70%減	ネットGHG排出量2005年比43% 減	先進国
2025/9/29	ロシア	ネット GHG 排出量 1990 年 比 33%~35%減	ネットGHG排出量1990年比30% 減	先進国
2025/10/24	南アフリ カ	ネットGHG排出量320~380Mt	ネットGHG排出量350~420Mt	途上国
2025/10/27	インドネ シア	ネット GHG 排出量 2019 年 (1,145,037Gg) 比 CPOS*** : 56.1%増 (1,787Mt) LCCP_L**** : 9.8%増 (1,258Mt) LCCP_H***** : 30.0 % 増 (1,489Mt)	ネット GHG 排 出 量 BAU (2,869Mt) 比 条件なし31.89%減 (1,953Mt) 条件付き43.20%減 (1,632Mt)	途上国

2025/11/3	中国	ネット GHG 排出量ピーク値比 7~10%減ほか	CO ₂ /GDP原単位2005年比65%減 ほか	途上国
2025/11/5	EU	ネット GHG 排出量 1990 年 比 66.25%~72.5%減	ネット GHG 排出量 1990 年 比 55% 減	先進国
2025/11/9	トルコ	ネット GHG 排出量 BAU 比 466Mt 減 (ネット GHG 排出量 643Mt)	ネット GHG 排出量 BAU (1,175Mt) 比 41%減 (ネット GHG 排出量 695Mt)	先進国
2025/11/17	メキシコ	ネット GHG 排出量 条件なし 364~404Mt 条件付き 332~363Mt	グロス GHG 排出量 BAU (991Mt) 比条件なし 35%減, 条件付き 40%減	途上国
2025/12/26	韓国	ネット GHG 排出量 2018 年 (742.3Mt) 比 53~61%減 (ネット GHG 排出量 348.9~ 289.5Mt)	GHG 排出量 2018 年 (727.6Mt) 比 40%減 (基準年はグロス、目標年はネ ット)	途上国
2025/12/31	サウジア ラビア	ネット GHG 排出量 2019 年 比 2040年 335Mt減 (ダイナミックベースライン *****のシナリオ1に基づく)	GHG 排出量 2019 年 比 278Mt減 (ダイナミックベースラインの シナリオ1に基づく)	途上国
2026/4/24	インド	GHG/GDP 原単位 2005 年 比 47% 減ほか	GHG/GDP 原単位 2005 年 比 45% 減ほか	途上国
	アルゼン チン	未提出	ネット GHG 排出量 条件なし 349Mt	途上国
	フランス	EUに含まれる	EUに含まれる	先進国
	ドイツ	EUに含まれる	EUに含まれる	先進国
	イタリア	EUに含まれる	EUに含まれる	先進国
	アフリカ 連合	各国で提出	各国で提出	途上国

* 先進国/途上国は国連気候変動枠組条約の区分による。

** グロス排出量：LULUCF（土地利用、土地利用変化及び林業）からの排出量・吸収量を含まない。ネットは、LULUCFを含む。

*** CPOS：現行政策シナリオ

**** LCCP_L：2060年ネットゼロ排出低経済成長シナリオ

***** LCCP_H：2060年ネットゼロ排出高経済成長シナリオ

***** ダイナミックベースライン：シナリオ1（炭化水素およびその派生物の輸出収入による経済多様化）とシナリオ2（炭化水素の持続的利用に基づく国内産業化の加速）からなる。

これら G20 各国・地域の NDC はそれぞれどの程度の強度なのか。その評価を、IEEJ Outlook のレファレンスと技術進展のエネルギー起源 CO₂排出量(エネ起 CO₂排出量)から推計したネット GHG 排出推計量との比較により行った。

対象国・地域は、G20 のうち、EU、日本、ロシア、米国、ブラジル、中国、インド、

インドネシア、韓国、オーストラリア、カナダ、英国、メキシコ、サウジアラビア、南アフリカである。対象から次の国・地域は除いている。

- ・ 2035 年 NDC を提出していないアルゼンチン、パリ協定を脱退した米国
- ・ IEEJ Outlook で排出量が個別に計算されていないトルコ、アルゼンチン
- ・ EU に含まれるフランス・ドイツ・イタリア
- ・ アフリカ連合

なお、米国については G20 全体の評価には含めなかったが、個別に 2030 年 NDC との比較評価を行った。G20 各国・地域の NDC の評価については、次表のとおりの方法で NDC とネット GHG 排出推計量を計算して、それらを比較することで行った。

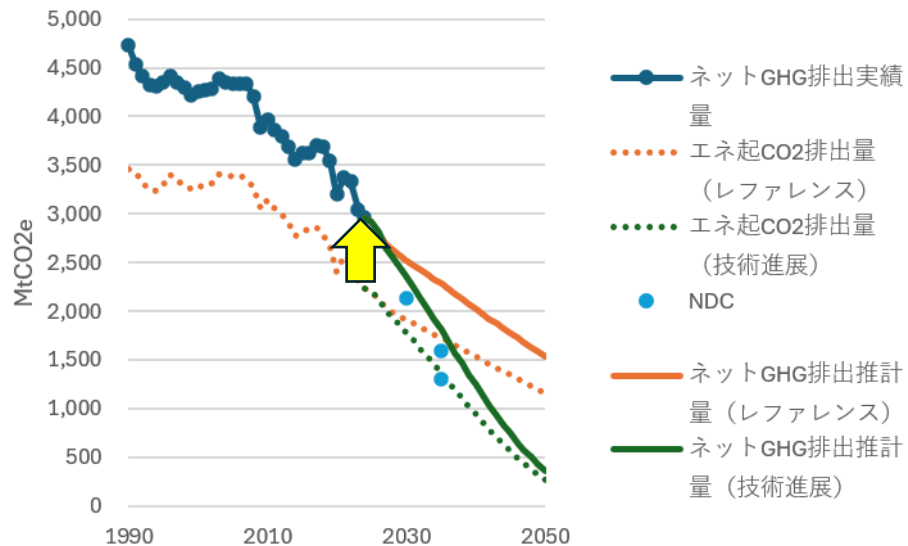
表 5-3 | NDC・ネット GHG 排出実績量・ネット GHG 排出推計量の計算方法

項目	計算方法
NDC	各国・地域の NDC の算定方法に従う。ただし、 ・ 中国の NDC 算定にあたっての排出量ピーク値は、ネット GHG 排出実績量が直近で得られる 2021 年値を使用 ・ GDP 当たり原単位目標を、IEEJ Outlook の GDP を使って、絶対量目標に変換（中国 2030 年、インド） ・ CO₂（燃料の燃焼と IPPU（工業プロセス及び製品の利用））目標を GHG 目標に変換（中国 2030 年） ・ グロス排出量目標（LULUCF（土地利用、土地利用変化及び林業）を含まない）をネット排出量目標（LULUCF を含む）に変換（メキシコ 2030 年）
ネット GHG 排出実績量	国家インベントリ文書（NID）または隔年透明性報告書（BTR）の CRT（Common Reporting Table）の数値を、各国・地域の NDC の算定方法に従い修正 ・ EU：国際航空と国際航運、間接 CO₂ 排出量*を含める ・ 日本：LULUCF の計算は京都議定書の方法、間接 CO₂ 排出量を含める ・ カナダ：LULUCF について、森林と伐採木材製品はレファレンスレベルとの差、その他はネット（基準年 2005 年との差分）
ネット GHG 排出推計量	IEEJ Outlook からの推計に当たっては、ネット GHG 排出実績量が得られる直近年のネット GHG 排出実績量とエネ起 CO₂ 排出量との比で、ネット GHG 排出推計量を推計。ただし、森林減少による排出量が多い国については、年ごとの森林伐採、森林火災等の影響を排除するため、ネット GHG 排出実績量とエネ起 CO₂ 排出量との比が最も小さい年の比で推計。

* 間接CO₂排出量：一酸化炭素（CO）、メタン（CH₄）及び非メタン揮発性有機化合物（NMVOC）は、長期的には大気中で酸化されて CO₂に変換される。これらの排出量を CO₂換算した値。

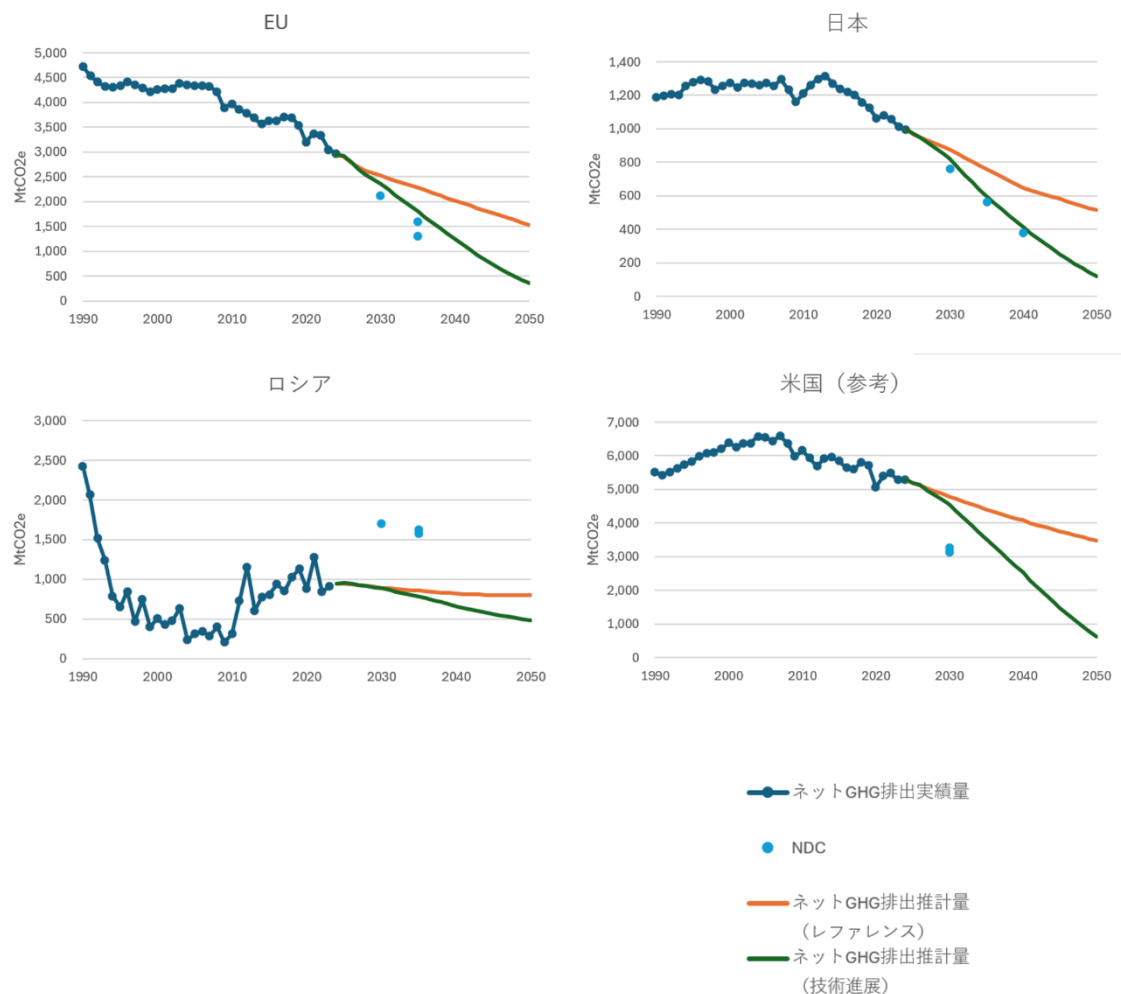
次の図は、EU の例について、直近年 2024 年のネット GHG 排出実績量とエネルギー起源 CO₂ 排出量との比 1.32 で、エネルギー起源 CO₂ 排出量を 1.32 倍して、2024 年以降のネット GHG 排出推計量を推計していることを示している。

図 5-12 | エネ起 CO₂ 排出量からのネット GHG 排出推計量の推計



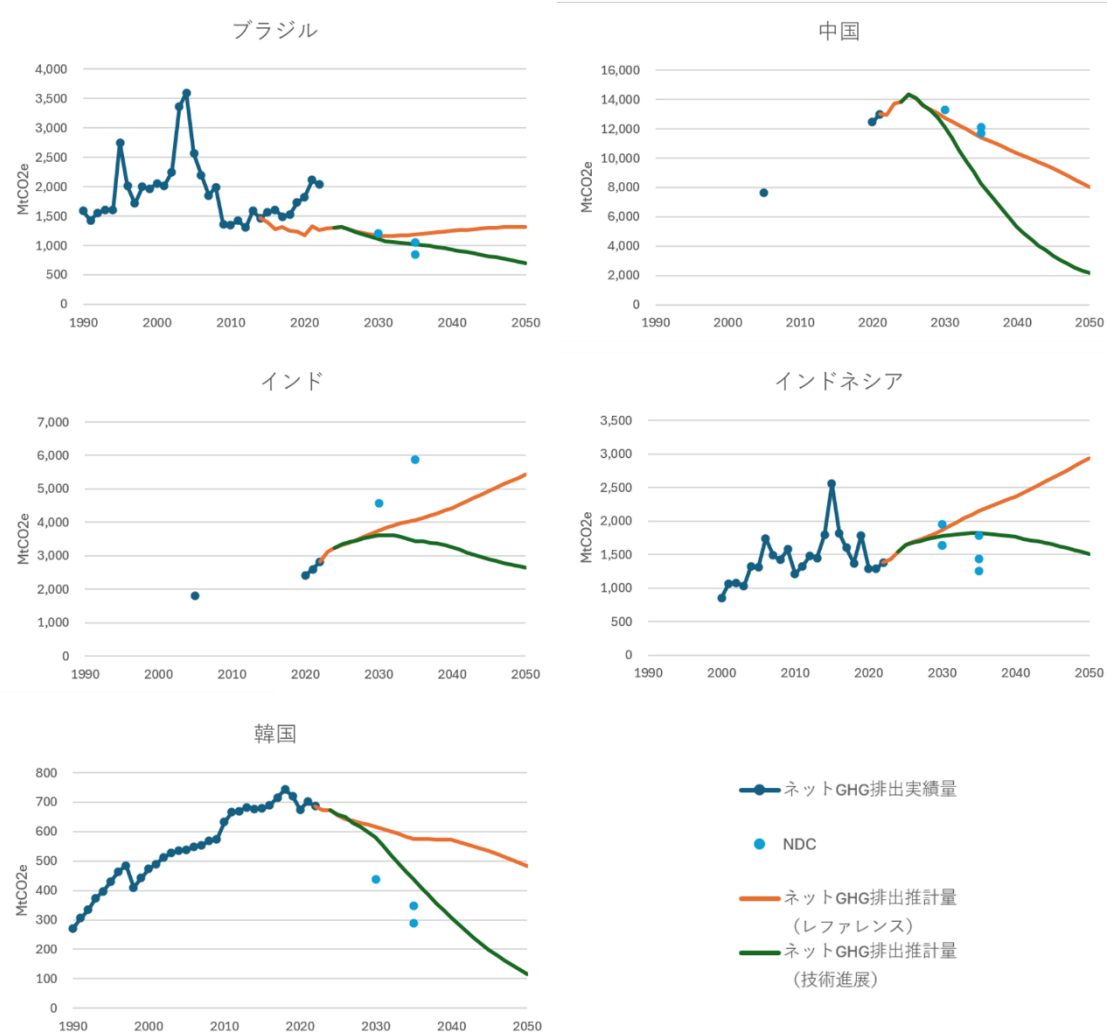
先進国について、NDC とネット GHG 排出推計量を比較したものが次の図である。EU・日本は、NDC がネット GHG 排出推計量（技術進展）より厳しく設定されている。ロシアは、NDC がネット GHG 排出推計量（レファレンス）より緩い。なお、米国の 2030 年目標 NDC は、ネット GHG 排出推計量（技術進展）よりも厳しく設定していた。

図 5-13 | 先進国の NDC とネット GHG 排出推計量の比較



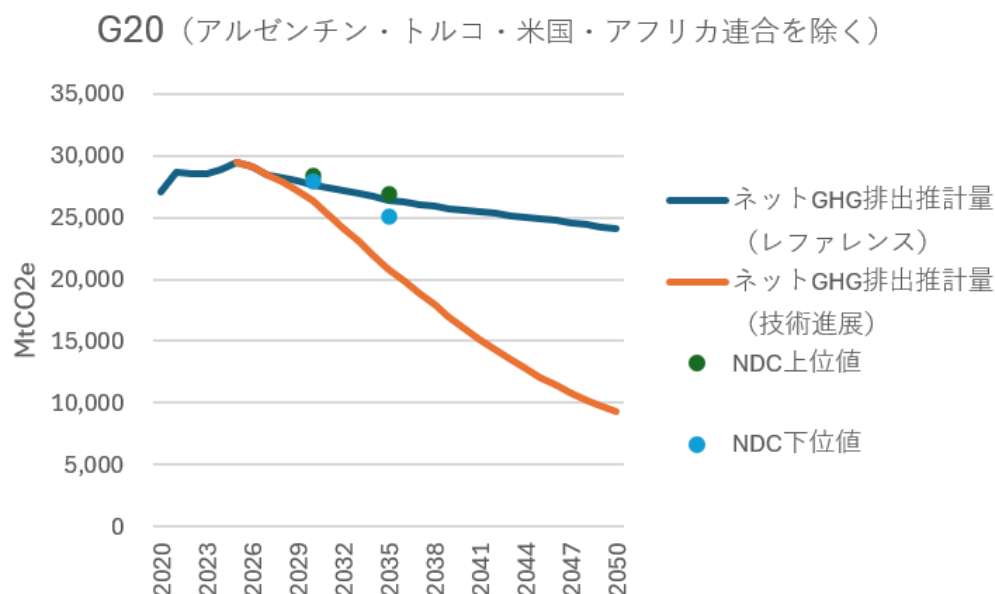
新興・途上国について、NDC とネット GHG 排出推計量を比較したものが次の図である。韓国の NDC はネット GHG 排出推計量（技術進展）よりも厳しく、インドネシア・ブラジルの NDC はネット GHG 排出推計量（技術進展）にほぼ沿った形で設定されている。その一方で、中国の NDC はネット GHG 排出推計量（レファレンス）にほぼ沿っており、インドの NDC はネット GHG 排出推計量（レファレンス）より緩く設定されている。中国とインドには、ネット GHG 排出推計量（技術進展）に沿った NDC 設定が求められる。

図 5-14 | 新興・途上国の NDC とネット GHG 排出推計量の比較



G20 全体の NDC とネット GHG 排出推計量を比較したものが次の図である。G20 全体としては、NDC はネット GHG 排出推計量（レファレンス）と同程度の水準である。温度上昇を 2℃に抑えるためには、ネット GHG 排出推計量（技術進展）に沿った NDC を設定していく必要がある。NDC とネット GHG 排出推計量（レファレンス）が同程度となっている背景には、中国とインドの排出量の割合が大きいことがある。G20 全体の排出削減パスを温度上昇 2℃と整合させるためには、特に、中国とインドはより高い目標を目指すことが期待される。

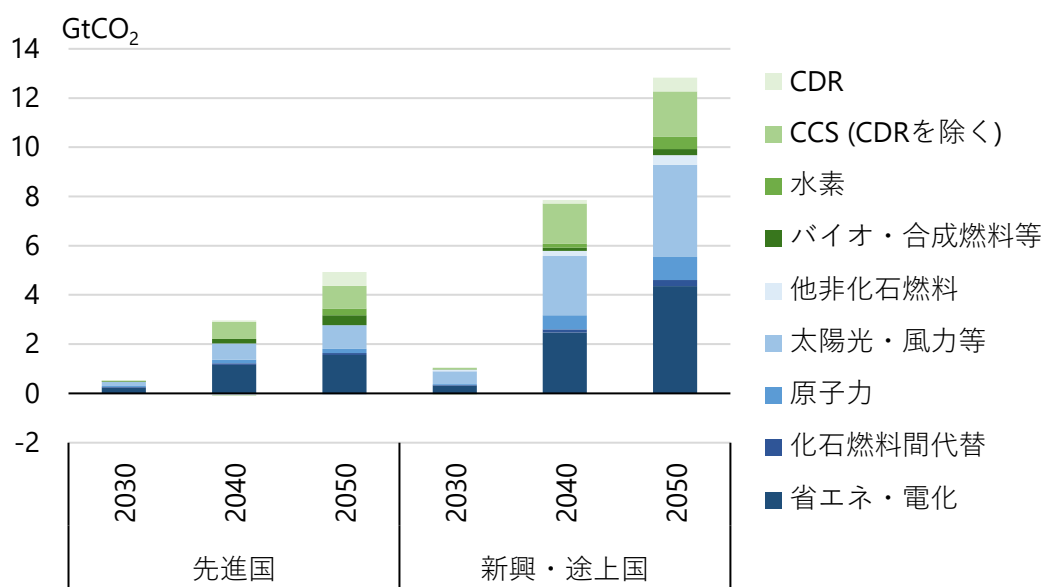
図 5-15 | G20 全体の NDC とネット GHG 排出推計量の比較



排出削減の要因分解

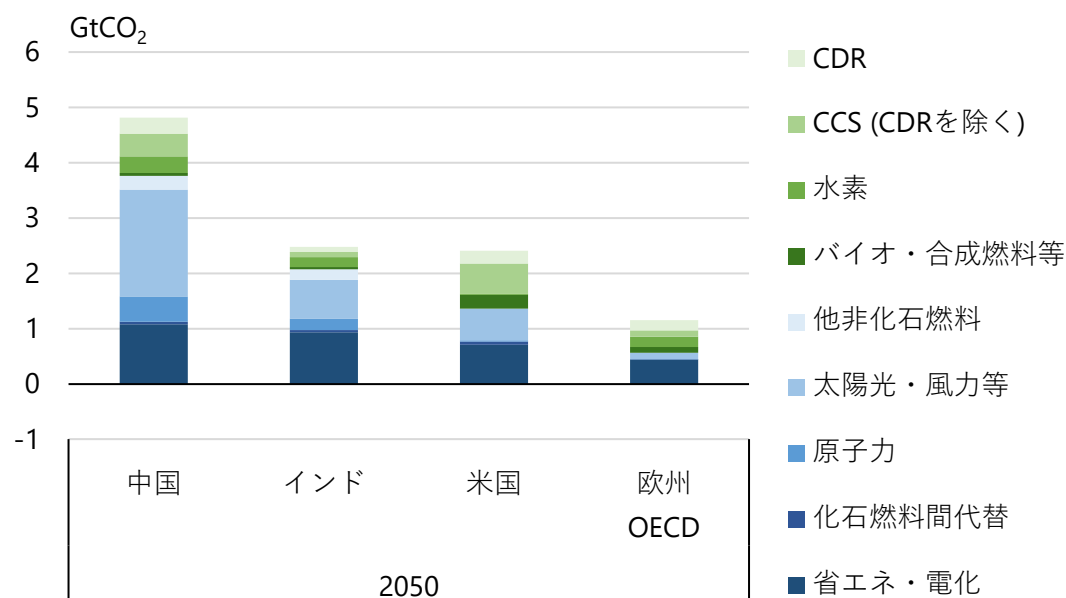
レファレンスシナリオと技術進展シナリオの排出量の差分の要因分解を行うことで、技術進展シナリオないし 2°C目標の達成に向けて追加的に必要となる削減技術を明らかにする。図 5-16 を見ると、先進国では、2040 年以降、CCS (CDR Carbon Dioxide Removal)、水素及びバイオ・合成燃料等の先進的技術(緑色系統の凡例)による削減貢献が増加し、2050 年には全体の半分弱を占める。一方、新興・途上国では、省エネ・電化及び太陽光・風力等といった既に普及している技術(青色系統の凡例)による削減貢献が大きな割合を占め続ける。

図 5-16 | 排出削減の要因分解(レファレンスー技術進展): 先進国・新興・途上国別



2050 年の結果を主要国・地域別に見ると(図 5-17)、中国は太陽光・風力等、インドは省エネ・電化、米国は CCS (CDR 含む)、欧州 OECD は水素の削減貢献が占める割合が相対的に大きく、各国の特徴を見て取れる。

図 5-17 | 排出削減の要因分解(レファレンスー技術進展): 主要国・地域別



技術進展シナリオの限界削減費用

世界全体のエネルギーシステムを対象としたコスト最小化型線形計画モデルを用いて、技術進展シナリオにおける国・地域別のエネルギー起源 CO₂ を排出制約として課した場合の限界削減費用を推計した。技術進展シナリオにおけるエネルギー起源 CO₂ の限界削減費用は世界全体で 123 USD (2015 年価格)/tCO₂ であり、IPCC AR6 WG3 における 2°C 目標(50%確率)の CO₂ 限界削減費用と整合的である(表 5-4)。一方で、排出量取引制度(ETS: Emissions Trading System)及び炭素税は近年新興・途上国でも導入が進んでいるが、カーボンプライスの加重平均値は 21 USD (2026 年価格)/tCO₂ にとどまっている。もちろん、排出削減の政策手法は ETS や炭素税だけではないが、技術進展シナリオひいては 2°C 目標達成のためには、新興・途上国を含む全ての国で、段階的な政策強度の引き上げが必要となる。

表 5-4 | CO₂ 限界削減費用及びカーボンプライスの比較

文献	シナリオ等	地域	対象年	水準 (USD/tCO ₂)
IEEJ Outlook 2027	技術進展	世界(加重平均)	2050	123
		先進国(加重平均)	2050	164
		新興・途上国(加重平均)	2050	109
IPCC AR6 WG3	2°C (50%確率)	世界	2050	約120
	2°C (67%確率)	世界	2050	210 (140-340)
	1.5°C (50%確率)	世界	2050	630 (430-990)
World bank, State and Trends of Carbon Pricing 2026	ETS、炭素税	世界(加重平均)	2026	21
	炭素税	ノルウェー	2026	170

注: IEEJ Outlook 2027及びIPCC AR6 WG3は2015年実質価格、World bankは2026年実質価格。IEEJ Outlook 2027はエネルギー起源CO₂が対象で、表中の値はレファレンスシナリオの排出量による加重平均値。IPCC AR6 WG3の括弧内の値は25から75パーセンタイル値であるが、2°C(50%確率)の数値はIPCC AR6 WG3報告書の本文に記載がないため、同報告書Figure 3.32より中央値を読み取った値を記載。

二酸化炭素除去（Carbon Dioxide Removal: CDR）と適応の重要性

気温上昇を 2°C に抑えていくには、温室効果ガスの削減が中心となるが、大気から二酸化炭素を除去する CO₂ 除去（Carbon Dioxide Removal: CDR）も重要な役割を果たす。また、2°C 上昇であっても、気候変動影響・被害を抑える適応が重要になってくる。

CDR

2026 年の『二酸化炭素除去の現状第 3 版』⁸⁹ 報告書から、CDR の現状とシナリオに応じて 2050 年に必要になってくる CDR 量を示したのが次の表である。現状では、新規植林/再植林などの従来型 CDR が 2,200 Mt に対して、BECCS や DACCS などの新型 CDR は 1 Mt に過ぎない。報告書では、実証資金は数か国に集中し、従来型 CDR および新型 CDR のクレジット購入のほとんどを 1 購入者（マイクロソフト社）が占めているとされている。2°C相当のシナリオで 2050 年に 1,600 Mt の新型 CDR が必要となる。また、IEEJ Outlook の技術進展シナリオでも、BECCS・DACCS の二酸化炭素除去(CDR)量は 2050 年で 1,063Mt とされている。いずれにせよ、2°C相当のシナリオに向けては、2050 年段階で 1,000 Gt 以上の新型 CDR が必要とされるが、現状の 1Mt とは大きな乖離がある。現段階から、新型 CDR の今後の拡大を目指して、コストの削減や支援などに取り組んでいくことが重要である。

表 5-5 | 2025 年の CDR 量と 2050 年のシナリオ上の CDR 量

		2025 年	2050 年「目標・ 約束シナリオ」 (2°C相当)	2050 年「最高野 心シナリオ」 (1.5°C相当)
従来型 CDR	新規植林/再植林	2,200Mt	4,300Mt	5,600Mt
	その他（土壌炭素 隔離など）			
新型 CDR	バイオ炭	0.49Mt	1,600Mt	3,500Mt
	BECCS*	0.51Mt		
	DACCS**	0.0015Mt		
	その他	0.0560Mt		
全体		2,201Mt	5,900Mt	8,800Mt

* BECCS: Bio Energy with Carbon Capture and Storage（CCS付きバイオエネルギー）

** DACCS: Direct Air Carbon Capture and Storage（直接大気回収）

注：従来型CDRと新型CDRのシナリオ値は中央値で、その合計は全体の中央値に一致しない。

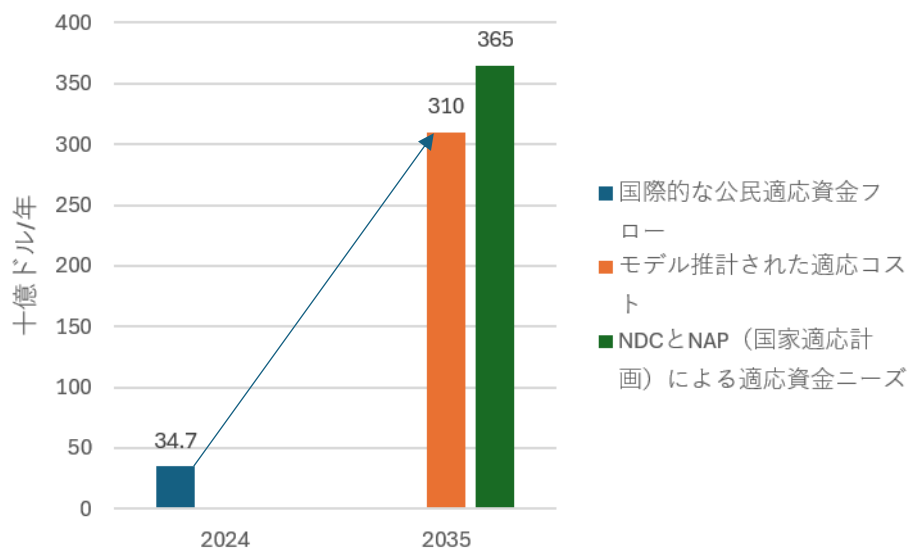
出所: Edwards, M. R., et al. (2026). The State of Carbon Dioxide Removal 3rd Edition 2026. DOI: 10.17605/OSF.IO/ZRD65から作成.

⁸⁹ Edwards, M. R., et al. (2026). The State of Carbon Dioxide Removal 3rd Edition 2026. DOI: 10.17605/OSF.IO/ZRD65.

適応

UNEP『2025 年適応ギャップレポート』⁹⁰は、途上国で 2035 年に、モデル推計された適応コストで 3,100 億ドル、NDC と NAP（国家適応計画）による適応資金ニーズで 3,650 億ドルの適応資金が必要としたが、2024 年現在、実際の国際的な公民適応資金フロー⁹¹は 347 億ドルに過ぎない。なお、2035 年のモデル推計された適応コストは、RCP4.5 シナリオ⁹²（温度上昇 2～3℃相当）について推計されているが、適応コストは異なるシナリオでも 2035 年といった短期では違いは小さい。適応資金の拡大が重要であり、途上国向けでは緩和に比し公的資金の役割が大きい。

図 5-18 | 途上国向けの適応資金ギャップ



出所: OECD (2026). Climate Finance Provided and Mobilised by Developed Countries in 2013-2024.

<https://doi.org/10.1787/ab5eb9ad-en>およびUNEP (2025). Adaptation Gap Report 2025.

<https://wedocs.unep.org/20.500.11822/48798>から作成。

適応は、途上国についてだけでなく、先進国でも必要である。具体的な適応策を、日本を例としてみる。日本では、2018 年の気候変動適応法に基づき、気候変動適応計画の策定や気候変動影響評価が行われている。環境省『第 3 次気候変動影響評価報告書』⁹³では、重大性・緊急性およびそれらの確信度から、「特に優先的に対応が必要な項目」

⁹⁰ UNEP (2025). Adaptation Gap Report 2025. <https://wedocs.unep.org/20.500.11822/48798>.

⁹¹ OECD (2026). Climate Finance Provided and Mobilised by Developed Countries in 2013-2024. <https://doi.org/10.1787/ab5eb9ad-en>.

⁹² RCP は representative concentration pathway（代表的濃度経路）。数値は 2100 年頃のおおよその放射強制力（単位は W/m²）を表す。

⁹³ 環境省（2026）“第 3 次気候変動影響評価報告書（2025 年度版）”

が示されている。それら「特に優先的に対応が必要な項目」を中心に、次の表のような適応策が必要とされている。

表 5-6 | 日本における特に優先的に対応が必要な項目等とそれに対する適応策

項目	影響		適応策
水環境・水資源	水供給（地表水）	渇水の増加・農業用水等の不足	ダム等の水資源開発施設の整備等
自然災害・沿岸域	洪水	洪水の発生地点数の増加	河道掘削、堤防、流域の持つ保水・洪水機能の確保、ピロティ*建築等
	内水	内水氾濫の可能性の増加・浸水時間の長期化	下水道の排水能力の増強、土地のかさ上げ・ピロティ化等
	土石流・地すべり・土砂流出等	時間降水量の増加による土砂災害発生件数の増加	土砂災害の増加に対応した施設整備、深層崩壊の発生の早期把握、空中電磁探査など
	健康	暑熱	気温上昇に伴う、熱中症による救急搬送者数・志望者数の増加等
産業活動・経済活動	エネルギー産業	夏季の冷房需要の増加、自然災害に伴う大規模停電等	更なる供給力等の対応力の確保、BCPの策定と運用、施設の水密化・レジリエンス強化等
国民生活・都市生活	インフラ・ライフライン等	大雨・台風等による電気・ガス・水道などのライフラインの寸断	供給力の確保や地域間連携の強化、緊急配送用タンクローリーの整備、燃料タンク自家発電機の整備支援等

* ピロティ：2階以上の建物において地上部分が柱（構造体）を残して外部空間とした建築形式、またはその構造体。フランス語で杭、柱列の意味。

出所 環境省 (2026).第3次気候変動影響評価報告書（2025年度版）から作成

エネルギー産業・インフラに関しては、暑熱について、エアコンの使用、夏季の冷房需要の増加に対応した更なる供給力等の対応力の確保が求められている。また、大雨・台風等による電気・ガス・水道などのライフラインの寸断に対しては、供給力の確保や地域間連携の強化、施設の水密化・レジリエンス強化、事業継続計画（BCP）の策定と運用等が求められている。

一方、EU では、2021 年に EU 適応戦略が採択されている。この原則・目的を具体化するため、EU は新たな「ヨーロッパ気候レジリエンス・リスク管理についての統合枠組み」に関して作業を行っている。この枠組みは、個々の加盟国と EU 全体を対象とする政策パッケージからなり、早ければ 2026 年 10 月に採択される計画である。2026 年 9

月の von der Leyen 欧州委員会委員長による 2026 年の施政方針演説(State of the Union: SOTEU) では、適応が強調された。ヨーロッパでは自然災害損失の 25%しか民間保険の対象になっていないことから、保険会社、投資会社、リスクモデラー、公的機関および再保険会社からなる「気候保険連盟」の設立や、早期警報システム、健康危機管理、都市適応・冷却などからなる「ヨーロッパ熱波計画」の策定が提案された。

6. エネルギー関連投資

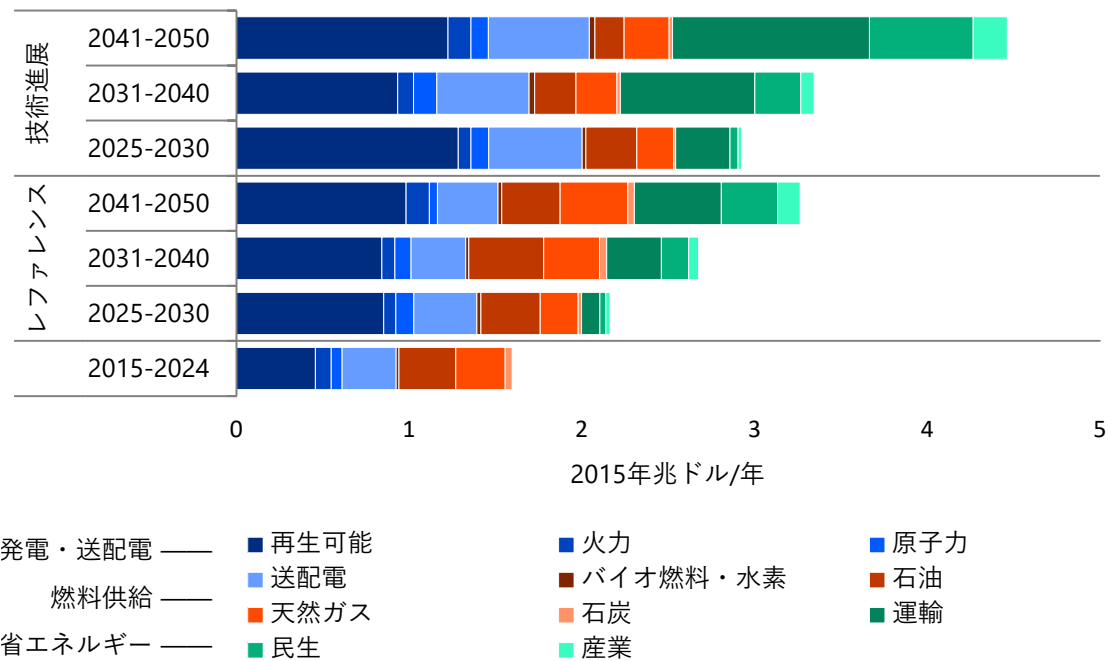
6.1. 近年のトレンドと今後の見通し

エネルギー関連の投資額では、石油・天然ガス生産や再生可能エネルギーに関わるものが多くを占めている。直近 10 年間(2015 年～2024 年、以下同じ)は、再生可能エネルギーや送配電設備などの電力インフラストラクチャー、石油や天然ガスの生産に関わる設備に対する投資が主に行われてきた。2020 年代(2025 年～2030 年、以下同じ)以降は、カーボンニュートラルに向けた動きが加速することで再生可能エネルギー設備の資本費(単価)が大幅に低下し、それがまた再生可能エネルギーへの投資を促進する。特に、国連気候変動枠組条約第 29 回締約国会議(COP29)においては、2030 年までに世界全体で再生可能エネルギー設備容量を 3 倍にするという国際的な目標の実現に向け、送電網や蓄電設備の拡充に関する誓約が提案され、60 か国以上が賛同した。こうした国際的な合意は、再生可能エネルギー関連投資のさらなる拡大を後押しすると見込まれる。また、化石燃料依存からの脱却に向けて、省エネルギー設備への投資も進んでいく。一方、化石燃料についても、新興・途上国で需要が増加するレファレンスシナリオのみならず、技術進展シナリオにおいても安定供給のために投資を続ける必要がある。

レファレンスシナリオでの投資額⁹⁴は、直近 10 年間の年平均 1 兆 6,000 億ドル(2015 年実質価格、以下同じ)から、2040 年代の年平均では 3 兆 3,000 億ドルへと約 2.0 倍に増加する(図 6-1)。技術進展シナリオでは、再生可能エネルギーや省エネルギー設備などへのさらなる投資が求められ、2040 年代に必要となる年平均投資額は、直近 10 年平均を 2 兆 9,000 億ドル上回る 4 兆 5,000 億ドルとなる。こうしたことにより、2050 年までに世界全体で必要となるエネルギー投資の累積額は、95 兆 6,000 億ドルに達する。

⁹⁴ ここでの投資額は各年におけるエネルギー技術の新規導入量と資本費によって推計したものであり、過去の投資額は計算による推定値である。

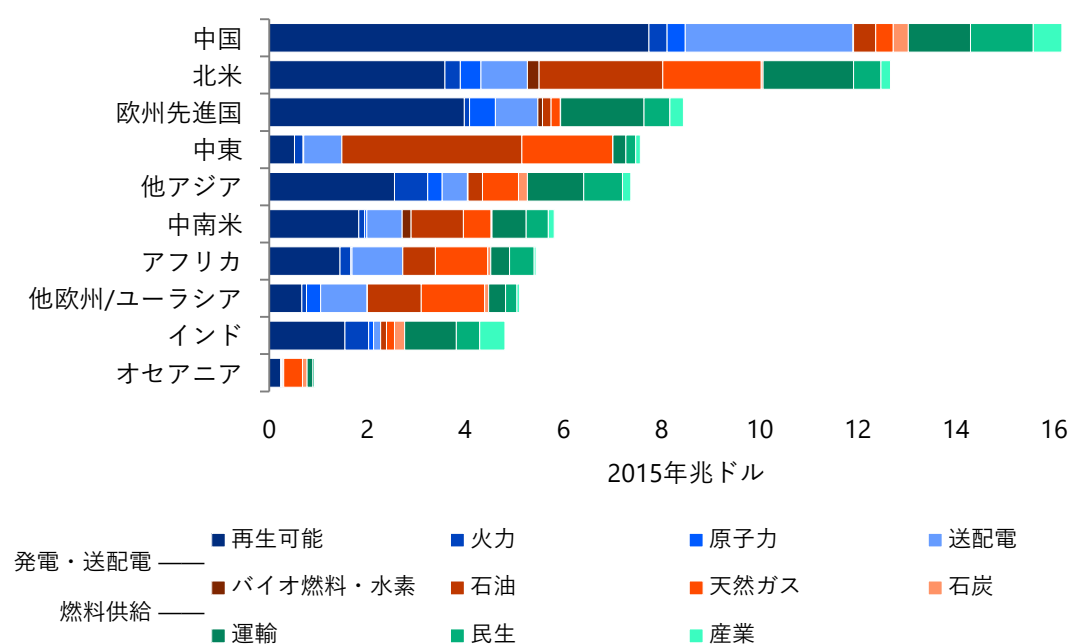
図 6-1 | 世界のエネルギー関連投資



注: 2015年～2024年は実績推計値、2015年実質価格

エネルギー関連の投資額は地域による特色がある(図 6-2)。例えば、化石燃料依存からの脱却に向けた動きが進んでいる欧州先進国においては、再生可能エネルギーや省エネルギーに対する投資額が 7 割以上を占めている。他方、同じ先進国でも化石燃料の供給地域であるオセアニアでは、石油や天然ガス生産への投資が占める割合が全体の半分程度あり、再生可能エネルギーに対する投資は 2 割程度にとどまる。同じく化石燃料供給地域である中東では、石油や天然ガス生産への投資が 7 割と突出しており、再生可能エネルギーや省エネルギー投資は 1 割程度である。また北米では、再生可能エネルギーの投資が 3 割ある一方、シェールオイル・ガスの開発など化石燃料の生産に対する投資は 3 割以上を占める。中国では、2030 年までの二酸化炭素(CO₂)排出のピークアウト、2060 年までのカーボンニュートラルを目指す国家戦略「3060 目標」の下、再生可能エネルギー設備への投資が加速し、全体の半分程度を占める。加えて送配電に対する投資額も大きく、これらにより中国の累積投資額は、国・地域別で最大となる。成長著しいインドは、省エネルギーへの投資が 3 割弱、再生可能エネルギーへの投資が 2 割弱となる中、電力需要増大に対応する送配電網の新設のため、送配電への投資が最大シェアを占める。

図 6-2 | 地域別エネルギー関連投資 [レファレンスシナリオ、2024 年～2050 年累積]



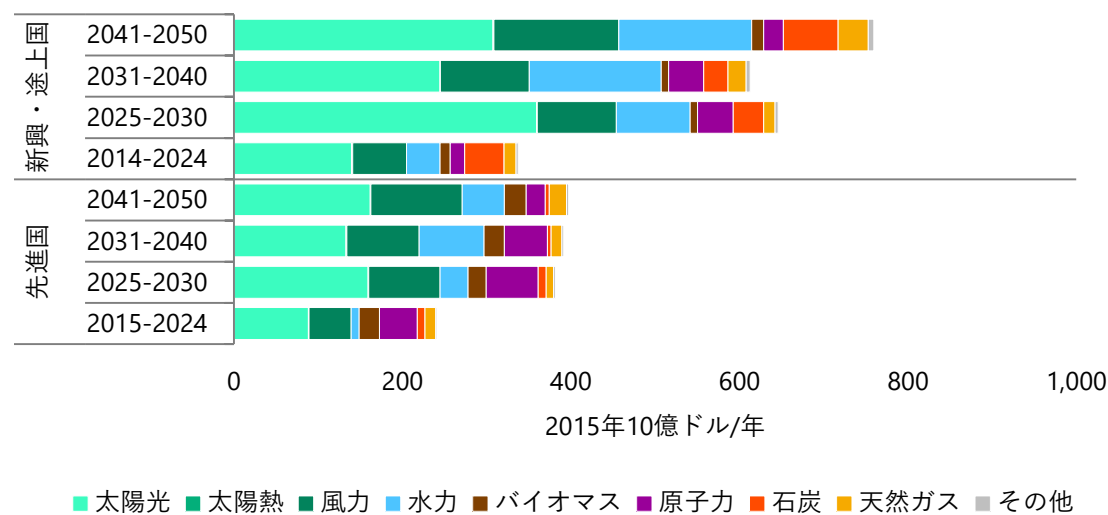
注：2015年実質価格

6.2. 電力投資

新興・途上国を中心に再生可能エネルギーへの投資は増大

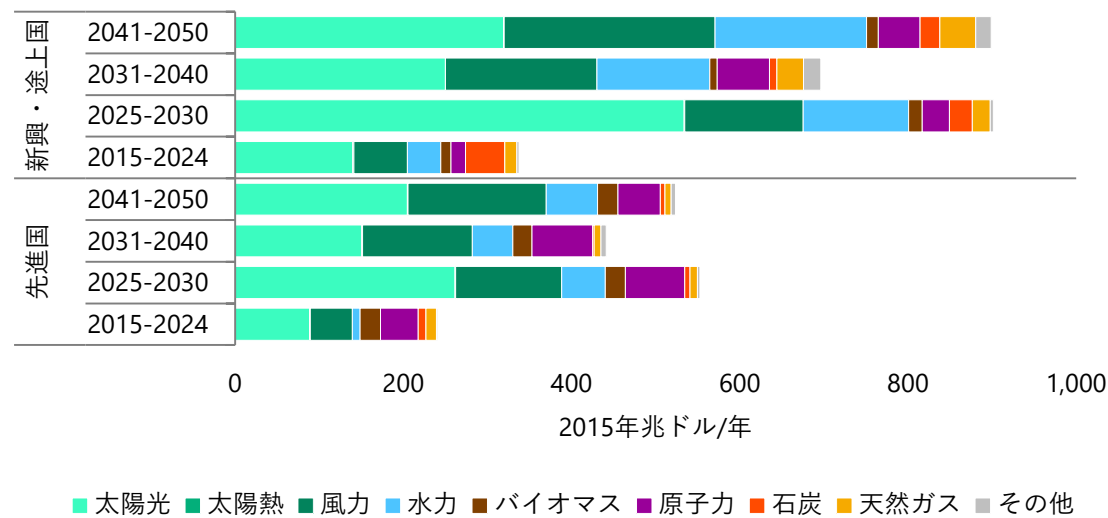
発電分野に関わる投資のうち、投資額が最も大きい分野は再生可能エネルギーである(図 6-3、図 6-4)。直近 10 年間は、固定価格買取制度やネットメータリングなどによって多くの地域で再生可能エネルギーへの投資が盛んに行われた。2020 年代以降は、レファレンスシナリオ、技術進展シナリオともに、新興・途上国における投資額の増大が顕著となる。レファレンスシナリオでは、先進国、新興・途上国ともに 2020 年代以降の年平均投資額は、直近 10 年間よりも増加する。2020 年代は、各国が「国が決定する貢献」(NDC)達成に向け、太陽光や風力など再生可能エネルギーを中心に投資拡大が続く。その結果、年平均投資額は直近 10 年間に比べて、先進国では約 1.6 倍、新興・途上国では約 2.3 倍と大きく増加する。2030 年代は、太陽光パネルの低価格化や風車の大型化など、発電容量当りの資本費の低下により先進国、新興・途上国ともに年平均の投資額は低下するが、2040 年代に入ると設備容量の増強が進み、再び増加に転じる。先進国では、太陽光や風力、原子力への投資が主となる。また化石燃料電源のうち、天然ガス火力への年平均投資は 2040 年代まで拡大が続く。新興・途上国では、太陽光や風力に加え水力への投資が続く。加えて、化石燃料電源のうち石炭火力への投資が多く、2040 年代の年平均投資額では天然ガス火力への投資を上回って推移する。

図 6-3 | 発電分野の投資 [レファレンスシナリオ]



注: 2015年～2024年は実績推計値、2015年実質価格

図 6-4 | 発電分野の投資 [技術進展シナリオ]



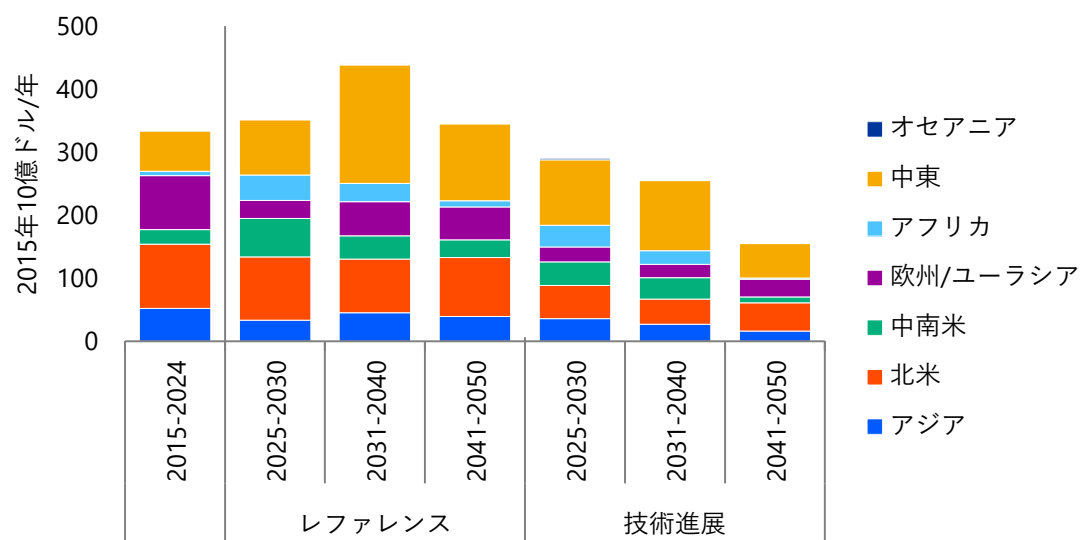
注: 2015年～2024年は実績推計値、2015年実質価格

技術進展シナリオでは、レファレンスシナリオと比較し、太陽光や風力などの導入が特に増加する。これらへの投資額増加が、技術進展シナリオの年平均投資額全体の増加を牽引する。

6.3. 石油投資、天然ガス投資

カーボンニュートラルや、化石燃料供給におけるロシアなど特定地域への依存脱却の動きがあるものの、特に新興・途上国において需要が増加する石油、天然ガスに対する投資は、必ずしも減少しない。石油への年平均投資は、レファレンスシナリオでは、需要拡大を受けて中東を中心に増加し、2030 年代には直近 10 年間の 1.3 倍程度となる。2040 年代には減少に転ずるものの、新興・途上国を中心とした根強い需要により、その年平均投資額は、直近 10 年間よりも多くなる(図 6-5)。一方、技術進展シナリオでは、輸送用燃料の省エネルギーの進展やバイオ燃料などへの燃料転換が加速することで、2020 年代以降の年平均投資額は直近 10 年間で下回り、減少傾向で推移していく。その結果、2040 年代は、直近 10 年間の半分程度まで減少する。

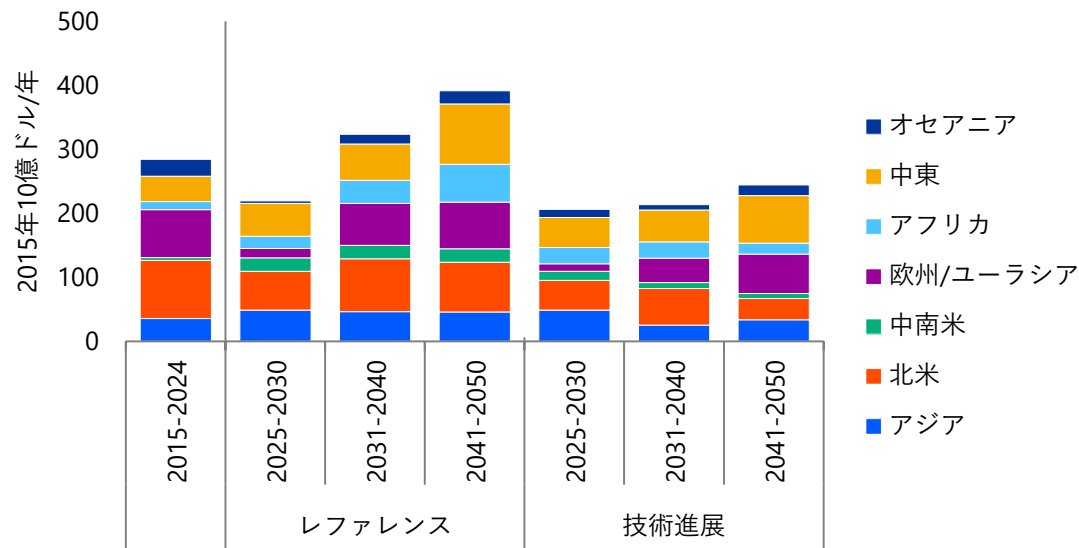
図 6-5 | 石油分野の投資



注: 2015年～2024年は実績推計値、2015年実質価格

天然ガスへの年平均投資は、レファレンスシナリオでは、需要増加を踏まえて北米や中東、ロシアなど欧州・ユーラシアを中心に拡大傾向が継続し、2040 年代には直近 10 年間の約 1.4 倍に増大する(図 6-6)。一方、再生可能エネルギーや原子力がさらに増大する技術進展シナリオでは、2020 年代以降は直近 10 年間の年平均投資額を下回って推移する。しかし、いったん減少した後は、新興・途上国での需要増を背景に 2040 年代まで緩やかな増加傾向が続き、北米や中東、欧州/ユーラシアへの投資がその増加を牽引する。

図 6-6 | 天然ガス分野の投資

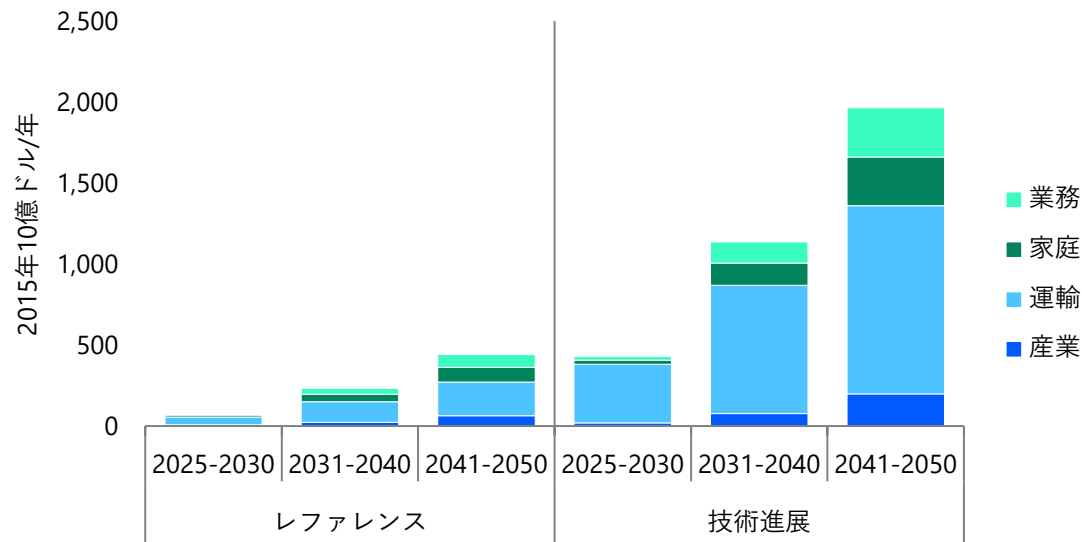


注: 2015年～2024年は実績推計値、2015年実質価格

6.4. 省エネルギー投資

需要側にエネルギー効率の高い⁹⁵設備を導入するための省エネルギー投資では、年平均投資額の半分超を運輸部門が占め、次いで民生部門が 3 割程度と大きな割合を占める (図 6-7)。

図 6-7 | 世界の省エネルギー投資の見通し



注: 2015年実質価格

⁹⁵ 2024 年のエネルギー効率をベースラインとする。

運輸部門では、レファレンスシナリオにおいては、ガソリン車やディーゼル車などの従来型内燃機関車から電気自動車などのゼロエミッション自動車への転換に伴い、年平均投資額が増大する。技術進展シナリオでは、電気自動車のさらなる普及拡大や水素を利用する燃料電池自動車の導入など電動化が加速するため、年平均投資額も増加する。

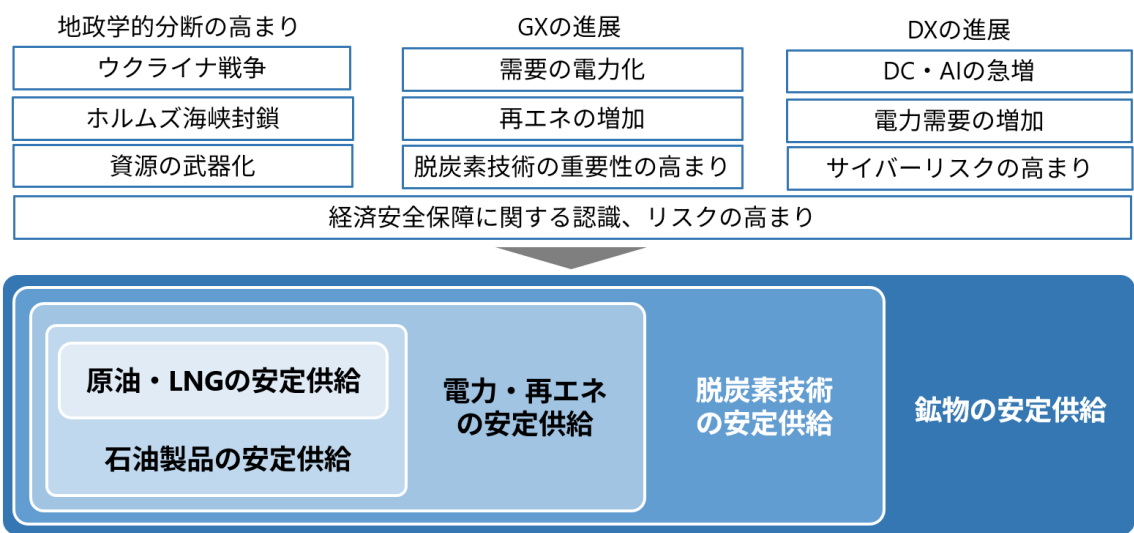
民生部門では、特に技術進展シナリオにおいて、新たに導入される家電・機器の効率向上および新設建築物の断熱性能の改善、ならびに暖房、給湯、厨房用途における電化とクリーンクッキング化が進展することで、年平均投資額が増大する。

第Ⅱ部 エネルギー安全保障の再考

7. イントロダクション

国内外の情勢変化を受け、エネルギー安全保障問題の領域は拡大している。象徴的、かつ至近の変化はホルムズ海峡の封鎖を受けたものである。米国とイスラエルによるイランへの攻撃に端を発したホルムズ海峡の封鎖は、世界の石油および LNG 貿易量のおよそ 2 割を遮断するという甚大な影響をもたらした。このことは石油や LNG の安定供給の不可欠性を改めて認識させたが、特筆すべきは石油製品の供給リスクに対する気づきであろう。日本は、海峡封鎖前におよそ 250 日分の石油備蓄を保持し、また国内に製油所を残していたため危機に際して石油製品の供給を維持することができたが、そうでない国々は石油製品の確保に奔走することとなった。また日本でも、石油化学の原料であるナフサの供給が不安定化した。本稿執筆時点では原油の需給は概ね安定している一方、ウクライナ戦争の影響もあって軽油の供給不足と価格上昇が問題となっている。製品ごとの需給は複雑なバランスのうえに成りたっており、例え原油の供給が足りていたとしても、製品ごとに見ると危機の生じる場合があることが広く認識されるようになった。

図 7-1 | 国内外の情勢変化とエネルギー安全保障問題の拡大



今や世界を見渡すと、国家間の分断はより顕著になっているように見える。諸国は自国優先の姿勢を臆面もなく主張し、力を持つものはためらうことなくそれを行行使する。こうした世界ではエネルギー・鉱物資源は外交上のツールとして容易に利用され、輸入国

は安定供給のリスクを肌身で感じるようになってきている。伝統的なエネルギー安全保障問題である化石燃料の安定供給は今もって重要性が失われておらず、むしろ石油製品供給の脆弱性への気づきなど対処すべき領域が拡大している。

ウクライナ戦争やホルムズ海峡封鎖などが喚起した伝統的なエネルギー安全保障問題は、エネルギー需要の電力化と太陽光発電など再エネの拡大を後押ししている。化石燃料資源は偏在しており、国産資源で充足できる国は限られている。多くの国にとって化石燃料は輸入せざるを得ないエネルギーであり、従って化石燃料の利用を続ける限り、国家のエネルギー供給は紛争など国外のリスクに晒され続ける。逆に、国産エネルギーである再エネを増やすことでこのくびきから逃れることができる。そのため化石燃料供給の危機を経験した国々では、石油や天然ガスに頼らないエネルギーシステムの構築を目指すようになってきている。ここで、需要の電力化や再エネの拡大は脱炭素の基本戦略でもある。昨今はややトーンダウンした感のある気候変動対策だが、安全保障リスクの高まりが、間接的に脱炭素を後押しすることにもなっている。

一方で、電力需要の増加とそれを支える再エネの拡大は新たな問題を提起している。データセンターや AI 利用の急増などデジタル技術の進展（DX）は電力需要を押し上げると見られており、このことも問題を複雑にしている。電力の安定供給では供給力の確保や送配電網の強化という技術的な課題に加えて、費用負担の公平性や料金上昇の緩和など制度面の問題が指摘されている。導入余地の大きい変動性再エネ（VRE）では、製品のサプライチェーンを特定国に依存するリスクやサイバーセキュリティリスクの高まりが議論となっている。特定国への依存では、クリーン技術の製造に不可欠な重要鉱物の安定供給も課題となっている。特に鉱物の製錬以降のプロセスで市場集中度の高いものがある。地政学的分断が高まるなかで鉱物資源を外交上のレバレッジとして利用する例があり、輸入国にとっては現実の脅威となっている。

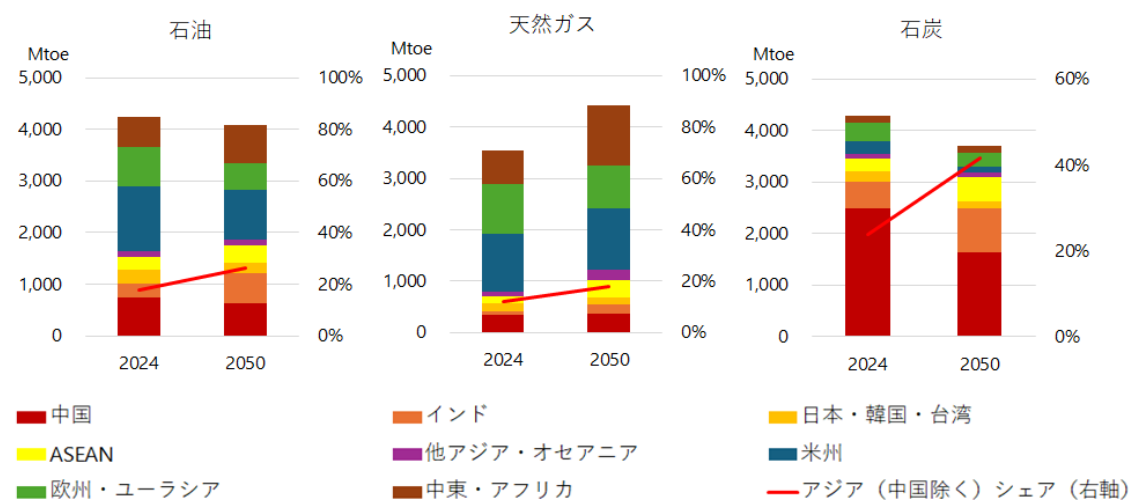
このように、エネルギーを取り巻く国内外の情勢は急速かつ大きく変化しており、安全保障上の論点自体も変わりつつある。本章では、1) 化石燃料の安全保障、2) データセンター増加がもたらす電力安全保障問題、3) 再生可能エネルギー発電の拡大と安全保障の課題、4) 重要鉱物をめぐる安全保障問題、の 4 点を取り上げ、安全保障リスクの背景と所在、および対応策を議論する。いずれも、将来のエネルギー安全保障を論じるうえで欠くことのできない重要な要素である。

8. 化石燃料の安全保障

8.1. 化石燃料の役割

化石燃料は 2024 年時点で世界の一次エネルギー供給量の 80%を占めている。発電用や製鉄用といった転換部門では石炭や天然ガス、輸送用では内燃機関燃料としての石油、産業用では熱源としての石炭や天然ガス、民生用では暖房・給湯用あるいは調理用としての天然ガスや石油（LPG）、原料（非エネルギー）用では石油（ナフサや LPG）が主要な燃料または原料となっている。エネルギー自給率が高い中国を除くアジアは、2024 年時点で世界の化石燃料需要の 18%を占めるが、同年の化石燃料依存度は 2024 年時点で 78%と高く、経済や社会活動に不可欠な燃料であることは言うまでもない。脱炭素化の進捗により、世界の一次エネルギー供給量に占める化石燃料のシェアは 2050 年に 71%へ低下する。しかし、エネルギー需要自体が増加するため、レファレンスシナリオでは、世界の化石燃料供給量は 2050 年時点でも 2024 年と同規模であり続ける。世界の化石燃料供給量が減少しない主因は、アジア（中国除く）で需要が維持されることである。

図 8-1 | 化石燃料需要とアジア（中国除く）のシェアバブ [レファレンスシナリオ]



8.2. アジアの化石燃料供給リスク

2026 年のホルムズ海峡封鎖は史上最悪の石油・LNG 供給途絶を引き起こした。アジア

は域内生産が不十分なために化石燃料輸入依存度が高いが、中東はアジアの主要な原油・LNG 供給地域である。国によって異なるものの、アジア全体では中東原油・LNG 依存度は 2025 年時点で 66%であった。同年の中東 LNG 依存度は 30%と石油の場合よりも低いが、アジア向け最大の輸出国である豪州を加えると 60%となる。石炭に関しては豪州およびインドネシアの 2 ヶ国だけでアジア向け供給量の 87%にも達する。全体としてアジア向け化石燃料供給は特定国・地域への依存度が高いと言える。アジアにとって中東情勢は主要な供給リスクであり続けるが、他にも多くのリスクが存在する。

近年起こった供給途絶事象を踏まえると、上流（輸出国）では戦争・テロ、ストライキ、投資不足、輸出制限・禁輸、自然災害・事故、中流（輸送部門）では海上封鎖・通航制限、船舶事故、海賊・テロ、下流（輸入国）では自然災害、サプライチェーン脆弱化といった分類が可能である。これらのリスクは必ずしも供給途絶を伴うものではなく、供給への影響も千差万別である。例えば、上流投資が停滞し下流サプライチェーンが脆弱化したとしても、直ちに供給途絶は起こらない。また、モザンビーク LNG のフォースマジュールはプロジェクト出資者およびモザンビークにとっては大きな打撃であったが、LNG プラントが運開前であったこと、十分な代替供給源が存在していたこともあり、LNG 需給への影響は限定的であった。しかし、2026 年のホルムズ封鎖で顕在化した通り、主要な供給源の供給が大幅かつ長期間途絶すると、マクロな需給バランスの逼迫や価格の高騰を通じて、輸入国の経済・社会活動を圧迫する。

表 8-1 | アジアの化石燃料供給リスク例

		石油	天然ガス	石炭
上流	特定国・地域への依存度	中東原油(66%)	中東+豪州(LNG(60%))	豪州・インドネシア(87%)
		イラン戦争(2026)、ウクライナ戦争(2022-)		
	戦争・テロ		モザンビークLNG フォースマジュール (2021-2025)	コロンビア・セレフォン フォースマジュール(2026)
	ストライキ		Ichthys LNG(2026)	豪州Wambo Mine(2025)
	投資不足	米国シェール(2020-)		
	輸出制限・禁輸		米国輸出許可停止 (2024) 豪州の国内供給義務 (2027?)	インドネシア・輸出管理強化 (2026-)
	自然災害・事故		Gorgon LNG(2024)	中国・留神廟炭鉱(2026)
	海上封鎖・通航制限	ホルムズ海峡(2026)、パナマ運河(2023-)		
中流	船舶事故	マラッカ海峡(2024)		
	海賊・テロ	バブ・エル・マンデブ海峡(2023-), Nord Stream爆発(2022)		
	自然災害	東日本大震災(2011)、スマトラ島沖地震(2004)		
下流	インフラ事故・テロ	米国パイプライン サイバーテロ(2021)		
	サプライチェーン脆弱化	日本ジェット燃料不足(2025)		

8.3. アジアの化石燃料供給安全保障向上のために

化石燃料の供給安定性向上には、供給源多角化を伴った供給力増強と需要抑制で需給バツファーを確保し、最後の砦としての備蓄や在庫を積み上げ、その時々で最も供給が必要とされる需要を速やかに満たすために市場流動性を上げることが必要である。以下では、特に石油供給の脆弱性が高い東南アジアや南アジアの状況も踏まえ、アジアがどのように化石燃料の供給安全保障を向上させることが出来るのかを考察する。

石油供給源多角化

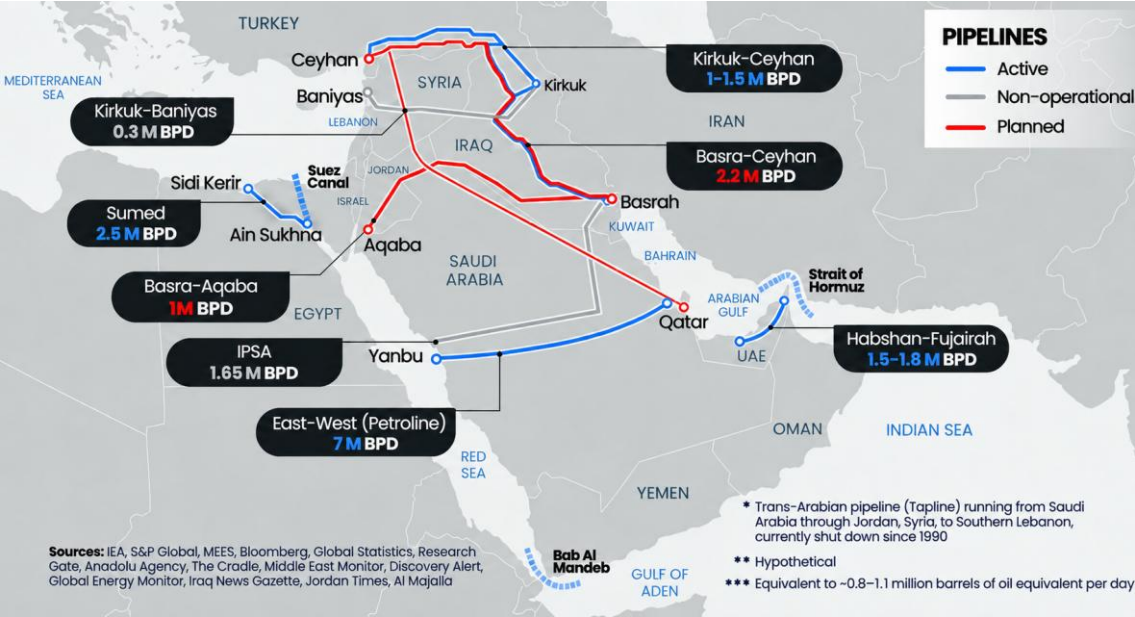
(1) 迂回パイプライン

イラン戦争勃発前にはホルムズ海峡は約 2,000 万 b/d の石油と約 2,000 万トン/年の LNG が通過していた。世界で最も通航量の大きかったチョークポイントが封鎖されたことで、ホルムズ海峡を迂回する原油パイプラインの重要性が高まった。既存パイプラインの中でも、サウジアラビアの東西 (Abqaiq-Yanbu) パイプライン、UAE の Habshan-Fujairah パイプラインは、両国原油の輸出を一定程度継続する上で大きな役割を果たしている。紅海情勢の悪化を受け、サウジアラビアは Yanbu 出しの原油を SUMED パイプライン⁹⁶あるいはスエズ運河経由で輸出することも増えている。

UAE は Habshan-Fujairah パイプライン拡張工事を行っており、サウジアラビアの東西パイプライン等、多数のパイプライン拡張あるいは新設計画がある。特に、現時点では迂回パイプライン容量が限定的あるいは存在しないイラクやクウェートにとっては、迂回パイプラインの早期拡張あるいは新設は喫緊の課題である。しかし、これらの新規パイプラインプロジェクトによってホルムズ依存度が仮にゼロになったとしても、パイプライン攻撃による供給停止というリスクは残る。一方、石油製品や LNG については現時点ではホルムズ海峡回避策自体が具体化していない。理論上は、石油製品の迂回パイプラインの建設、あるいは、原油および天然ガスパイプラインを例えばオマーンにまで延伸し、同国で製油所および LNG プラントを建設し、ホルムズ海峡を経由せずに石油製品や LNG を輸出することは可能である。しかし、このようなプロジェクトに要する多国間合意、巨額の投資、建設に要する年月を踏まえると、短中期的に石油製品や LNG のホルムズ海峡通航依存度を劇的に低下させることは難しい。

⁹⁶ 紅海と地中海をつなぐエジプトの原油パイプライン。

図 8-2 | 主要な迂回パイプラインルート



出所：Al Majalla

表 8-2 | 主要な迂回パイプライン概要

	国名	ルート	容量(mb/d)	運開(予定)年
既存	サウジアラビア	Abqaiq-Yanbu	7.3	1981
	UAE	Habshan-Fujairah	1.8	2012
	イラク・トルコ	Kirkuk-Ceyhan	0.7	1977
	イラン	Goreh-Jask	0	2021
	エジプト	Ain Sokhna-Sidi Kerir	2.5	1977
	イスラエル	Eilat-Ashkelon	1.2	1968
建設中	UAE	Habshan-Fujairah	1.8	2027
計画中	サウジアラビア	Abqaiq-Yanbu	2	?
	イラク	Basra-Haditha	2.2	?
	イラク・ヨルダン	Haditha-Aqaba	1	?
	イラク・シリア	Kirkuk-Baniyas	0.7	?
構想中	クウェート・サウジアラビア	もしくはUAEの	?	?
	もしくはUAE	ラインに接続		
	イラク・クウェート・オマーン	Basra-Kuwait-Oman	?	?

(2) 供給源多角化

ホルムズ海峡封鎖以降、迂回パイプラインは中東原油輸出を継続する上で大きな役割を果たしている。しかし、サウジアラビア東西パイプラインや UAE の Habshan-Fujairah ラインは度々攻撃されている。特に、2026 年 9 月 10 日のイラクからとされるドローン攻撃によって、サウジアラビア東西パイプラインが一時停止したことは、迂回パイプラインに依存することのリスクを輸入国に突き付けている。また、アジア向け LNG や石炭の供給集中度の高さを考慮すれば、これらのエネルギーでも供給源多角化の必要性がある。

原油では米州やアフリカ等、LNG では米国、モザンビーク、パプアニューギニア等、石炭では北米、コロンビア、南アフリカ等が、中東や豪州、インドネシアへの集中を緩和する代替供給源となり得る。尚、西側諸国による制裁の緩和が前提となるが、ロシアからの輸入も LNG や石炭の供給集中度を下げるができる。

図 8-3 | アジアにとっての代替供給源例



注: 代替供給源としてのロシアは西側制裁緩和が前提

代替供給源は、緊急時にスポット市場から調達するだけでは十分に機能しない可能性がある。平時から一定量をターム契約で購入し、上流事業への参画や事業者間の関係構築を進めることで、危機時にも実際に調達できる供給基盤を形成することが有効である。一方、多角化は一般に輸送距離や調達コストを増加させるため、どの程度まで代替調達を行うか、追加費用を政府、企業、需要家の間でどのように負担するかを併せて検討しなければならない。

また、供給源ごとに品質や契約条件が異なるため、輸入側の精製・受入設備との整合性

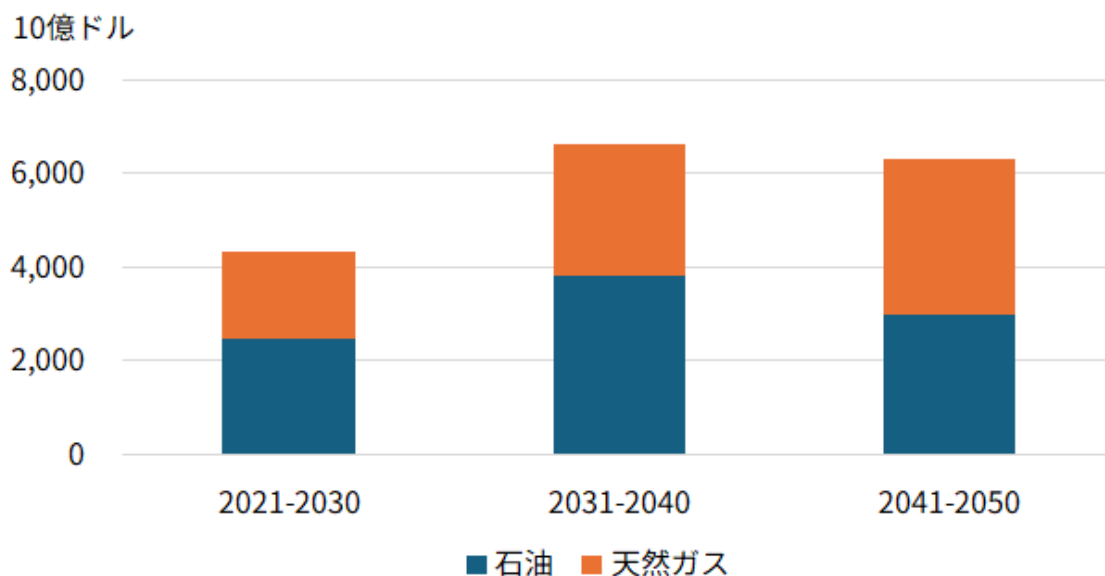
を確保することが必要となる。LNG プロジェクトの資金調達、石炭輸出ターミナルの拡張、代替原油を処理するための製油所改修などがボトルネックとなる場合には政府支援も選択肢となる。

安定的な化石燃料投資

既存・代替を問わず供給力の維持には、需要に見合う新規生産能力を継続的に確保することが重要である。レファレンスシナリオでは、2050 年までに世界で累計 17 兆ドルの石油・天然ガス上流投資が必要となる。上流投資が停滞すれば、需要が残る一方で供給余力が縮小し、価格変動と供給途絶の影響が増幅されるおそれがある。

天然ガスについては、新規 LNG プロジェクトの開発費が大きく、投資回収にも長期間を要する。このため、買主による長期引取契約は、プロジェクトファイナンスを成立させ、供給能力を確実に立ち上げるうえで引き続き重要である。石炭に関しても、アジアの需要が残る間は、豪州等の既存炭田と鉄道・港湾等の輸出インフラを適切に維持することが不可欠である。

図 8-4 | レファレンスシナリオでの石油・天然ガス上流投資（2010 年実質価格）

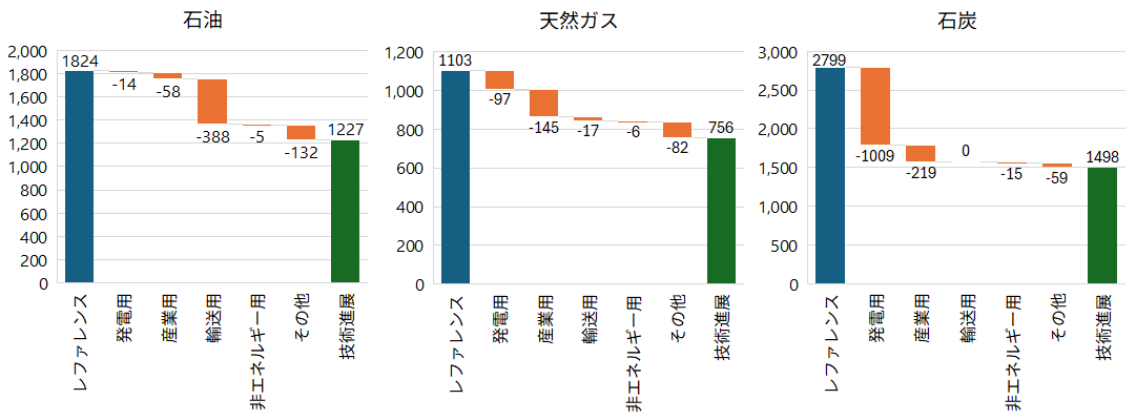


化石燃料需要削減の可能性

供給面の投資と併せて、省エネルギーや燃料転換により需要を抑制することも、安定供給を確保するために有力な方策である。技術進展シナリオでは、アジアの 2050 年の化石燃料需要をレファレンスシナリオ比で 3~5 割削減し得る。石油では輸送部門の電化、天然ガスでは産業部門の省エネ、石炭では発電部門における再生可能エネルギーへの転

換の寄与が大きい。ただし、化石燃料需要削減策を進める際には、重要鉱物や脱炭素技術製品（バッテリーや永久磁石等）の供給安全保障とのバランスに留意が必要である。

図 8-5 | 技術進展シナリオでの化石燃料需要削減量（アジア・2050 年）



東南アジア・南アジアは石油備蓄と精製能力の拡張を

(1) 石油備蓄

ホルムズ海峡封鎖直後の 2026 年 3 月 11 日、IEA は史上最大となる 4 億バレルの石油備蓄放出を決定し、石油需給や価格の安定に大きな役割を果たしている。北東アジアでは日本および韓国が IEA 加盟国であり、純輸入量の 90 日以上石油備蓄保有が義務付けられている。一方、東南アジアや南アジアにおける備蓄あるいは在庫日数は相対的に少なく、2026 年 3 月には需要制限を余儀なくされた事例もあった。

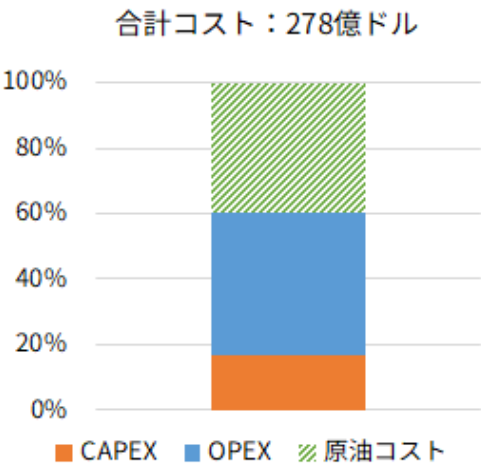
表 8-3 | 東南アジア・南アジアでの石油備蓄・在庫日数（推定）

国	備蓄日数	国	備蓄日数
インドネシア	20-30	タイ	50-60
フィリピン	50-60	カンボジア	20-30
ベトナム	20-30	インド	60-70

東南アジア・南アジアでは、中東への高い依存度と今後の需要増加を踏まえ、供給途絶時の最後の備えとなる石油備蓄を拡張する必要があることは明らかである。石油備蓄拡張には、石油購入費用だけでなく、タンクや港湾といった設備に要する CAPEX、運営や維持に要する OPEX が発生する。インドネシア、フィリピン、ベトナムを例にとると、これらの国々での石油備蓄あるいは在庫日数を需要の 90 日分にまで拡張するための投資額は 278 億ドルにも達する可能性がある⁹⁷。

⁹⁷ ERIA（2022）、The Strategic and Economic Value of Joint Oil Stockpiling Arrangements for Middle East Exporters and ASEAN Importers、<https://www.eria.org/uploads/The-Strategic-and-Economic->

図 8-6 | 石油備蓄コスト例



注：インドネシア・フィリピン・ベトナムで90日分まで備蓄日数を増加させた場合
出所：ERIA, The Strategic and Economic Value of Joint Oil Stockpiling Arrangements for Middle East Exporters and ASEAN Importers

備蓄拡張の必要性は広く認識されていたものの、巨額の費用負担のため、東南アジア・南アジアでは備蓄拡張が進んでこなかった。費用負担軽減の手段として、産油国が原油の所有権を保持したまま輸入国のタンクに保管し、緊急時には輸入国が優先的に利用できる産油国共同備蓄が有効である。産油国が原油の所有権を保有することで輸入国は備蓄原油の購入に係わる費用負担が発生しない。上記備蓄コスト例では原油コストが全体の4割を占めており、当該コストを省くことで輸入国の備蓄コストが大きく低下する。

表 8-4 | 産油国共同備蓄

輸入国	輸出国	規模 (100万バレル)
日本	サウジアラビア	8.2
	UAE	8.2
	クウェート	3.1
韓国	サウジアラビア	5.3
	UAE	4.0
	クウェート	4.0
インド	UAE	5.86

日本、韓国、インドは、サウジアラビア、UAE、クウェートとの産油国共同備蓄実績があり、東南アジア・南アジアにも適用されることが望ましい。日本は IEA 加盟国として

石油備蓄を長年実施しており、産油国共同備蓄も行っている。2026 年 4 月に発表した POWER Asia で、日本はアジア域内の原油備蓄日数の拡大に向けた、備蓄・放出制度の構築や備蓄タンクの建設・利用に係わる協力を打ち出した。このような協力が、東南アジアや南アジアでの備蓄拡張に貢献することが期待される。

石油だけでなく天然ガスも供給途絶に対する短期的な耐性を高める必要がある。欧米では岩塩ドームや廃ガス田等を利用した地下備蓄が長年行われており、アジアでは中国が同様の取り組みを始めている。一方、他のアジア諸国では、地下備蓄に適した地質構造が乏しいとされてきたこと、日本や韓国といった LNG 輸入国では経済性の問題から、天然ガスあるいは LNG の備蓄は進められていない。しかし、天然ガスの供給安定性向上のため、地下貯蔵設備開発や退役 LNG 船等を活用し、天然ガスあるいは LNG の在庫増強を進めることが望ましい。

(2) 石油精製設備

石油製品では、ホルムズ海峡を迂回する製品パイプラインが存在せず、先進国では製油所の閉鎖も相次いでいる。このため、危機時に原油供給が回復しても、精製能力の不足がガソリン、軽油、ジェット燃料等の供給制約として残る可能性が高い。製油所の保有は、製品輸入への依存を下げるだけでなく、VLCC 等の大型船による原油輸送を可能にして輸送費を抑え、操業在庫の増加を通じて供給途絶への耐性を高める。また、原油は石油製品よりも供給源の選択肢が広いため、製油所が複数油種を処理できれば供給源多角化にもつながる。東南アジア・南アジアでは、将来の石油需要に対して国内精製能力が不足する国が多く、新設・拡張プロジェクトを着実に実現することが重要となる。

他方、新規製油所は巨額の初期投資を必要とする。このため、中東産油国による出資、産油国共同備蓄、原油の長期供給契約を組み合わせ、備蓄設備と製油所を統合的に開発することが合理的である。

表 8-5 | 東南アジア・南アジアの石油需要・精製能力・主要製油所プロジェクト

kb/d

	2050年石油需要 (レファレンスシナリオ)	2025年 精製能力	主要製油所プロジェクト
インドネシア	1,947	1,259	Balikpapan(100), Tuban(300)
フィリピン	973	180	
ベトナム	1,275	367	Dung Quat拡張(23)
タイ	1,243	1,242	Sriracha (125)
カンボジア	239	0	Kampot (100)
ラオス	61	0	
ミャンマー	273	50	Thanlyin・Thankayarkan(100)
インド	12,319	4,924	Panipat, Cauvery, Gujarat拡張, Barauni拡張, Numaigarh拡張, Bina拡張(1,000+)

供給源多角化に伴う輸送面での対応

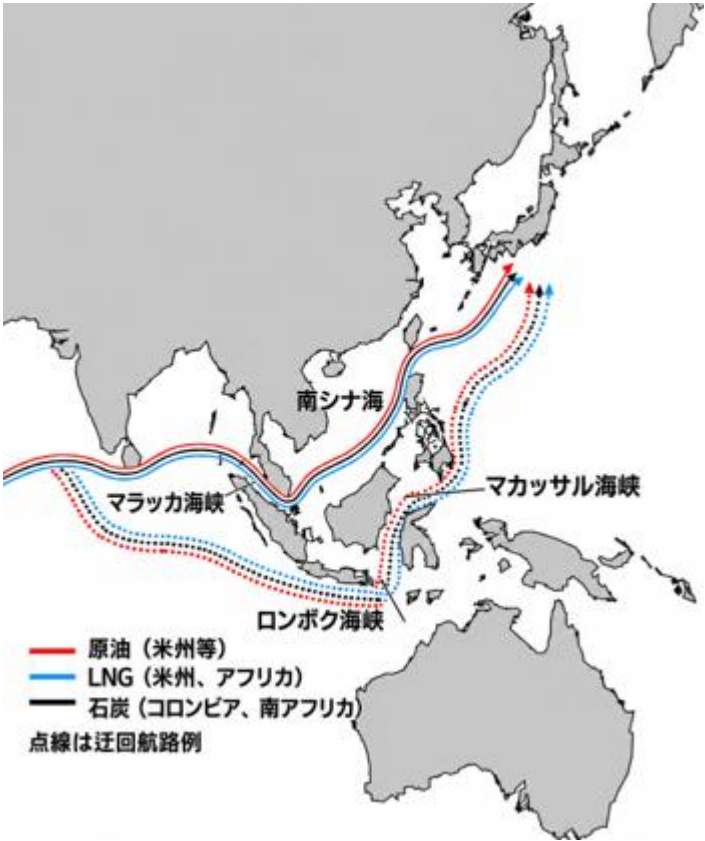
供給源の多角化は輸送距離の長期化を伴う。例えば、ホルムズ海峡封鎖前の日本向け原油はサウジアラビアから通常 20～22 日程度で輸送できていたのに対し、Abqaiq-Yanbu パイプライン・スエズ運河・喜望峰を経由する場合には 55～60 日程度を要する。米国メキシコ湾岸から喜望峰を経由する原油も 55～60 日程度、同ルートの LNG は 40～45 日程度となる。石炭では、豪州から約 14 日であるのに対し、コロンビアからは約 30 日を要する。

輸送期間が長くなれば、同じ輸入量を維持するために必要な船腹が増える。したがって、代替供給源の開発に際しては、ターム傭船や自社船の保有を含め、原油タンカー、LNG 船、ばら積み船を平時から確保することが望ましい。一方、船腹確保はコスト上昇を伴うため、各国の需給や供給源を踏まえ、船腹確保の程度を精査する必要がある。なお、北東アジアや東南アジアの一部国向けの代替供給源の輸送は、マラッカ海峡と南シナ海を経由することが多くなる。これら海峡および海域で通航支障が生じた場合に備え、ロンボク海峡・マカッサル海峡等を利用する迂回ルートについて、海図・水路測量、航行支援設備、通信・監視体制、搜索救難、燃料補給、といった航行インフラを整備する必要がある。

表 8-6 | 既存・代替供給源の輸送ルート・日数

	既存供給源・輸送ルート			代替供給源・ルート例		
	国	チョークポイント	日本向け輸送日数	国	チョークポイント	日本向け輸送日数
原油	サウジアラビア	ホルムズ マラッカ 南シナ海	20-22	サウジアラビア (Abqaiq-Yanbu-スエズ-喜望峰)	マラッカ 南シナ海	55-60
	UAE		20-22	米国湾岸 (喜望峰回り)		55-60
LNG	カタール		20-22	米国湾岸 (喜望峰回り)		40-45
	豪州	特に無し	10	モザンビーク		20
石炭	豪州		14	コロンビア		30
	インドネシア		10	米国西海岸	特に無し	14

図 8-7 | マラッカ海峡・南シナ海の迂回航路例

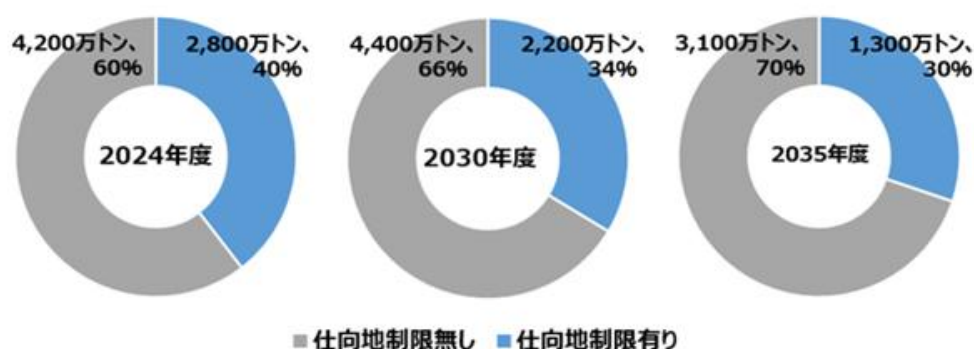


アジア市場の流動性向上で供給安定性強化を

供給源を多角化するためには、スポット取引だけでなく、一定量をターム契約で平時から調達することも有効である。ただし、売主が輸送を手配する CIF・DES 契約では、契約上の仕向地が限定され、需給状況に応じた第三国への転売やカーゴの振替が制約される場合がある。ターム契約による調達は量の確保に寄与する一方、硬直的な仕向地制限は地域全体の緊急時対応力を低下させ得る。買主が輸送を手配する FOB 契約の比率を高め、CIF・DES 契約でも仕向地制限を緩和すれば、買主は供給不足が深刻な市場へ燃料を速やかに振り向けることができる。仕向地柔軟性の向上は取引参加者と利用可能なカーゴを増やし、市場流動性を高める。その結果、価格シグナルに応じた地域間の融通が進み、緊急時対応能力と供給安定性の向上につながる。

日本は 2016 年以降、LNG 契約の仕向地制限緩和に向けた取組を進めてきた。世界の LNG 契約でも仕向地柔軟性も改善している。アジアの輸入国は米国等仕向地柔軟性の高い LNG 供給拡大で市場流動性向上を図ることが望ましい。

図 8-8 | 日本向け LNG 契約における仕向地制限



注：仕向地制限無しとは仕向地制限および利益分配条項が無い契約を指す

出所：JOGMEC, 2025年度「LNG売買契約に係る仕向地条項及び価格指標等に関する調査」結果

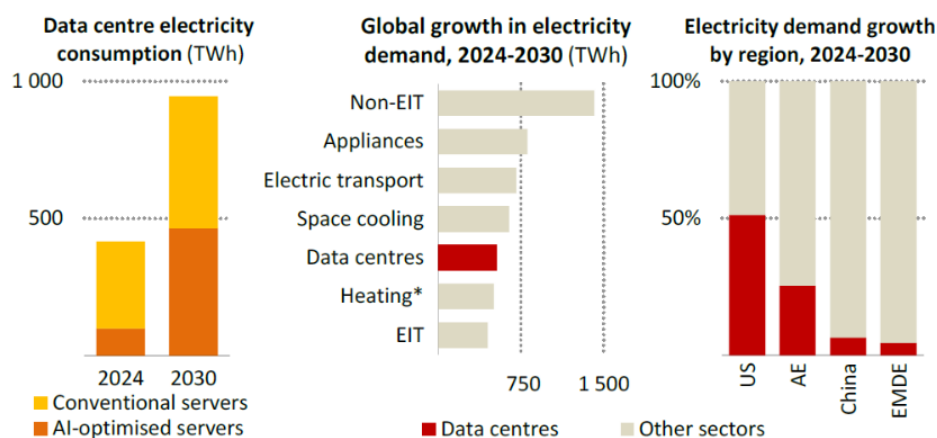
9. データセンター増加がもたらす電力安全保障問題

生成 AI の普及やデジタル化の進展を背景として、世界各地でデータセンターの建設が進んでいる。特に米国では、大規模なデータセンターが特定の地域に集中して立地することで、電力需要が短期間に大きく増加し、電源や送電設備の整備が追いつかないことへの懸念が高まっている。また、需要計画には不確実性があり、必要な設備をどの時点で整備するか、その投資費用を誰が負担するかも問題となっている。本章では、こうしたデータセンターの増加に伴う問題を電力安全保障の観点から捉え、米国、特に PJM 地域で生じている問題とその対応を整理した上で、今後の日本への示唆を考察する。

9.1. データセンターの増加と電力安全保障

IEA の World Energy Outlook 2025 では、生成 AI の普及等を背景として、データセンターの電力消費量は 2024 年の約 400 TWh から 2030 年には約 950 TWh まで増加すると見込まれている。このうち特に増加が大きいのが AI 向けに最適化されたサーバーであり、データセンター全体の電力消費量は 6 年間で約 550 TWh 増加する。ただし、世界全体の電力需要の増加要因を見ると、データセンターだけが大きな要因となっているわけではない。2024 年から 2030 年までの需要増加量では、エネルギー多消費産業以外（Non-EIT）の産業部門が最も大きく、家電、EV 等の電化、冷房がこれに続き、データセンターはその次に位置している。

図 9-1 | データセンターの電力消費量と世界・地域別の電力需要増加（2024～2030 年）



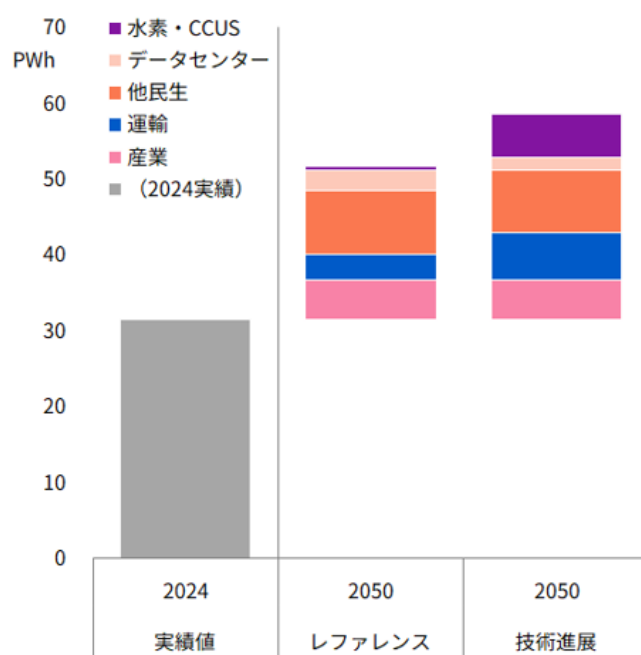
IEA. CC BY 4.0.

出所: International Energy Agency (IEA). (2025). World Energy Outlook 2025. Retrieved August 30, 2026, from <https://iea.blob.core.windows.net/assets/9753df19-0a71-422a-b725-012c555763b3/WorldEnergyOutlook2025.pdf>

一方、地域別にみると状況は大きく異なる。米国では、2030 年までの電力需要の増加分の約半分をデータセンターが占めるのに対し、先進国全体では 1/4 程度、中国や新興・途上国では 1 割未満にとどまる。このため、データセンターは世界的に電力需要を押し上げる重要な要因ではあるものの、世界全体では産業活動の拡大や電化、空調需要の増加等、より幅広い要因によって電力需要が増加するとみられている。

また、日本エネルギー経済研究所（IEEJ）の見通しでも、世界の電力需要は今後大幅に増加することが示されている。2024 年に約 31 PWh（約 31 兆 kWh）であった世界の発電量は、2050 年にはレファレンスケースで約 52 PWh（約 52 兆 kWh）、技術進展ケースでは約 58 PWh（約 58 兆 kWh）まで増加する。この背景には、堅調な経済成長に伴う産業・民生部門の需要増加に加え、運輸部門の電化、水素・CCS の利用拡大等がある。データセンターも電力需要の増加要因の一つとなっている。

図 9-2 | 世界の発電量増分の要因（2024～2050 年）



出所: 日本エネルギー経済研究所. (2026). 『IEEJ Outlook 2027』 <https://eneken.ieej.or.jp/data/12774.pdf>

データセンターによる電力需要の増加は、その規模や立地、増加のスピード等の点で、電力システムに大きな影響を与える可能性がある。

近年、AI 向けデータセンターの大型化が進んでおり、一つの施設だけで数百 MW から GW 級の電力を必要とする計画もみられる。また、データセンターは、通信インフラや

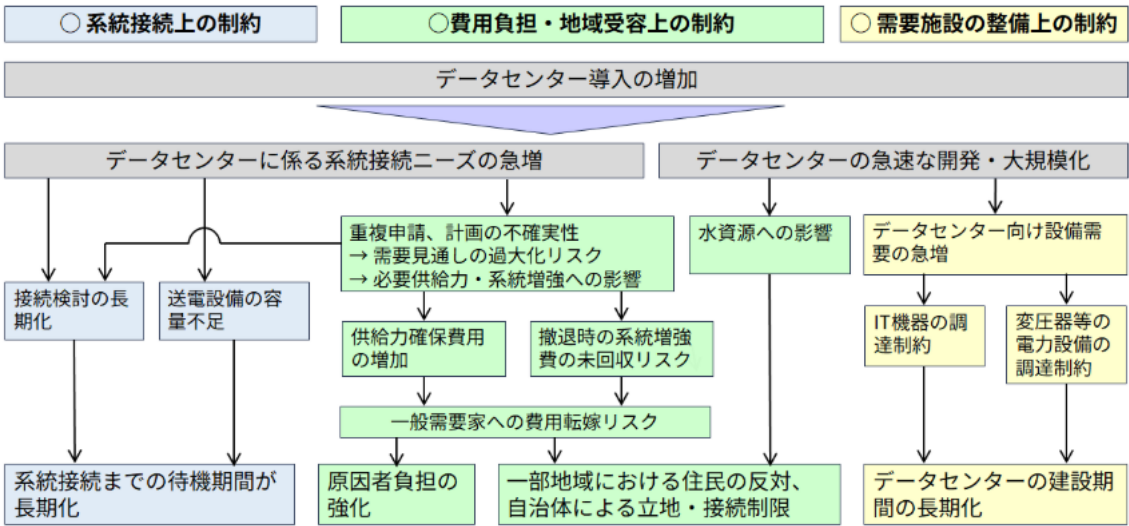
用地、電力供給条件等を踏まえて立地することから、特定の地域に集中する傾向がある。このため、地域全体として供給力が確保されていたとしても、データセンターが集中する地域では送電設備の容量が不足し、必要な電力を供給できない場合がある。

さらに、データセンターの開発が進むスピードと、電源や送電設備を整備するために必要な期間には大きな差がある。PJM では、基幹送電設備の増強には 5 年を超える期間を要するとされている。一方、米国では、大規模なデータセンター事業者から電力会社に対して、18 カ月後に 1 GW の電力が必要であるとの要望があった事例も紹介されている。すべてのデータセンターがこのような短期間で建設されるわけではないが、データセンター事業者が電力供給を求める時期と、電源や送電設備を実際に整備できる時期との間には大きな隔たりがある。

加えて、データセンターの需要計画には不確実性もある。データセンター事業者にとっては、必要な電力をできるだけ早く確保するため、複数の電力会社や候補地点について、接続可能な時期や必要となる系統増強等を確認し、その中から条件のよい地点を選択することには合理性がある。しかし、同じプロジェクトについて複数地点への接続申請が行われ、それらが接続検討や需要見通しに残り続ければ、実際に実現する需要以上の需要を見込むことになりかねない。また、計画の延期や縮小、中止等もあり得ることから、データセンターの導入がいつ、どこで、どの程度の規模で実現するのかを正確に見通すことは容易ではない。

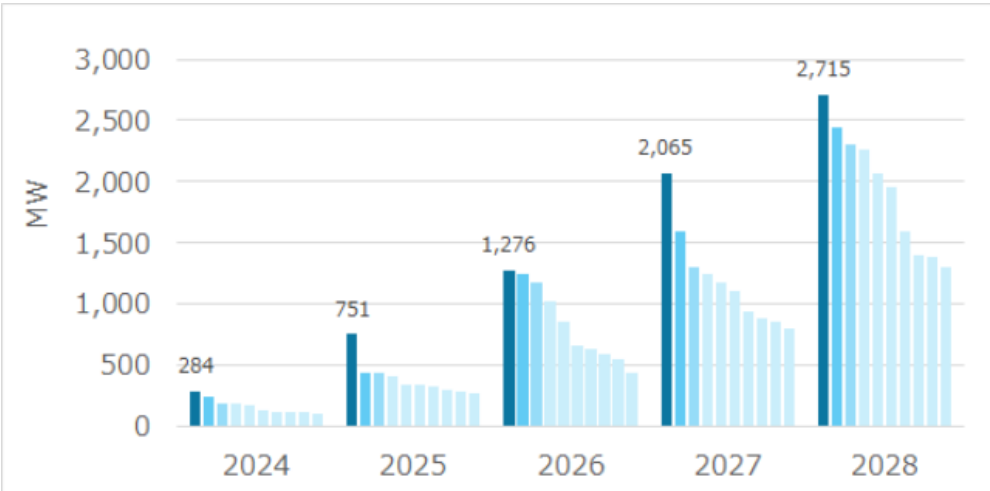
こうした特徴から、データセンターの急増は電力安全保障に三つの基本的な問題を提起する。本章では、電力安全保障を「電力安全保障に必要な電力を必要な場所に安定的かつ合理的な費用で供給できる状態を維持すること」と広義に捉え、以下では、①十分な電源を確保できるか、②必要な場所へ安定して電力を届けられるか、③そのための投資を持続可能な費用負担の下で行えるか、という三つの観点から米国、特に PJM 地域で顕在化している問題を整理する。

図 9-3 | データセンターの導入増加に伴う主な課題



出所: Prepared by IEEJ

図 9-4 | 世界の主要 AI データセンターにおける施設全体の電力需要容量（各年末上位 10 施設）



注: 各年末時点における施設全体の需要容量が大きい上位10施設を示す。需要容量にはIT機器に加えて冷却設備等の付帯設備を含む。2026年以降には建設中施設の推計値が含まれる。対象はEpoch AIが収録する世界の主要AIデータセンターであり、全世界のデータセンターを網羅したものではない。収録施設の多くは米国に所在する。

出所: Prepared by IEEJ based on Epoch AI. (2026). AI data centers: AI data center timelines [Data set]. Retrieved August 17, 2026, from <https://epoch.ai/data/ai-data-centers>

9.2. 需要計画の不確実性への対応

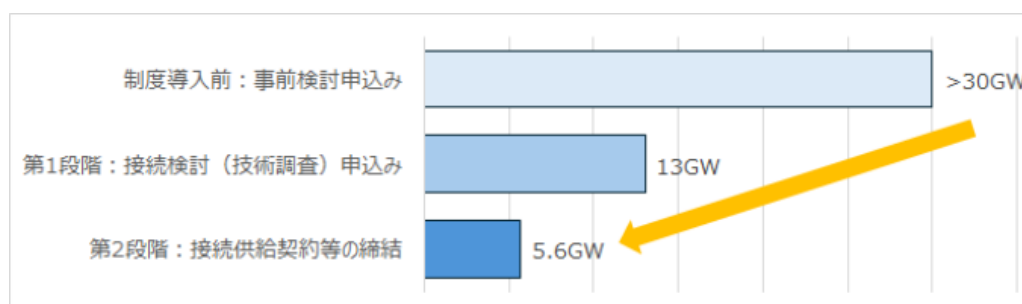
データセンター等の大規模需要の増加に対応する上では、将来の需要が実際にどの程度実現するのかを把握し、その確度を需要予測や設備形成に適切に反映することが重要となる。

実現可能性の低い需要まで需要予測に織り込み、それを前提として供給力の確保や系統増強を進めれば、結果として必要以上の設備を整備する可能性がある。また、データセンターの計画が縮小、延期又は中止された場合には、先行して整備した設備の費用を十分に回収できず、その負担が他の需要家に及ぶ可能性もある。一方、需要が確実になるまで電源や送電設備への投資を行わなければ、実際に計画が具体化した時点から設備整備を開始することになり、データセンターが電力を必要とする時期までに供給が間に合わない可能性がある。このため、需要を過大に見込むことによる過剰投資を避ける一方で、必要な設備の整備が遅れないようにすることが課題となる。

このため、申請された需要をすべて同じ確度の需要として扱うのではなく、事業計画の進捗に応じて、その実現可能性を確認していく必要がある。PJM では、大規模需要の申請・接続検討について、申請手数料や事業準備性を確認するための要件を設けることなどにより、投機的又は重複的な申請を抑制する方向で検討が進められている。また、接続検討の進展に応じて、申請者に求める金銭的なコミットメントを段階的に高める仕組みも検討されている。

こうした取組みにより、事業計画の進捗や契約の締結、金銭的なコミットメント等を通じて需要の実現可能性を確認し、その確度を需要予測や系統計画に反映していくことが重要となる。

図 9-5 | 米国 AEP Ohio におけるデータセンター需要の絞り込み



出所: Prepared by IEEJ based on AEP Ohio. (2026). AEP Ohio updates PUCO on data center load: Figures show tariff is working. Retrieved August 29, 2026, from <https://www.aepohio.com/company/news/view?releaseID=10753>.

9.3. 十分な電源を確保できるか

第一の電力安全保障上の課題は、急速な電力需要の増加に対して、必要な供給力を確保することである。PJM では、データセンターを中心とする大規模需要の増加が見込まれる一方、既存電源の退出も進んでおり、将来必要となる供給力をどのように確保するかが大きな課題となっている。

こうした需給状況は容量市場にも表れている。PJM の容量市場では、電力需要の増加や既存電源の退出等を背景として容量価格が大幅に上昇している。しかし、容量価格が上昇しても、新規電源を短期間で導入できるわけではない。発電所の建設には、事業計画、許認可、資金調達、系統接続、発電設備の調達、建設等に時間を要するためである。

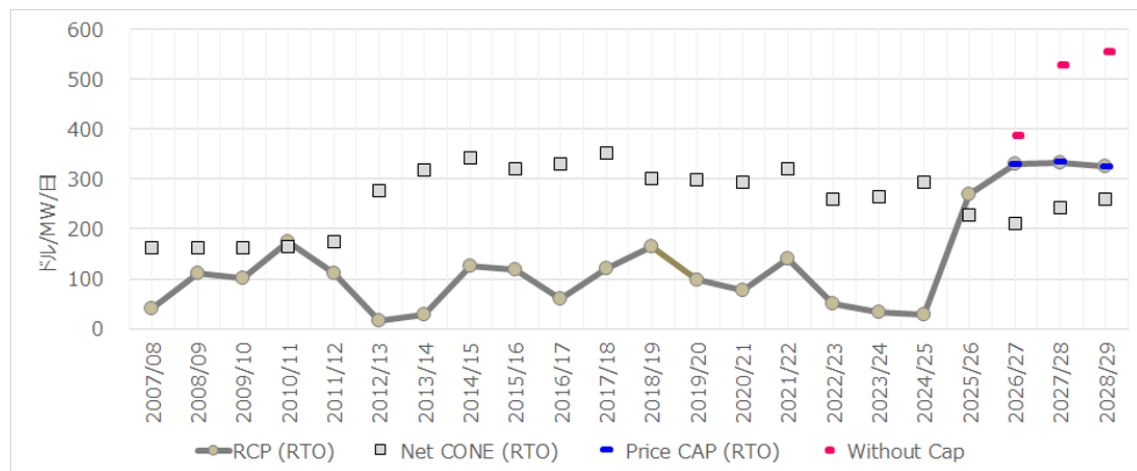
特に近年は、ガス火力発電所の建設に必要となる大型ガスタービンの需要が世界的に増加し、設備調達期間も長期化している。このため、容量市場における価格上昇によって新規電源への投資が促されたとしても、それが実際の供給力として利用可能になるまでには時間を要する。

また、電力需要が増加する一方で既存電源の退出が進めば、新規電源を導入しても供給力全体の増加にはつながりにくい。このため、短期的には既存電源をどのように維持するか、中長期的には需要の増加に対応する新規電源への投資をどのように進めるかが課題となる。

さらに、データセンター等の大規模需要の増加に対応するためには、需要と供給力をそれぞれ別に考えるのではなく、両者をどのように結び付けていくかも重要となる。連邦エネルギー規制委員会（FERC）は、電源に電氣的に近接する大規模需要や電源に併設する大規模需要について、発電設備の出力と需要を一体的に考慮して系統への影響を評価する必要性を指摘している。これを踏まえ、PJM は、発電設備の系統接続と大規模需要向け送電サービスの検討を単一の年次プロセスに統合し、電源と需要を同一クラスターで評価する枠組みを提示している。

このように、データセンター等による急速な需要増加に対応していくためには、既存電源の維持と新規電源の導入を進めるとともに、大規模需要とそれに必要となる供給力を一体的に確保していくことが課題となる。

図 9-6 | PJM における容量市場（RPM）の容量価格の推移



出所: Prepared by IEEJ based on PJM materials.

9.4. 必要な場所へ安定して電力を届けられるか

第二の電力安全保障上の課題は、必要な電力をデータセンターが立地する地点まで安定して届けられるかという問題である。電力システム全体として十分な供給力が確保されていても、データセンターが集中する地域の送電線や変電設備の容量が不足していれば、その需要を受け入れることはできない。

PJM では、データセンターの急速な増加に伴い、電力需要の増加に系統整備が追いつかないことが課題となっている。特に、大規模な需要が特定地域に集中する場合には、大規模な系統増強が必要となる一方、基幹送電設備の整備には長期間を要する。このため、データセンターが電力供給を必要とする時期までに、必要な系統増強を完了できるかが問題となる。

こうした状況に対応するため、PJM では、新たな送電設備を整備するだけでなく、既存の送電設備を有効に活用する取組みも進められている。例えば、気象条件等に応じて送電線の送電可能容量を動的に評価する DLR (Dynamic Line Rating) は、PJM 域内ですでに実運用されている。また、高度潮流制御装置や系統構成の最適化、高性能導体等についても、既存の送電設備を有効に活用する手段として評価が進められている。

一方、既存設備の有効活用だけでは、大幅な需要増加に対応することは難しく、将来の需要を見越した系統整備も必要となる。PJM の地域送電拡張計画 (RTEP) では、将来見込まれるデータセンター等の需要増加を系統計画に反映し、500kV や 765kV を含む

基幹送電設備の増強が検討されている。個々の大規模需要への対応だけでなく、需要の増加や電源の新設・廃止等を地域全体で捉え、将来必要となる送電設備を計画的に整備する取組みが進められている。

さらに、系統増強が完了するまでの対応として、需要側に一定の柔軟性を求める方法も検討されている。例えば、系統の状況に応じて受電量を一定水準以下に抑えることや、自家発電設備や蓄電設備を活用して系統からの受電量を制限すること等により、必要な系統増強が完了する前に大規模需要を受け入れる方法である。FERC や PJM においても、こうした柔軟な接続・送電サービスのあり方が検討されている。

このように、大規模需要の増加に対応するためには、新たな送電設備を整備するだけでなく、既存設備の有効活用、将来の需要を見越した計画的な系統整備、系統増強が完了するまでの需要側の柔軟な対応を組み合わせていくことが重要となる。¥

9.5. 必要な投資を持続可能な費用負担の下で行えるか

第三の電力安全保障上の課題は、データセンター等の大規模需要に対応するための電源や送電設備への投資費用をどのように負担するかという問題である。大規模なデータセンターを受け入れるためには、電源だけでなく、送電線や変電所等への多額の投資が必要となる場合がある。

前述のとおり、データセンターの需要計画には不確実性がある。このため、需要を見込んで設備を先行的に整備した後に計画が変更された場合には、投資費用の一部を十分に回収できない可能性がある。こうした費用が電気料金や託送料金を通じて広く回収されれば、データセンターのために整備した設備の費用の一部を一般家庭や企業等の他の需要家が負担することになる。

このため、米国では、データセンター等の大規模需要家に対して、長期的な契約や金銭的なコミットメントを求める動きがみられる。また、FERC は、大規模需要に伴う系統増強費用が他の需要家に転嫁されることを防ぐ観点から、PJM、送電事業者、大規模需要向けの送電サービスを受ける事業者の三者間で費用回収契約（Cost Recovery Agreement）を締結し、必要な費用を回収する仕組みを示している。

一方、大規模需要に対応して整備される設備の中には、特定の需要家への供給だけでなく、系統全体の安定供給や将来の需要増加への対応にも利用されるものがある。このため、設備の整備によって生じる費用については、その原因や便益を踏まえて負担のあり

方を検討する必要がある。

大規模需要の増加に対応した設備投資を進めていくためには、需要計画の変更や撤退によって生じる費用を適切に負担する仕組みをあらかじめ設けることが重要となる。これにより、他の需要家への過度な費用転嫁を抑えるとともに、電力会社が将来の需要増加を見越して必要な設備投資を進めやすくすることにもつながる。

9.6. 電力供給・費用負担への懸念と立地・接続規制

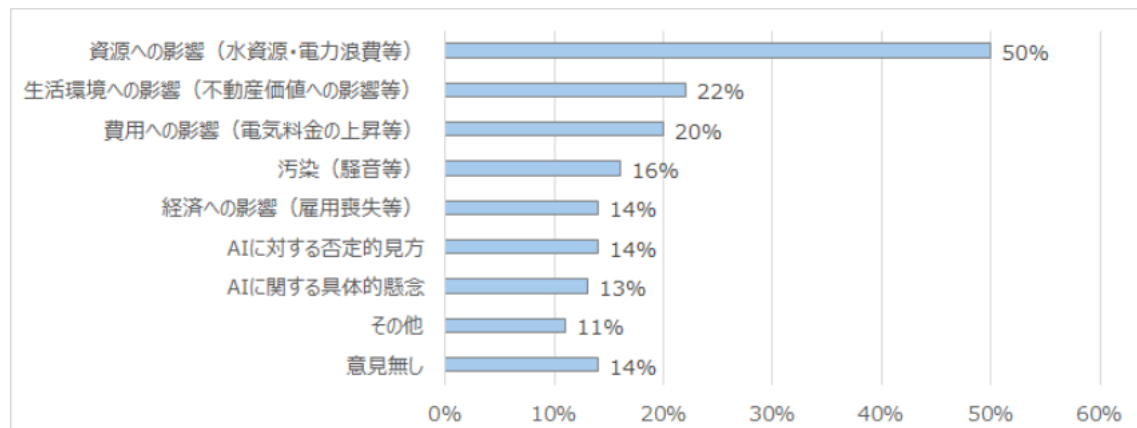
以上のような供給力、送電容量、費用負担を巡る問題は、データセンターの新規立地に対する地域社会の受容性にも影響を及ぼす。特に、データセンターの増加に対応するための電源や送電設備への投資費用が、電気料金を通じて一般需要家の負担につながることへの懸念が強まれば、データセンターの新規立地そのものに対する反対につながる可能性がある。

実際、米国ではデータセンターの建設に対する地域住民の懸念が強まっている。Gallup が 2026 年 3 月に実施した調査によると、回答者の 71%が居住地域に AI 向けデータセンターを建設することに反対しており、このうち 48%が「強く反対」と回答した。反対理由としては、電力や水等の資源の使用に加え、生活環境や費用への影響等が挙げられている。一方、建設に賛成する回答者では、雇用機会や税収の増加等の地域経済への利益が主な理由となっている。このように、データセンターの立地を巡っては、その経済効果が期待される一方、電力を含む地域インフラへの影響や費用負担に対する懸念もみられる。

こうした懸念を背景として、米国では州や自治体がデータセンターの新規開発や系統接続に一定の制約を設ける動きも現れている。ただし、こうした措置の多くは、データセンターを恒久的に排除することを目的とするものというよりも、急速な需要増加に既存の電力インフラや料金制度が対応できるかを検証し、必要な制度やルールを整備するまでの対応として位置付けられる。

このため、データセンターを巡る立地・接続規制については、電力システム上の問題とは独立したものではなく、急速な需要増加によって顕在化した供給力、送電能力、費用負担を巡る問題への対応の一つとして捉える必要がある。

図 9-7 | 米国におけるデータセンター建設への反対理由（複数回答）



注：複数回答のため、各項目の合計は100%を超える。

出所： Prepared by IEEJ based on Jones, J. M. (2026, May 13). Americans oppose AI data centers in their area.

Gallup. Retrieved August 15, 2026, from <https://news.gallup.com/poll/709772/americans-oppose-data-centers-area.aspx>

9.7. 米国の事例からの示唆

米国で先行して顕在化している問題は、データセンターの増加そのものを抑制すれば解決するものではない。デジタル化や AI 利用の拡大に伴って電力需要が増加するのであれば、電力の安定供給を確保しつつ、こうした需要をどのように受け入れていくかを考える必要がある。

日本でも、データセンター等の局地的な大規模需要の増加を背景として、系統接続の申請に伴う系統容量の空押さえを抑制するとともに、計画の変更等によって生じる系統増強費用が他の系統利用者に転嫁されることを防ぐための制度整備が進められている。例えば、特別高圧需要家については、供給承諾後、一定期間内の工事費負担金の入金等を求めるほか、30MW 以上の大規模需要家については、供給開始の延期や契約電力の減少が生じた場合に、確保されていた系統容量を開放する仕組みが導入される。また、系統面では、ウェルカムゾーンマップによって比較的大規模な系統増強を必要とせず、早期の接続が期待できる地域を示すとともに、GX 戦略地域における「ワット・ビット連携」によって、電力インフラと通信インフラの整備を一体的に進める取り組みも行われている。さらに、個々の接続申込みを受けてから系統を増強するだけでなく、将来の需要増加を見越して基幹系統を先行的に整備することや、一定の条件の下で系統増強が完了する前に接続する方策も検討されている。

こうした取り組みが進められている中で、米国の事例から参考となるのは、まず大規模需

要の実現可能性をどのように確認し、それを需要予測や系統計画に反映するかという点である。前述のとおり、データセンター事業者が複数地点について接続可能性を確認すること自体には合理性がある一方、すべての計画を同じ確度の将来需要として扱えば、実際の需要を上回る設備を整備する可能性がある。このため、事業計画の進捗や契約の締結、金銭的なコミットメント等を通じて需要の実現可能性を確認し、その確度を需要予測や設備形成に反映していくことが重要となる。

また、大規模需要の受入れに当たっては、需要と電源の接続を一体的に検討することもあると考えられる。日本では、電源と需要の系統接続は基本的に別々に検討されているが、PJM では、電源に近接又は併設する大規模需要について、発電設備の出力と需要を一体的に考慮して系統への影響を評価する仕組みが検討されている。

費用負担については、大規模需要に対応して設備を先行的に整備する場合、その後、需要計画が変更された際の費用負担をあらかじめ明確にしておく必要がある。日本でも、局地的な大規模需要への対応に伴う費用を適切に負担させ、他の系統利用者への費用転嫁を防ぐための制度整備が進められている。米国で導入されている長期契約や最低料金、担保等の仕組みについても、需要家に一定の金銭的なコミットメントを求めることで、需要計画の実現可能性を高めるとともに、計画変更によって生じる費用が他の需要家に転嫁されることを防ぐという点で参考になる。

以上のように、データセンター等の大規模需要の増加に対応するためには、電源や送電設備を増強するだけでなく、需要計画の実現可能性を確認し、それを需要予測や系統計画に反映するとともに、必要となる供給力や送電能力を計画的に確保していく必要がある。

データセンターは、AI やデジタル化を支える重要なインフラである。その増加を一律に抑制するのではなく、電力の安定供給と適切な費用負担を確保しながら、大規模な新規需要をできるだけ早く受け入れる仕組みをどのように構築するかが、今後の課題となる。

10. 再生可能エネルギー発電拡大の安全保障問題

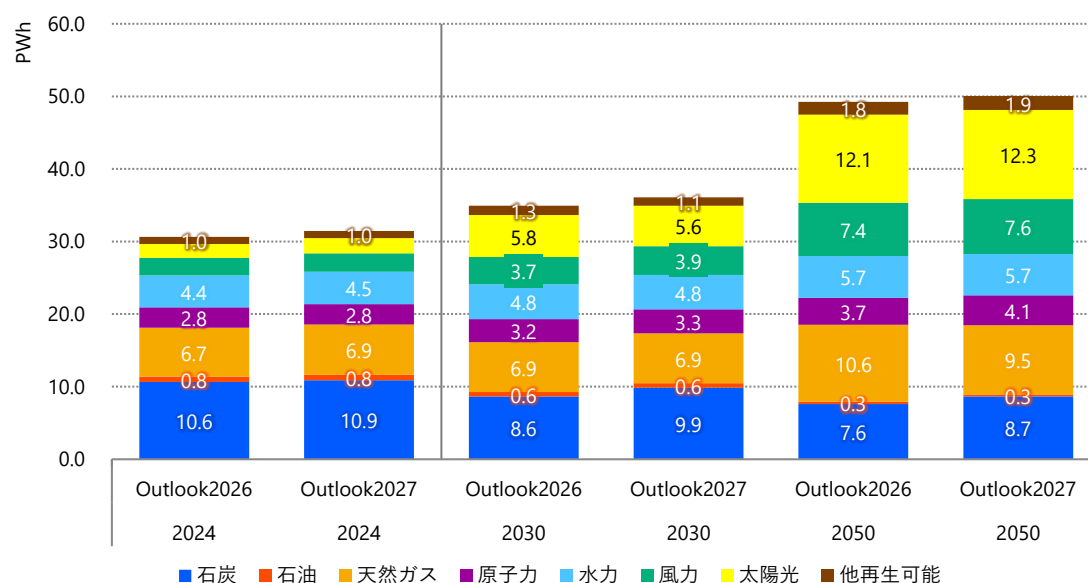
再生可能エネルギー発電は技術の進歩とコストダウンに伴い世界で導入が拡大している。特に他電源との比較において経済性のある形で脱炭素とエネルギー安全保障にも貢献することが期待されている。他方で、国際市場での競争環境の変化、再生可能エネルギーの急速な導入に伴う課題や懸念も指摘されている。本章では今後の持続的な再生可能エネルギーの拡大に向けて解決すべき課題を整理する。

10.1. 再生可能エネルギー発電拡大の背景

再生可能エネルギー、特に太陽光発電と風力発電は、気候変動対策および脱炭素技術に関する産業振興の観点から、各国・地域で導入支援が進められている。政策支援として FIT（固定価格買取制度）や米国の PTC（発電税控除）、ITC（投資税控除）に代表される再生可能エネルギー支援政策によって太陽光発電、風力発電の導入が進み、欧米を中心に製造設備の増強が進んだ。2010 年代に入り、技術の進歩と量産効果に伴うコストダウンにより、政策支援に頼らない経済的なエネルギー源として拡大が進み、特に中国における製造能力の拡大がコストダウンをさらに推し進めた。また、水力・地熱等の従来型の再生可能エネルギーに対して太陽光・風力は迅速に設備の設置が進められることもあり、多くの地域で普及が推進された。2020 年代に入り、特に 2022 年にはロシアによるウクライナ侵攻に伴うロシア産ガスの供給不安、2026 年 2 月からのホルムズ危機による石油の安定供給への不安から気候変動に加えてエネルギー安全保障の論点が目目を浴びることとなった。

エネルギーの安定供給に関する不安の高まりから再生可能エネルギーがエネルギー安全保障に貢献する価値が再評価され、化石燃料資源輸入国を中心に国産エネルギーとしての再生可能エネルギーの拡大が期待されている。足元では生成 AI の技術の発展やデジタル化の促進によるデータセンターの拡大、脱炭素化に向けた燃料転換に伴う電気自動車の普及や産業部門での電力化の進展等により電力需要の高まりが見込まれている。エネルギー需要の電力化の進展と合わせてカーボンニュートラルへの移行に向けて電源の脱炭素化、特に再生可能エネルギー電源の導入が更に進んでいる。

図 10-1 | IEEJ Outlook 2027、IEEJ Outlook 2026 での世界の電源構成の比較 [レファレンスシナリオ]



10.2. 再生可能エネルギー発電拡大に伴う課題と現状

電力の安定供給に関する課題

再生可能エネルギー発電の拡大に伴う課題は、電力需要の増加・需要地の偏在に関する需要側の課題と、燃料供給、価格変動、地政学リスク、再生可能エネルギーの出力変動に関する供給側の課題に分けられる。需要面では、電力需要の増加や需要施設の偏在化などが挙げられる。これらに対しては、化石燃料の調達、ベースロード電源および供給力の確保、系統運用の最適化といった対応が求められる。一方、供給面では、化石燃料の供給減少、価格変動、地政学上のリスクが考えられる。なかでも、太陽光や風力などの自然変動型再生可能エネルギーは、天候や季節によって発電出力が変動するため、その変動への対応が再生可能エネルギー発電拡大における最大の課題となっている。

表 10-1 | 電力安定供給に係るリスクとその課題・対策

リスク	課題	対策
化石燃料の供給減少リスク 化石燃料の価格変動リスク 地政学的リスク 再エネ電源の出力変動リスク	化石燃料調達 ベースロード電源の確保	発電事業者と需要家との PPA 締結時の長期燃料調達の付記 需要施設による原子力や地熱等の安定電源の調達
電力需要の増加リスク（データセンターや半導体などの急増）	供給力の確保	電源新設の支援制度の導入 需要施設側でのバックアップ 発電設備の保有
電力需要施設、電力供給施設の偏在リスク	電力系統の最適化	需要施設の電源近接立地 需要施設へのウェルカムゾーンの公表 送電線のダイナミック・ライン・レーティングの導入

出所: IEEJ Outlook 2025に加筆

地政学的な課題

再生可能エネルギーの技術発展と量産技術の進展により、関連設備の製造能力は世界各地で拡大している。2000 年代初頭には、米国と欧州諸国が太陽光発電および風力発電について世界市場において大きなシェアを持っていた。その後、中国が再生可能エネルギー発電に加えて蓄電池、電気自動車を含む製造能力を大幅に拡大し、世界で最大のシェアを占めるに至っている。足元では中国のこれらのクリーン技術の製造能力は国内需要を上回り、太陽光モジュールの約 40%、風力ナセルの約 12%が輸出に回っている（2023 年実績）（IEA（2024）⁹⁸）。この点については、例えば原油の生産では中東が大きな役割を担っているように、再生可能エネルギーについても特定国が大きな市場シェアを持つことが地政学的なリスクを高めることが懸念される。この課題について、「脱炭素技術のサプライチェーンの動向と戦略」として 10.3 項で詳述する。

経済・財政面の課題

再生可能エネルギー発電設への投資は先述の FIT などの政策支援などもあり、特に先進国で先行して進んできた。現在はコストダウンに伴い新興国への導入が今後も期待さ

⁹⁸ IEA（2024）, Energy Technology Perspectives 2024

れるが、再生可能エネルギー発電の多くは特に火力など従来型の発電設備よりも資本費が占める割合が大きいため、事業開始前からの資金確保が重要となる。このため新興国での普及にあたっては初期投資支援などの仕組みが重要になる。

また、再生可能エネルギー発電設備そのものへの投資に加え、関連設備やインフラの拡充も必要となる。風力発電では、風況の良い地点が都市部などの電力需要地から遠い場合が多く、電源の整備と併せて電力系統や送電網を整備する必要がある。新たな送電線の整備に加え、特に先進国では送電網の老朽化も課題として指摘されており、その対策には多額の投資費用を要すると見込まれている⁹⁹。自然変動型再生可能エネルギー発電の出力変動を緩和するため、電力系統の整備に加えて、需要側設備と発電設備の双方に蓄電池を設置し、電力系統への負担を軽減することも期待されている。英国や米国カリフォルニア州では、短時間の出力変動に対応する調整力として蓄電池の導入が進んでいるが¹⁰⁰、他の地域でも電力需給を安定化させるため、蓄電池を含む送電網への投資を拡大することが課題となる。

環境・社会面の課題

再生可能エネルギーは設置面積当たりの出力が低いため、化石燃料発電や原子力発電と同じ発電量を得るには、より広い土地が必要となる。再生可能エネルギーの導入に適した国土面積の制約は、日本やシンガポールのような国において、導入量の物理的な制約となる。また、設備寿命が従来型発電設備より短いため、環境負荷を低減する観点から、廃棄からリサイクルまでの仕組みを確立することが求められる。世界に先駆けて再生可能エネルギーの導入が進んだ欧州や、急速な導入が進む中国に加え、日本でも 2005～15 年に大量導入された設備が大量廃棄期を迎え、は 2030 年代後半から増加し、最大 50 万 t/年程度まで達する見込み¹⁰¹であり、その対応が課題となっている。さらに、設備を継続的に利用するには古い設備の撤去とリプレイスが必要となるが、新たな設備に必要な資金の調達、許認可の更新、地域社会との合意形成などが課題となる。

電力市場における課題

再生可能エネルギー発電は自然のエネルギーを活用するためバイオマス発電を除いて可変費がほぼゼロとなる電源が多い。つまり、電力を 1kWh 発電するために追加的に必

⁹⁹ IEA (2023), Electricity Grids and Secure Energy Transitions,

¹⁰⁰ IEA (2024), Integrating Solar and Wind

¹⁰¹ 第 11 回 産業構造審議会 イノベーション・環境分科会 資源循環経済小委員会 太陽光発電設備リサイクルワーキンググループ 中央環境審議会 循環型社会部会 太陽光発電設備リサイクル制度小委員会 合同会議 (2026)、“資料 3 基本方針について”

要となる限界費用において VRE には優位性がある。これに対して一般的な電力市場運用、給電ルールでは限界費用に基づく経済給電（Economic Dispatch）の原則の中で給電指令が行われてきており、VRE は従来型発電より優先的に発電されることとなる。また、補助金や FIT や PTC などの政策支援によって経済給電そのものがゆがめられるリスクもある。

電力システム全体の強靱化、柔軟性を向上させることで再生可能エネルギー電源の変動性に対応するために、欧州では系統運用、市場での取引単位の規模・時間を小さくすることで、急激な出力変動を管理しやすくしている。加えて配電網に接続された蓄電池や電気自動車などの小規模電力需要設備に対して給電プロセスへの参加を認めることでデマンドレスポンスを進めることも期待される。先進国では多くの国で自由化された電力市場での対応となるが、新興国では電気事業の民営化、そして市場の整備等を進めつつある国・地域もある中でそれぞれの国・地域に適した市場の検討が求められる。

10.3. 再生可能エネルギー発電技術のサプライチェーンの動向と戦略

世界的な再生可能エネルギー機器のサプライチェーン再編

世界の脱炭素化が進展する中、再生可能エネルギー機器を巡るグローバルサプライチェーンは大きな転換期を迎えつつある。近年は中国依存からの脱却がしばしば議論されるものの、実態としては完全な代替ではなく、中国を中心に据えつつ複数地域へ生産・調達拠点が分散する「多極化」が進展している。本項では、主要国・地域の動向を概観し、その実態と今後の展望について考察する。

中国は、太陽光発電関連製品から蓄電池、風力発電機器に至るまで世界最大の供給国としての地位を保っている。巨大な国内市場と手厚い政策支援を背景に高い価格競争力を維持しており、近年の設備余剰に伴う価格下落は、結果として世界全体における再エネ導入コストの低減に寄与してきた側面がある。足元では過剰設備や過当競争への対応として国内産業の再編が進められつつあるものの、世界市場における強固な供給力とシェアを維持する方針に揺らぎはない。さらに、中国の主要メーカーは単なる機器製造にとどまらず、蓄電池やエネルギーマネジメントシステム(EMS)を組み合わせた統合ソリューション事業への展開を広げつつある。また、最終製品のみならず、重要鉱物の製錬・加工分野においても高いシェアを占めている。他方で、こうした競争力の背景には環境対策コストが十分に内部化されていない可能性なども指摘されている。クリーン技術全般における過度な特定国依存は、米中対立をはじめとする国際情勢の中で供給途絶等の

リスクとして認識されやすく、各国において代替拠点形成や調達先の分散を模索する契機となっている。

そうした分散先や代替拠点として注目を集めているのがインドや ASEAN 諸国である。インドではモディ政権の「Make in India」政策のもと、生産連動型優遇策(PLI)や政府認定メーカー制度(ALMM)等を活用し、太陽光産業を中心に垂直統合型の国内生産体制の構築が進められている。ウエハ等の上流工程において一部依存が残るなど完全な自給には時間を要すると見られるものの、将来的には国内需要の充足にとどまらず、欧米等に向けた代替的な生産・輸出拠点としての役割拡大が期待されている。一方、ASEAN 諸国は従来「チャイナ・プラス・ワン」に基づく対米迂回輸出拠点と見なされる傾向があったが、貿易摩擦や関税強化の動きに伴い、域内需要への対応に加え、欧米や新興国向け供給を担う製造拠点へと位置付けが変化しつつある。特にインドネシアがニッケル資源を背景に蓄電池サプライチェーンの形成を目指すなど、地域全体で生産・加工拠点としての付加価値を高める動きが見られる。

これら新興国の動向と並行し、米欧諸国においては、経済安全保障を意識した国内産業の育成に加え、特定国への依存低減やサプライチェーンの強靱化(レジリエンス向上)を目的とした制度整備が進められている。米国ではインフレ抑制法(IRA)などの政策運用や通商規制の見直しを通じて、関税措置や原産地規制を強化し、国内産業の保護・育成を図る姿勢がうかがえる。また EU においても、ネットゼロ産業法(NZIA)などを軸に、サプライチェーンの強靱化や持続可能性基準を制度化し、域内生産能力の底上げを図る動きが広がっている。

以上の動向を踏まえると、世界の再エネ機器サプライチェーンは単純な「脱中国」ではなく、中国を主要供給国としつつ、インドや ASEAN が補完的な生産拠点として機能し、米欧が域内供給網の強化を進める「多極化」の段階に入りつつあると考えられる。このような環境下では、再エネ機器を輸入・導入する国々にとっては、価格競争力に優れる中国製品を活用しながらも、特定国への依存を回避するための調達先多様化やサプライチェーン強靱化が重要な課題となる。また、企業においても、量産効果が競争力を左右する分野では国際的アライアンスにより規模の経済を追求する一方、系統運用や EMS 等の安全保障・セキュリティ上の重要性が高い分野では技術・運用面での自立性を確保するなど、分野特性に応じた戦略的対応が求められる。

再生可能エネルギー機器の戦略的リサイクル

2000 年代以降に再生可能エネルギーの普及が急速に進展したことに伴い、2030~40 年

代には寿命を迎えた太陽光パネル、風力発電設備、蓄電池などの大量廃棄の時期を迎えることが見込まれている¹⁰²。同時に、これら機器に不可欠なリチウム、レアアースなどの重要鉱物は特定国への依存度が高く、資源制約や経済安全保障上のリスクとして強く意識されている。こうした状況下において、使用済みの再エネ機器を単なる廃棄物ではなく国内の「都市鉱山」と捉え、資源循環を通じて特定国への依存低減を図る戦略的取り組みの重要性が高まっている。

こうした課題を背景に、主要国を中心にリサイクル関連技術の開発や実証が進展しつつある。太陽光発電分野では使用済みパネルからの高純度シリコン回収技術の向上が図られている。風力発電分野では、FRP(繊維強化プラスチック)製ブレードのセメント原料化や炭素・ガラス繊維の回収といった実用化に向けた取り組みが進められている。蓄電池分野では、湿式製錬によるレアメタルの高効率な抽出・回収が進みつつある。このように、資源循環に向けた技術的基盤は着実に整いつつあるとみられる。

技術開発と並行して、先行する国・地域では制度的なルール形成やサプライチェーンの再構築に向けた動きも模索されている。EU では、原材料の由来やリサイクル方法を追跡・共有するデジタル製品パスポート(DPP)の導入が進められている。米国においては、エネルギー省(DOE)の支援のもとで研究開発や国内リサイクル体制の再構築が図られている。さらに、中国における循環利用ガイドラインの整備や、インドにおける拡大生産者責任(EPR)に基づく電子廃棄物(E-waste)規制の強化など、新興国においても将来的な資源確保や市場主導権を見据えた制度整備を進める動きが見られる。

このように、再エネ機器のリサイクルは単なる環境・廃棄物対策にとどまらず、重要鉱物の安定確保や産業競争力強化、さらにはサプライチェーンの強靱化を同時に追求する成長戦略としての側面も持ち合わせていると考えられる。将来の大量廃棄を見据え、脱炭素化と資源・経済安全保障を両立させる新たな循環モデルを構築することは、再エネの持続可能な導入拡大を支えるとともに、グローバルな循環経済において主導的な地位を確保するための重要な足がかりになり得る。こうした観点を踏まえ、今後の方向性としては主に以下の4点が重要になると考えられる。

(1) 再エネ機器の資源循環・経済安全保障上の戦略化:

使用済みの再エネ機器を将来の「資源貯蔵庫」として明確に位置付け、環境政策のみならず経済安全保障の観点も組み込んだ包括的な国家戦略を構築すること。

¹⁰² 先述のとおり日本国内においても、2030 年代後半から増加し年間最大 50 万トンの使用済みパネル排出が予測されており、現行の処理能力(13 万トン)を大幅に上回る懸念がある。

(2) 資源回収網の整備と市場需要の創出:

広域から効率的に回収を行うリバースロジスティクス網を整備するとともに、公共調達等の活用を通じて再生材の安定的な市場需要を創出・牽引すること。

(3) リサイクル方法等に関する国際ルールの形成:

環境配慮設計や解体・再資源化プロセスに関する国際標準化を模索するとともに、周辺諸国との連携を通じた地域規模での循環ネットワークの構築を視野に入れること。

(4) 製品トレーサビリティの確立:

欧州等の先行事例も参考にしつつ、国境を越えて機器の履歴や構成物質等を適切に追跡・管理できるデジタル基盤を確立すること。

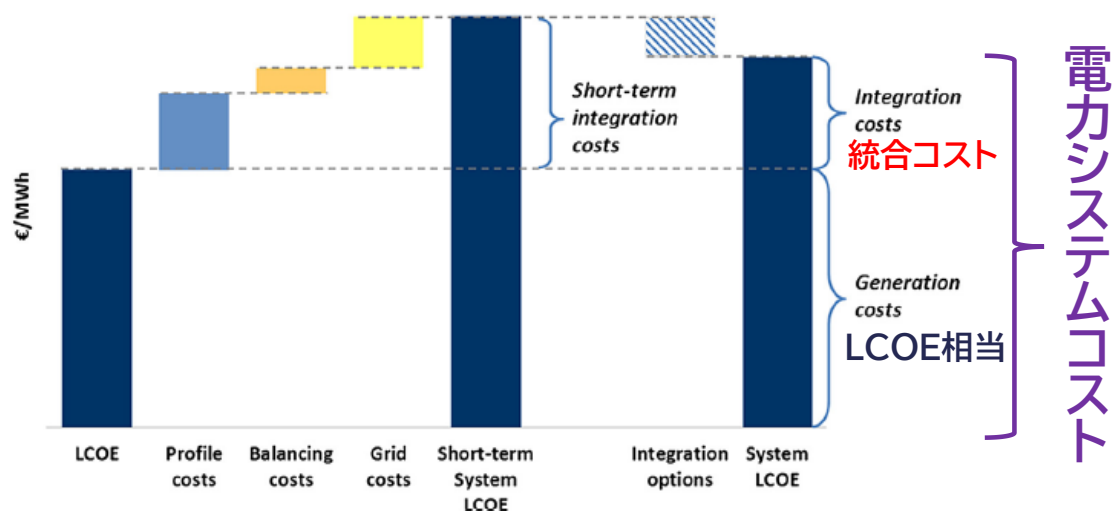
10.4. 再生可能エネルギー発電拡大に伴う新たな課題

統合コストの課題

再生可能エネルギー、特に変動性再生可能エネルギー発電の導入拡大に伴い、この対応に必要なコストが増加し、システム全体としてコスト増となる可能性が指摘されている(IEEJ Outlook 2026)¹⁰³。再生可能エネルギー発電をシステムに統合するために追加的に必要となるコストは統合コストと呼ばれる。この統合コストを考慮せず、コスト負担が明確にならないまま再生可能エネルギー発電への投資が進められていくことで将来的に以下の点が懸念される。まず、社会全体における費用負担が想定外に増大することが懸念される。そして、足元で必要なコストと将来発生する社会コストにギャップが生じることで再生可能エネルギー発電への投資の長期予見性が損なわれる可能性がある。例えば、電力安定供給のための追加的な費用の増加や設備投資の不足による電力系統の整備の遅れ等が再生可能エネルギー発電導入への意識の高まりを後退させることが挙げられる。

¹⁰³ IEEJ (2025), “IEEJ Outlook 2026” <https://eneken.ieej.or.jp/data/12782.pdf>

図 10-2 | 電源別発電コスト（LCOE）と統合コスト



出所: Ueckerdt et al. を基に加筆

系統安定化のための設備投資の課題（イベリア半島の事例の示唆）

再生可能エネルギー発電の拡大による出力変動への対応の課題について、再生可能エネルギー発電の拡大が原因とも言われた事象が観測されている。一例として 2025 年 4 月 28 日にイベリア半島で発生した停電事故があり、事故当初はこの事故は再生可能エネルギー発電の拡大によって引き起こされたのではないかとの指摘もあった。欧州の系統運用機関（ENTSO-E）が発表したレポートでは、主たる原因として無効電力吸収能力の著しい低下によって火力等の同期電源が最少並列の状態、電圧抑制力が失われたこと、予期せぬ無効電力の流入により下位系統（配電系統）等から余剰な無効電力が基幹系統へ流れ込んだこと、系統の防御マージンの欠如として系統動揺後のわずかな超過電圧が広範な自動解列を招いたことが整理されている。つまり、この事象は再生可能エネルギー発電の拡大が原因というよりも電力システム、系統側の準備が十分でなかったことがあげられている。

電力中央研究所¹⁰⁴、自然エネルギー財団¹⁰⁵は、日本国内への示唆と今後の対応として下記の点をまとめている。日本では計画的なリアクトルの設置、発電設備の電圧制御ルールにより、同様の急激な電圧上昇による大停電リスクは低い。そして予防策として現在

¹⁰⁴ 永田真幸（2026）“イベリア半島における大規模停電— 停電に関する調査の結論および推奨事項と日本の電力系統への示唆 —”、自然エネルギー財団（2026），“2025 年 4 月 28 日イベリア半島（スペイン・ポルトガル）大規模停電に関する「ENTSO-E 最終報告書」”

¹⁰⁵ 自然エネルギー財団（2025）“スペインのブラックアウトについて”

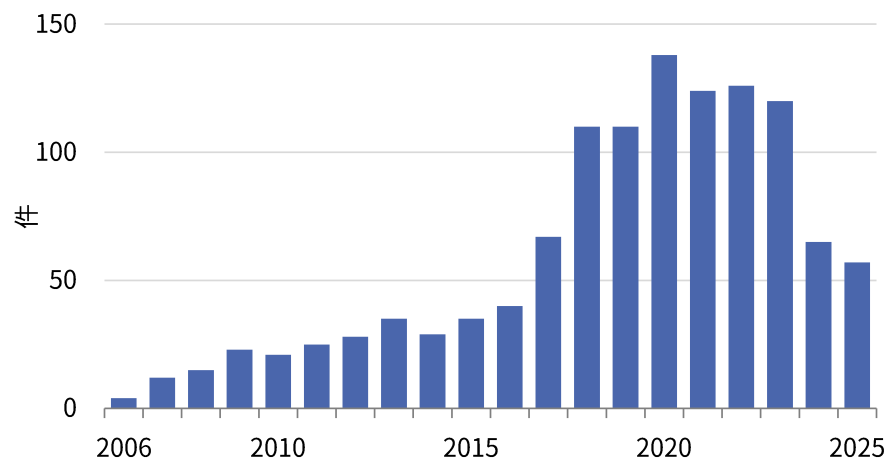
構築されている高い電圧維持運用やルール設計を堅実に維持することが重要である。その上で監視機能の拡張として将来的な潮流変化に備え、小規模・分散電源を含む下位系統へのリアルタイム監視を強化する。さらに未然防止の仕組みとして状況の悪影響が顕在化する前に、無効電力制御技術や高度化モデルを取り入れることが重要である。

つまり、日本では現在是对応できている点もあるが、再生可能エネルギー発電の拡大が進む新興国にとってはこれらの対応が必要になりうる。イベリア半島の停電は再生可能エネルギー発電が増加する中で電力網の量的な拡充に加えて質的な拡充が必要となることを示唆しているといえる。

高まるサイバーリスクの課題

米国 Center for Strategic and International Studies (CSIS) の報告によれば 2010 年代半ば以降、重大なサイバー攻撃事象の数が大きく増加し、2015 年 12 月には、ウクライナで配電会社へのサイバー攻撃により 22.5 万世帯が停電し復旧に 3～6 時間を要した事例が発生した。そしてロシアによるウクライナ侵攻では情報戦、経済戦、サイバー戦を組み合わせたハイブリッド戦が展開されている¹⁰⁶。将来のエネルギー需要については最終エネルギー消費に占める電力の比率が高まっていくことが見通される中、電力を利用した設備へのサイバー攻撃対応、特に小規模分散型設備への対応が懸念される。

図 10-3 | 世界の重大サイバー攻撃事象数の推移



注: 政府・防衛・ハイテク部門を標的とする、または被害額が100万米ドルを超える攻撃

出所: IEA. (2020). Power Systems in Transition.、CSIS. (2026). Significant Cyber Incidents. Significant Cyber Incidents | Strategic Technologies Program |を基にIEEJ作成

¹⁰⁶ 川嶋隆志 (2025)、ハイブリッド戦における工作手段の分類と特徴－欧州ハイブリッド脅威対策センターのコンセプト・モデルに基づく分析－

<https://www.nids.mod.go.jp/publication/commentary/commentary403.html>

情報セキュリティ 10 大脅威としてインターネットに接続される機器である「IoT」への脅威が 2017 年に取り上げられた¹⁰⁷。IEA はエネルギー技術に関するサイバーセキュリティの課題として、多くのクリーン技術に使われるインバータが電力システム上の重要な制御点であるとして、特定国に集中するサプライチェーンへの依存についてサイバーセキュリティ・コスト・導入速度の課題を指摘している¹⁰⁸。

特に再生可能エネルギー発電設備はインターネットを介して維持管理されている事例も多く、2024 年 5 月には日本で太陽光発電設備向け遠隔監視機器の約 800 台がサイバー攻撃を受け、インターネットバンキングの不正送金に悪用された事例が発生した。この事件を受けて日本で小規模太陽光発電設備に IPA（独立行政法人情報処理推進機構）の「制御システムセキュリティリスク分析ガイド Ver2.0」脅威の分析及びリスクの評価・分析の結果、ネットワーク機器や PCS に対する不正アクセス、不正操作、高負荷攻撃、不正媒体・機器接続、サプライチェーン攻撃といった脅威について、特に対策が必要であることが明らかとなった。その後、太陽光発電を含む IoT 機器のサイバーセキュリティ対策が検討され、2027 年 4 月以降に新規に系統に接続される太陽光発電及び蓄電池について、系統連系要件への組み込み、JC-STAR★1¹⁰⁹の取得義務、適用開始ロードマップを対策として求めることが決定された。

日本での議論も踏まえて ERIA の下で ASEAN においても分散型電源のセキュリティの議論が進められており 2026 年 2 月、タイにおいて ASEAN 各国の先端研究機関からの中間報告、ワークショップを開催するなど、対応が検討されている。

アジア地域以外でも、米国では S. 1071（国防権限法）が 2025 年に成立しサイバーセキュリティに関する強化策が盛り込まれた。EU レベルでは関連して network and information systems (NIS2 指令)を 2023 年 1 月に施行している。欧州の中でもリトアニアの電力系統運用者は、サイバーセキュリティ要件を満たさない 100kW 以上の風力・太陽光発電所を系統から切断する法的な権限を整備しており、地政学的観点から特定国（中国など）製の機器による遠隔操作リスクを完全に排除することを意図した検討が進

¹⁰⁷ 情報処理推進機構（2017）、情報セキュリティ 10 大脅威 2017、
<https://www.ipa.go.jp/security/10threats/2017/2017.html>

¹⁰⁸ IEA (2026), Inverter supply chains and cybersecurity, IEA, Paris
<https://www.iea.org/commentaries/inverter-supply-chains-and-cybersecurity>, Licence: CC BY 4.0

¹⁰⁹ 通信機能を有する制御システム（PCS、EMS 等）を対象に、国のセキュリティラベリング制度「JC-STAR★1」取得機器の利用が要件化。

んでおり、同様にドイツでも類似の検討が進んでいる。

今後の再生可能エネルギー発電の持続的な普及には、サイバーセキュリティの制度面での対応、技術的な対応も重要な要件になることが考えられる。特にサプライチェーンとサイバーセキュリティの課題において PV やインバータ等の技術はこれらの課題が重なりうるところであり、製造能力の集中に加えて、システム運用のサイバーセキュリティを含めた複合的な課題への対策が求められる。規模の経済が重要な分野では、国・地域ごとの市場規模や産業基盤を踏まえ、国際連携と国内投資を適切に組み合わせる必要がある。セキュリティが重要な分野では国内での規制強化など、国、地域毎の取組みといえる。

11. 重要鉱物の安全保障

11.1. 重要性高まる重要鉱物の安全保障問題

脱炭素化に向けたクリーンエネルギー技術の導入は、化石燃料への依存を減らし、その供給途絶リスクを低減させる効果を持つ。他方で、電気自動車（BEV）やハイブリッド自動車（HEV）、蓄電池、風力発電などのクリーンエネルギー技術は、銅、リチウム、ニッケル、コバルト、グラファイト、レアアースといった重要鉱物を大量に必要とする。しかも、これらの鉱物には生産や精錬が特定の国に集中しているものが多く、供給国の政策や地政学的な要因によって供給が影響を受けやすい。このため、エネルギー転換の進展は、重要鉱物の安定供給という新たな安全保障上のリスクを生じさせることになる。

また、そうした重要鉱物のリスクは一様ではなく、鉱種ごとに資源量や生産・精錬の地理的分布、供給源の抱える政治的な安定性などが大きく異なる。このため、今後の重要鉱物の安定確保に向けた有効な対策を講じるためには、各鉱種がどのようなリスクをどの程度抱えているのかを客観的に把握する必要がある。

本章では、まず、主要な重要鉱物が抱えるリスクを 4 つの指標によって数値的に示す。その次に、レアアースとネオジム磁石を事例として、サプライチェーン全体の視点の重要性を述べる。そしてそれまでの分析を元に今後の対応策を検討する。

11.2. 重要鉱物が抱える多様なリスク

評価の指標

本節では、重要鉱物に係るリスクを、①資源の有限性、②供給の集中度、③供給国の政治的安定性、④需給バランス（需給ひっ迫度）の 4 点から検証する。各リスクの評価に用いた指標は表 11-1 のとおりである。また、各指標の値は 5 段階のリスク水準に区分し（表 11-6）、鉱種間で比較できるようにした。

4 つの観点は、それぞれ性質の異なるリスクを捉えている。資源の有限性は地質的な制約を、供給の集中度は特定の供給国（特に最大の供給国）で供給途絶が起きた際の代替の難しさを、政治的安定性は供給国側の政治的な情勢によって途絶が発生する可能性を、需給バランスは将来の市場のひっ迫の度合いをそれぞれ表している。重要鉱物の供給をめぐるリスクを評価する上では、単一の指標だけではそれぞれの鉱種のリスクを過小ま

たは過大に評価する恐れがあるため、これらの複数の観点を組み合わせて評価することが重要である。

表 11-1 | 検証するリスクと参照する指標

検証するリスク	参照する指標
資源の有限性	資源の可採年数
供給の集中度	各鉱種のハーフィンダール・ハーシュマン指数（HHI）
供給国の政治的安定性	世界銀行の World Governance Indicators における政治的安定性指標
需給のバランス	今後の需給バランス見通し（2040 年時点）

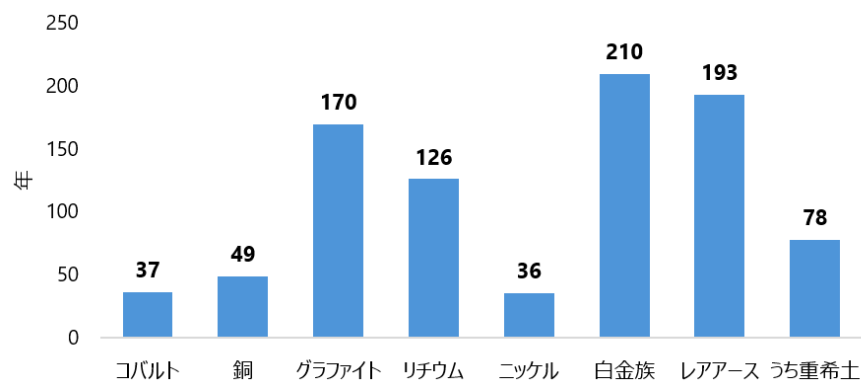
出所：日本エネルギー経済研究所作成

資源の有限性

資源の有限性は、それぞれの鉱種の可採年数で評価した（図 11-1）。ここでの可採年数は、2025 年末時点での埋蔵量を 2025 年通年の生産量で除した値である。埋蔵量の値は、将来の探鉱活動や技術進歩、価格の水準によって変化しうる。したがって、可採年数が短いことが直ちに資源の枯渇を意味するわけではないが、今後いずれの鉱種においても需要の急増が予測されている中、相対的な残存資源量の規模を評価する指標としては有用と考える。

可採年数が最も短いのは、ニッケル（36 年）とコバルト（37 年）であり、銅（49 年）がこれに続く。ニッケルやコバルトは電池の部材としての需要の拡大が見込まれており、生産量に比して埋蔵量が少ないことは、資源の有限性の面で大きなリスクとなりうる。また銅については、その圧倒的な需要規模の大きさや今後の需要の増大、代替の難しさを考慮すると、新規供給源の開発やリサイクルのさらなる促進を急ぐ必要がある。一方、グラファイト（170 年）、リチウム（126 年）、レアアース（193 年）は資源量自体が比較的豊富であり、白金族に至ってはその可採年数は 200 年を上回る。なお、レアアースについては、重希土類に限ると可採年数は 78 年であり、レアアース全体の値と比べるとその資源制約の度合いは高くなる。

図 11-1 | 各種重要鉱物の可採年数



注: 2025年末時点の埋蔵量を2025年の生産量で除したもの。白金族は全体の埋蔵量をプラチナとパラジウムの生産量で除した値

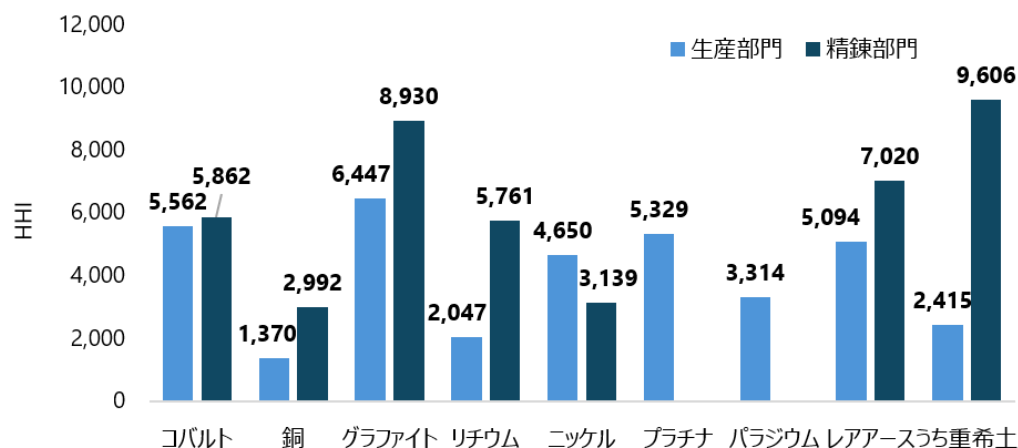
出所: United States Geological Survey (2026) Mineral Commodity Summaries:

供給源の集中度

供給の集中度は、各国の生産量・精錬量のシェアから算出したハーフィンダール・ハーシュマン指数（HHI）で評価した。HHI は各国のシェア（％）の二乗和であり、市場の寡占度が高いほどその数値が高くなり、1 か国が独占する場合に最大値の 10,000 をとる。供給の集中度が高い鉱種では、主要供給国で事故や自然災害、政策変更などにより供給が途絶した場合に、他の供給源で代替することが難しい。

図 11-2 に示すとおり、生産・精錬の双方で集中度が高いのは、コバルト（生産 5,562、精錬 5,862）、グラファイト（同 6,447、8,930）、レアアース（同 5,094、7,020）である。特に重希土の精錬部門の HHI は最大値の 10,000 に近い 9,606 に達し、ほぼ 1 か国（中国）による独占に近い水準にある。これに対し、銅の供給源は相対的に分散しており、HHI は生産部門で 1,370、精錬部門で 2,992 にとどまる。資源の有限性という観点では相対的にリスクが高い銅であるが、供給の集中度という観点ではリスクが低い鉱種であることがわかる。リチウムは、生産部門の HHI が 2,047 と比較的分散している一方で、精錬部門では 5,761 と高い。このように、同じ鉱種でもサプライチェーンの段階によってリスクの水準が異なるケースがある点には留意が必要である。全体的に、生産部門より精錬部門における集中度が高い鉱種が多いが、これは鉱石自体は多様な国で生産されていても、最終的には特定国の精錬能力（特に中国）に依存せざるを得ないケースが多いためである。

図 11-2 | 各鉱種の生産量・精錬量のハーフィンダール・ハーシュマン指数（HHI）



出所: United States Geological Survey (2026) Mineral Commodity Summaries; International Energy Agency (2026) Global Critical Minerals Outlook.

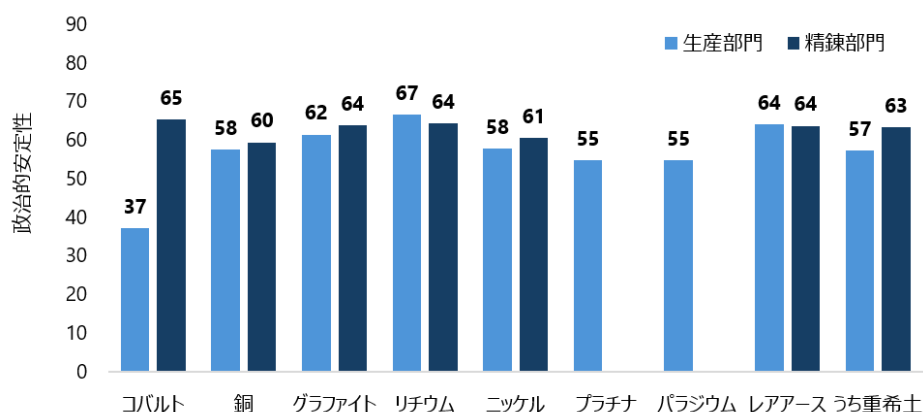
供給源の政治的安定性

供給国の政治的安定性は、世界銀行の World Governance Indicators における政治的安定性指標（Political stability index）を用いて、各鉱種の生産部門・精錬部門について評価した。各供給国の指標をそれぞれの供給シェアを元に加重平均して数値化している。ここで用いた政治的安定性指標は、各国の政治体制やその統治機能の不安定性（テロやクーデターの発生などを含む）を指標化したもので、過去の不安定化事象や各種政治リスク評価機関のアセスメントなどを世界銀行が集計し、総合的に評価したものである。数値が高いほど、当該国の政治的安定性が高い（即ち供給リスクは低い）ことを示す。

図 11-3 によると、コバルトの生産部門（37）を除き、鉱種間で政治的安定性に大きな差はみられず、概ね 50～60 位の範囲に収まる。コバルトの生産部門は、政治的安定性が相対的に低い供給源への依存度が高く、他の鉱種と比べて突出してリスクが高い。

ただし、この指標は主に国内の政治的な不安定性を捉えたものであり、供給国の対外政策に起因するリスクは十分に反映されない。例えば、供給面での政治的リスクという観点では、鉱物の輸出を経済的な威圧行為として用いる意思を示した国、あるいは実際に実施した実績を持つ国に多くを依存する鉱種のリスクは、指標の数値以上に高いと考えるべきである。

図 11-3 | 各種重要鉱物の生産・精錬部門での政治的安全性



注: 2025年末時点の埋蔵量を2025年の生産量で除したもの。プラチナは白金族全体の数値

出所: World Bank (2026) World Bank Indicators

需給バランス

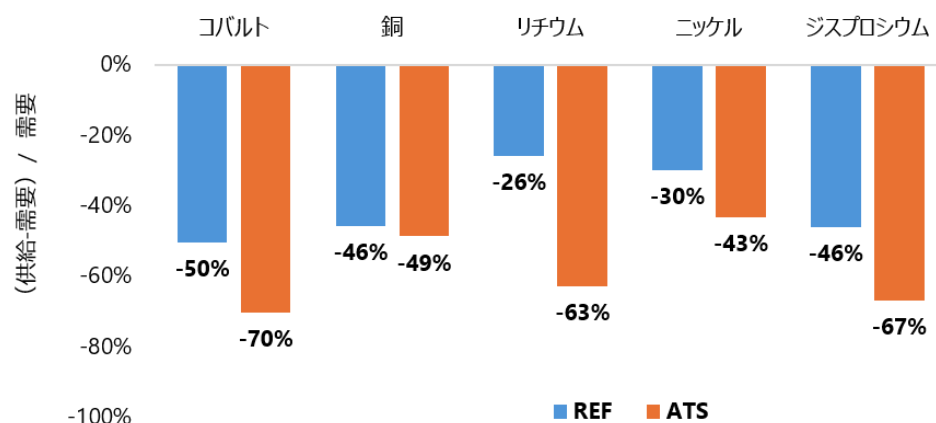
需給のひっ迫度は、2040 年時点の供給見通しから同じく 2040 年時点での需要見通しを差し引き、それを同じ需要見通しの値で除した需給ギャップ率で評価した。数値が正であれば供給超過、数値が負であれば需要超過であり、その絶対値の水準はそれぞれの超過の度合いを表す。需要見通しには、レファレンスシナリオ（REF）と技術進展シナリオ（ATS）の 2 つを用い、供給見通しには国際エネルギー機関による「Global Critical Minerals Outlook 2026」における供給見通しを参照した。

図 11-4 に示すとおり、代表的な重要鉱物のいずれについても、両シナリオ共に 2040 年時点での需給ギャップはマイナスとなる。すなわち、このままクリーンエネルギー技術の導入が進めば、重要鉱物の供給制約が生じる恐れがある。クリーンエネルギーの導入が一段と進む技術進展シナリオではギャップがさらに拡大し、コバルトで-70%、リチウムとジスプロシウムでそれぞれ-63%と-67%、銅で-49%、ニッケルで-43%となる。コバルトの需給ギャップが大きいですが、コバルトは供給源の集中度も高いことから、今後は供給源の多角化を図りながら投資を拡大させていくことが不可欠である。ただし、コバルトやニッケルなど電池用途の鉱種については、今後の技術進展に伴って必要とされる鉱種が変わり、その結果としてこれらの鉱種の需要が抑制される可能性もある。

各鉱種の需給見通しの詳細は図 11-9 に示した。銅では、供給見通しが 2040 年にかけて減少する一方で、需要はいずれのシナリオでも増加を続ける。コバルト、リチウム、ジスプロシウムでも需要の伸びが供給見通しを大きく上回り、特に技術進展シナリオでは 2030 年以降に需要が急増する。ただし、供給見通しは今後の新規投資によって上振

れしうる。将来的な供給不足が見込まれるのであれば、新規の鉱山開発や精錬能力への投資が誘引され、最終的には需要を満たすだけの供給が実現する可能性が高い。そのため、ここで示されている需給ギャップの度合いは、将来の供給不足量そのものではなく、追加的な供給拡大のための投資がどの程度必要かを示すものと解釈すべきである。

図 11-4 | 各種重要鉱物の需給ギャップ（2040 年時点）



注: 2040年時点の供給見通しから需要見通しを差し引き、需要見通しで除したもの。REF：レファレンスシナリオ、ATS：技術進展シナリオ。

出所: International Energy Agency (2026) Global Critical Minerals Outlook; 日本エネルギー経済研究所。

リスク評価のまとめ

表 11-2 は、以上の 4 つの観点からの評価結果を一覧にし、表 11-6 の区分に従ってリスク水準を色の濃淡で示したものである。観点ごとの特徴は次のように整理できる。

- ・ 資源の有限性：銅、コバルト、ニッケルの資源量が相対的に低水準でありリスクが高い。
- ・ 供給の集中度：グラファイトとレアアースが抱えるリスクが圧倒的に大きい。
- ・ 政治的安定性：全体として生産部門のリスクが高い。加えて、経済的威圧の可能性も考慮する必要がある。
- ・ 需給バランス：コバルト、リチウム、重希土のひっ迫度が高いが、今後、需要が抑制される可能性もある。

表 11-2 | 重要鉱物が抱えるリスク（まとめ）

	コバルト	銅	グラファイト	リチウム	ニッケル	プラチナ	パラジウム	レアアース	うち重希土	ロジウム
資源の有限性										
可採年数(年)	37	49	170	126	36	210		193	78	
供給の集中度(HHI)										
埋蔵量	3,097	1,204	1,983	1,685	2,566	7,048	6,384	3,761	3,263	6,682
生産部門	5,562	1,370	6,447	2,047	4,650	5,329	3,314	5,094	2,415	6,994
精錬部門	5,862	2,992	8,930	5,761	3,139			7,020	9,606	
供給国の政治的安定性										
生産部門	37	58	62	67	58	55	55	64	57	55
精錬部門	65	60	64	64	61			64	63	
需給バランス(2040 年・技術進展シナリオ)										
需給ギャップ	-70%	-49%		-63%	-43%				-67%	

注: 色が濃いほどリスク水準が高い（区分は付表11-1）。グレーはデータなし。プラチナの可採年数は白金族全体の値。需給ギャップの重希土はジスプロシウムのみ。

上記の分析から言えることは、いずれの重要鉱物にも固有のリスクが存在し、今後の需要増大に伴ってそれぞれのリスクが顕在化する可能性が高まっていくという点である。言い方を変えると、リスクの水準という観点でいえば、重要度が低い重要鉱物というものはない。それぞれの鉱物にはそれぞれのリスクの高さ即ち重要性があり、それぞれのリスクの内容に応じた安定確保対策が必要となる。

11.3. サプライチェーンの問題：レアアースと永久磁石の事例

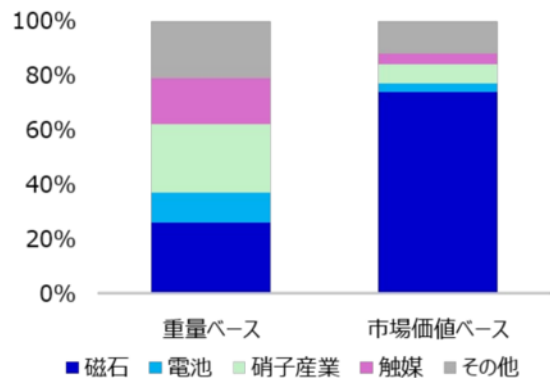
レアアースの重要性

上述の比較対象表ではいずれの重要鉱物についても相応にリスクがあると述べたが、本章では特にレアアースとそれを用いた最終製品である永久磁石のサプライチェーンについて述べる。レアアースはこれまで、研磨剤や触媒、ガラス産業、家電製品などの用途に用いられてきたが、今後は脱炭素化分野での需要が大きく増加すると見込まれる。また、実際にレアアースはその最大の供給国である中国が、2025 年より輸出管理を強化しており、今後その供給をめぐるリスクが特に高い鉱物とみなされている。

レアアースは多様な用途に用いられているが、図 11-5 に示すとおり、2022 年時点でも、市場価値ベースでは磁石（ネオジム磁石）向けが用途の 7 割強を占め、最大となっている。重量ベースでは磁石向けは約 4 分の 1 にとどまるが、磁石向けのレアアースは価値が高いため、市場価値では圧倒的な比重を占める。

ネオジム磁石は、高い磁力を持つ永久磁石として、自動車のモーター、風力発電のタービン、データセンター、ロボティクス、防衛装備品など、幅広い製品に用いられている（表 11-3）。今後、これらの部門で需要が同時に拡大すれば、限られた供給をめぐって利用部門間で競合が生じる可能性がある。

図 11-5 | レアアースの用途（2022 年）



出所: Rare Earth Industry's Association (n.d.) Rare Earths

表 11-3 | ネオジム磁石が用いられている製品

部門	製品例
自動車	電気自動車、ハイブリッド車、プラグインハイブリッド車、内燃機関車
その他モビリティ	航空機、鉄道、eVTOL（空飛ぶクルマ）、ドローン
医療	高性能 MRI
風力発電	洋上風力タービン、陸上風力タービン
携帯・電気製品	スマートフォン、ノート PC、掃除機
データセンター	データセンター用 HDD、冷却設備
ロボティクス	産業用ロボット、フィジカル AI
防衛	戦闘機、戦艦、潜水艦、戦車、ドローン

出所: 日本エネルギー経済研究所

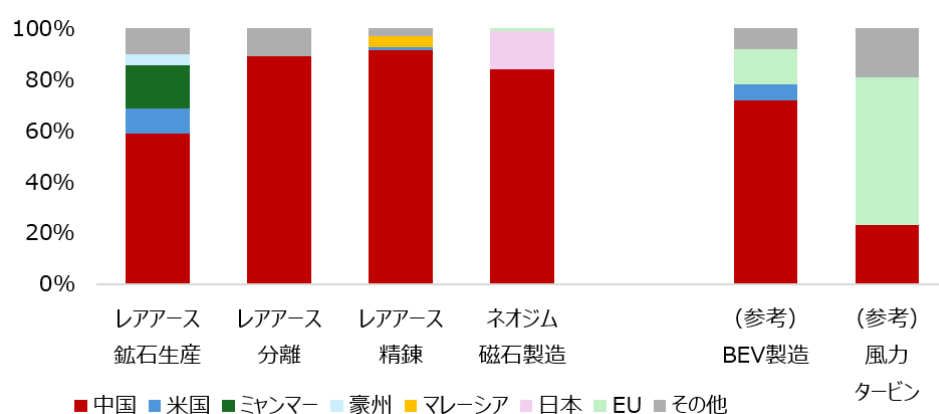
サプライチェーン全体の視点

重要鉱物は鉱種ごとに固有のサプライチェーンを有しており、その安定供給を確保するうえでは、上流（生産）や中流（精錬）のみならず、その鉱物を用いる製品の段階を含めた分散化が重要である。図 11-6 は、レアアースからネオジム磁石に至るサプライチ

チェーンの各段階における国別シェアを示したものである。鉱石生産の段階では中国のシェアは約 6 割であり、米国、ミャンマー、豪州なども一定のシェアを持つ。しかし、分離・精錬の段階では中国のシェアが約 9 割に高まり、磁石製造でも 8 割を超える。近年、原料となる重希土類の生産部門では分散化が進みつつあるが、それと併せて、精錬部門や磁石製造部門での多様化も進めていく必要がある。なお、日本は近年シェアを低下させているものの、高性能磁石の製造では一定の存在感を保っている。

特定のサプライチェーンにおける集中は、上流の分散化だけでは解消されない。たとえ鉱石を中国以外から調達できても、分離・精錬や磁石製造を中国に依存していれば、最終製品の供給は同国の政策の影響を受けることになる。参考として示した BEV 製造でも中国のシェアは約 7 割に達しており、磁石を組み込んだ製品の段階でも集中がみられる。一方、風力発電タービンの製造では EU のシェアが大きく、製品によって集中の構図は異なる。

図 11-6 | レアアースからネオジム磁石に至るサプライチェーン各段階の国別シェア



注:レアアースのシェアはレアアース全体。

出所: 各種公開資料から日本エネルギー経済研究所作成

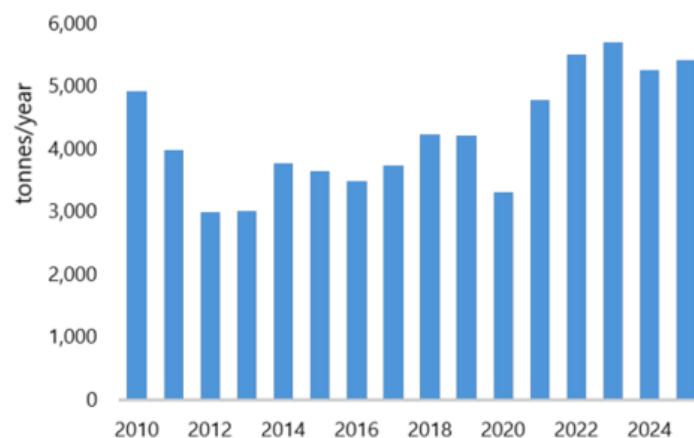
レアアースと磁石の対中依存度

図 11-7 および図 11-8 に示すとおり、日本の中国からのレアアース（希土類金属）輸入量は、2010 年の約 4,900 トンから 2012 年には約 3,000 トンまで減少し、金属系磁石の輸入量も、2010 年の約 3,800 トンから 2010 年代半ばには 2,800 トン前後まで減少した。しかし、いずれも近年は増加基調に転じており、足元ではレアアースが 5,000 トン台、磁石が 4,000 トン前後と、2010 年の水準に近づいている。

磁石の輸入が増加した一因は、日本企業が 2011 年以降、相次いで中国に磁石製造拠点を整備したことにあると考えられる。例えば、信越化学工業は 2012 年に中国福建省に

レアアース磁石の中間原料を製造する会社を設立し¹¹⁰、TDK は 2013 年に広東省梅州市に希土類磁石の製造合弁会社を設立した¹¹¹。また、日立金属（現・プロテリアル）は 2016 年に中国の中科三環と合弁でネオジム磁石の製造会社を設立している¹¹²。このため、重要鉱物の供給安定性を検討する上では、鉱石の輸入だけではなく、その鉱石を用いた最終製品の輸入動向やその背景にある企業の動きなども考慮する必要がある。実際に、2010 年のレアアース危機においては主に鉱石の輸出が滞ったが、中国が 2025 年以降強化している輸出管理では、鉱石だけではなく鉱石を用いた製品（レアアースの場合は磁石等）も対象となっているため、今後の供給源の多様化を検討する上でもサプライチェーン全体を視野に入れた対応が不可欠である。こうした観点から最近では、国内では生産能力を増強する動きも出ている。信越化学工業は 2026 年 6 月、福井県でレアアース工場を新設する計画を発表し、製錬能力の強化を図っている¹¹³。

図 11-7 | 中国からのレアアース輸入量の推移



出所: 財務省（2026）貿易統計

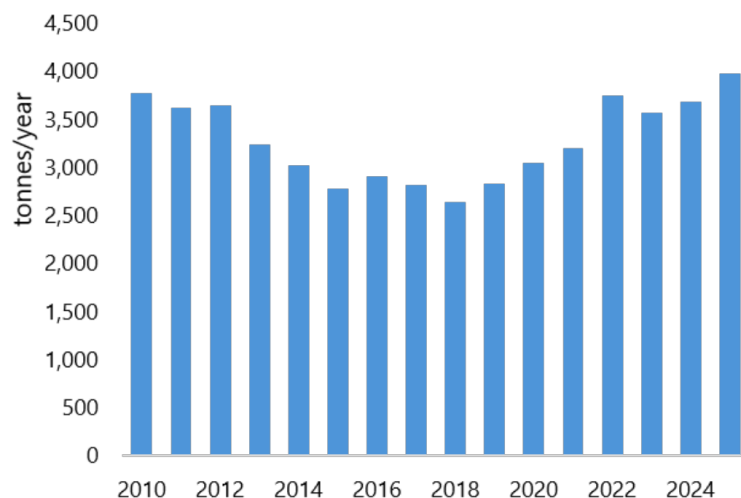
¹¹⁰ 信越化学工業株式会社（2012）「信越化学、中国にマグネット用合金の製造拠点を設立」
<https://www.shinetsu.co.jp/jp/news/news-release/shin-etsu-chemical-to-set-up-a-base-in-china-to-manufacture-magnet-alloys-for-rare-earth-magnets/>

¹¹¹ TDK 株式会社（2013）「中国における合弁会社の設立に関するお知らせ」
https://www.tdk.com/ja/news_center/press/20130426523.html

¹¹² 日立金属株式会社（2016）「中国におけるネオジム磁石の合弁会社設立（子会社の異動）のお知らせ」
<https://www.proterial.com/press/backnumber/2016/pdf/20160902jp.pdf>

¹¹³ 日本経済新聞（2026）「信越化学、福井に 18 年ぶりレアアース工場 脱中国の供給網へ前進」
<https://www.nikkei.com/article/DGXZQOUC011510R00C26A6000000/>

図 11-8 | 中国からの金属系磁石の推移



出所: 財務省 (2026) 貿易統計

11.4. 今後の対応策

エネルギーと重要鉱物の統合的アプローチ

前節までにみたように、クリーンエネルギーの導入は化石燃料の供給リスクを低減する一方で、重要鉱物の需要増加に伴う経済安全保障問題という新たなリスク要因を抱え込むことになる。重要鉱物をめぐる経済安全保障の問題は、今後のエネルギー需給全体と密接に結びついているため、エネルギーと重要鉱物の安全保障を統合的に確保するアプローチが重要である。両者の安全保障確保に共通する具体的な対応策は表 10-4 の 6 点に整理できる。

第一に、両者を統合した需給見通しの作成である。当研究所の本年度のアウトルックでは、エネルギーと重要鉱物の需要予測モデルを統合した。これによって、化石燃料、クリーンエネルギー、重要鉱物の需給見通しを一体的に評価することができるようになる。第二に、省エネルギー・省資源である。省エネルギーは化石燃料だけでなく、クリーンエネルギー機器に用いられる重要鉱物の利用量も削減するため、双方の安全保障に寄与する。第三に、多様な技術オプションの確保である。蓄電池の代替としての揚水発電（既存ダムの活用を含む）、BEV の代替としての PHEV や FCV、化石燃料の脱炭素化手段としての CCS、熱需要向けの水素など、特定の技術や鉱物に過度に依存しない選択肢を維持することがリスクの分散につながる。

第四に、備蓄機能の拡充である。重要鉱物の備蓄を拡充すると同時にその有事においては速やかな放出ができるような機動性を高めることが重要である。この点では、特に我

が国においては JOGMEC の機能を拡充し、同機関に十分な資源が配分されるべきである。第五に、アジアとの国際協力も進めていく必要があり、2026 年 4 月に発表された対アジア支援パッケージ「POWER Asia」では、今回 ASEAN 諸国における不足が明らかになった石油備蓄の整備支援と併せて、重要鉱物のサプライチェーン開発もすすめていく必要がある。さらに第六に、リサイクルの推進である。石油化学製品や重要鉱物を利用した製品のリサイクルを図ることで、既に国内に存在している資源を有効活用し、海外からの供給途絶に対しより強靱な体制を構築することが重要である。

表 11-4 | エネルギー・重要鉱物の安全保障確保に向けた統合的な対応策

対応策	主な内容
両者を統合した需給見通し	本年度のアウトルックでエネルギーと重要鉱物の需要予測モデルを統合
エネルギー需要の抑制	化石燃料・クリーンエネルギー（重要鉱物）双方の利用量を削減
多様な技術オプション	蓄電池代替としての揚水発電、BEV 代替としての PHEV・FCV、化石燃料の脱炭素化手段としての CCS、熱需要向けの水素等
備蓄機能の拡充	重要鉱物の備蓄拡充・機動性向上
対アジア国際協力	POWER Asia を介した石油備蓄支援、重要鉱物サプライチェーン開発
循環経済（リサイクル）	石油化学製品・重要鉱物利用製品のリサイクルによる国内資源化

出所：日本エネルギー経済研究所

ユーザー企業の役割

ホルムズ危機に伴う石油の供給途絶では、官民一体となった備蓄放出や代替供給の確保が機能した。重要鉱物の供給安全保障の確保においても、政府だけでなく民間の役割も踏まえた対応策が有効になると考えられ、その具体的な内容を検討する必要がある。

実際、重要鉱物を多く使用する自動車業界では、各社が独自に調達リスクへの対応を進めている（表 10-5）。その内容は、上流投資、中流投資、民間備蓄、代替技術、リサイクルの 5 つに大別できる。上流投資では、GM が米国 Thacker Pass のリチウム開発に 38%出資し、第 1 期生産分の全量を 20 年間引き取る契約を結んだ¹¹⁴。Ford も、現地企業や中国企業と共にインドネシアのニッケル精錬事業に出資している¹¹⁵。中流投資では、

¹¹⁴ GM (2023) “GM and Lithium Americas invest in U.S. lithium EV battery production.”

<https://news.gm.com/home.detail.html/Pages/news/us/en/2023/jan/0131-lithium.html>

¹¹⁵ Ford (2023) “Ford Signs Nickel Agreement Supporting Growth of Sustainable EV Industry.”

<https://www.fromtheroad.ford.com/us/en/articles/2023/pt-vale-indonesia-and-huayou-sign-nickel->

GM がドイツの磁石メーカー VAC と共同で米国に磁石工場を建設するほか¹¹⁶、カナダの素材メーカー Neo がエストニアに欧州初の磁石量産工場を建設した¹¹⁷。民間備蓄では、現代自動車が約 1 年分のレアアースを備蓄していると報じられている¹¹⁸。

需要側からリスクを低減する取り組みも広がっている。代替技術では、GM と Stellantis がレアアースフリー磁石を製造する Niron に出資し¹¹⁹、BMW と日産は磁石を使わないモーターを生産している¹²⁰。ホンダは大同特殊鋼と共同開発した重希土類フリー磁石を採用した¹²¹。リサイクルでは、トヨタが米国のリサイクル企業 Redwood Materials と、使用済み電池から再生した正極材や銅箔を調達する計画を進めている¹²²。

これらの事例は、ユーザー企業が単なる購入者にとどまらず、供給源の開発、在庫の保有、需要の抑制といった多様な形で供給安全保障に関与しうることを示している。政府による備蓄や資源外交と、こうした民間の取り組みをどのように役割分担し、補完させていくかが、今後の重要な検討課題となる。

[agreement-with-ford-mot](#)

¹¹⁶ GM (2021) “General Motors and Vacuumschmelze (VAC) Announce Plans to Build a New Magnet Factory in the U.S. to Support EV Growth.” <https://investor.gm.com/news-releases/news-release-details/general-motors-and-vacuumschmelze-vac-announce-plans-build-new/>

¹¹⁷ Neo (2025) “Grand Opening of Rare Earth Magnet Facility in Europe.” <https://www.neomaterials.com/estonia/>

¹¹⁸ Nasdaq (2025) “Hyundai Builds Rare Earths Stockpile to Offset Supply” Risks.” <https://www.nasdaq.com/articles/hyundai-builds-rare-earths-stockpile-offset-supply-risks>

¹¹⁹ GM (2023) “GM Ventures and Niron Magnets pursue sustainable EV motor magnets.” <https://news.gm.com/home.detail.html/Pages/news/us/en/2023/nov/1108-niron.html>

¹²⁰ BMW (2024) “BMW’s 5th-Generation Electric Drive System wins 2024 AJAC Best Green Innovation Award.” <https://www.press.bmwgroup.com/canada/article/detail/T0440602EN/bmw%E2%80%99s-5th-generation-electric-drive-system-wins-2024-ajac-best-green-innovation-award?language=en> ; 日産自動車株式会社 (2020) 『『日産アリア』を生み出したマイスターたち #02』

<https://www2.nissan.co.jp/SP/ARIYA/VLP/MAGAZINE/ARCHIVES/1890/>

¹²¹ 本田技研工業株式会社 (2020) 「重希土類完全フリー磁石をハイブリッド車用モーターに世界で初めて採用」 <https://global.honda/jp/news/2016/4160712.html>

¹²² Toyota Motors North America (2023) “Toyota and Redwood Materials Agree to Battery Recycling, Materials Procurement.” <https://pressroom.toyota.com/toyota-and-redwood-materials-agree-to-battery-recycling-materials-procurement/>

表 11-5 | 重要鉱物確保に向けた自動車業界の対応事例

対応の種類	事例
上流投資	GM：米 Thacker Pass に 38%出資、第 1 期の全量を 20 年引取 Ford：現地企業・中国企業と共にインドネシアのニッケル精錬事業に出資
中流投資	GM：独の磁石メーカーVAC と共に米国に磁石工場を建設（年産約 2,000t） Neo：加の素材メーカーNeo がエストニアに欧州初の磁石量産工場を建設
民間備蓄	現代自動車：約 1 年分のレアアースを備蓄との報道あり
代替技術	GM・Stellantis：レアアースフリー磁石製造企業の Niron に出資 BMW・日産：磁石不要モーターを生産 ホンダ：大同特殊鋼と開発した重希土類フリー磁石を採用
リサイクル	トヨタ：米リサイクル企業 Redwood と、使用済電池から再生した正極材や銅箔を調達する計画

出所: 各社公表資料および報道資料

11.5. 重要鉱物の安全保障確保に向けて

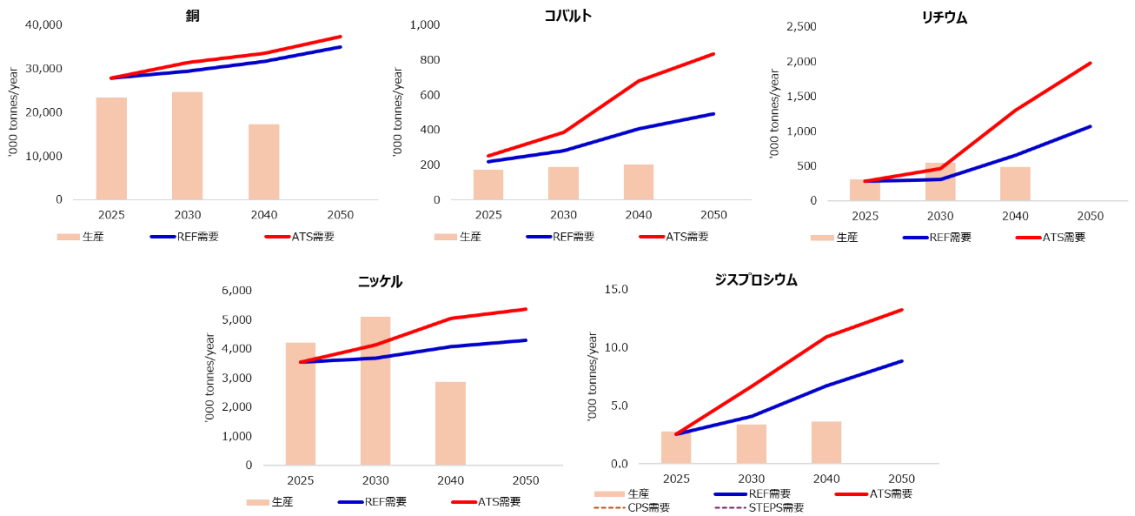
本稿の検討から、以下の 4 点を結論として示す。第一に、主要な重要鉱物はそれぞれに固有のリスクを抱えている。今後、クリーンエネルギーの導入とともに重要鉱物の需要が増大することで、それぞれのリスクが顕在化し、新たな経済安全保障上の問題が生じる可能性がある。どの観点でリスクが高いかは鉱種によって異なるため、鉱種ごとの特性に応じた対策が求められる。

第二に、重要鉱物の安定供給の確保は、原料としての鉱物資源だけでなく、選鉱・精錬、素材加工、部品製造、最終製品、使用後の回収・リサイクルまで、多段階にわたるサプライチェーン全体で捉える必要がある。レアアースとネオジム磁石の事例が示すように、上流の分散化が進んでも、中流や製品の段階に集中が残れば供給リスクは解消されない。

第三に、重要鉱物をめぐる経済安全保障の問題は、今後のエネルギー需給全体と密接に結びついているため、伝統的なエネルギー安全保障の問題と統合的に考える必要がある。統合的な需給見通しの作成、エネルギー需要の抑制、多様な技術オプションの確保などは、両方の安全保障を同時に高める方策である。

第四に、重要鉱物の安定供給については、これまで主として政府が前面に立った対応が行われてきたが、今後は民間企業も含めた官民一体の対応を検討していく必要がある。石油の供給途絶時の経験が示すように、民間企業による上流・中流投資、備蓄、代替技術、リサイクルといった取り組みを、政府の施策と組み合わせることが有効である。

図 11-9 | 各鉱種の需給見通し



出所: 日本エネルギー経済研究所

表 11-6 | リスク水準の区分

指標	水準 0(低)	水準 1	水準 2	水準 3	水準 4(高)
資源の有限性					
可採年数(年)	100 以上	80～99	60～79	40～59	40 未満
供給の集中度					
HHI(埋蔵量・生産・精錬)	2,000 以下	2,001～4,000	4,001～6,000	6,001～8,000	8,001 以上
供給国の政治的安定性					
政治的安定性(生産・精錬)	80 以上	70～79	60～69	50～59	49 以下
需給バランス(2040 年・技術進展シナリオ)					
需給ギャップ	0%以上	-1%～-20%	-21%～-40%	-41%～-60%	-60%超

お問い合わせ: report@tky.ieej.or.jp