

## 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

世界のエネルギー需給を2050年までにわたり定量的に評価するため、計量経済的手法を中核とした定量分析モデルを用いてエネルギー需給見通しを作成した。モデルのベースとなるのは国際エネルギー機関(IEA)のエネルギーバランス表であるが、その他にも各種経済指標や人口、自動車保有台数、素材生産量等、エネルギーに関連するデータを収集し、モデル化を行った。本年はカンボジアとラオスをその他アジアから分離して世界全体を図1-1に示す44地域<sup>2</sup>と国際バンカーに分割し、それぞれを対象として詳細な需給モデルを構築したうえで分析した。

図1-1 | 地域区分



出所: [地図] [www.craftmap.box-i.net](http://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

本研究における中核的なシナリオである。このシナリオでは過去のすう勢および現在までのエネルギー・環境に係る政策・技術等に従って将来の見通しが作成される。ここでは今後、過去の延長上に見込まれる政策等の効果を織り込む——すなわち、政策・技術等の現状固定

<sup>2</sup> 詳細な定義は付表1を参照

を意味するものではない。一方で、すう勢を逸脱した急進的な省エネルギー・低炭素化政策は打ち出されないものと想定している。

### 技術進展シナリオ

このシナリオでは、世界のすべての国において、エネルギー安定供給の確保、気候変動対策、大気汚染対策などの強化に資するエネルギー・環境政策等が強力に実施され、それが最大限奏功することを想定している。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世界各国で現実社会での適用機会・受容性を踏まえて最大限に導入されると想定している。

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

##### ■水素由来の技術

水素・アンモニアを燃料とした火力発電、水素を利用した合成メタン・合成燃料

##### ■次世代送配電技術

低損失型の変電設備、電圧調整装置

##### ■二酸化炭素貯留・利活用技術(CCS・CCUS)

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は1,600°C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、上記のエネルギー利用技術、エネルギー・環境政策のみならず、人口や経済成長等の社会・経済要因、エネルギー価格等にも大きく左右されうる。このうち、経済成長、人口については、レファレンスシナリオ、技術進展シナリオ共通の想定を置いている。

### 経済情勢

#### 最近の情勢

2023年は、2022年に生じた世界的なインフレーション(インフレ)の加速等を要因としたスタグフレーションや景気後退が懸念されたものの、底堅い成長が見られた。想定より速いペースでのインフレの落ち着きや、労働参加率の上昇などによる供給の拡大、個人消費や政府支出の増加による需要の下支えなどが主な要因となった。ただし、2023年の経済回復には国・地域ごとに差が見られた。先進国では、米国の成長が際立つ一方で、ヨーロッパの成長は先進国平均を下回った。新興・途上国では、インドが成長著しい一方、中国は新興・途上国平均なみの成長となった。

米国は、新型コロナウイルス感染症(COVID-19)拡大にともなう行動制限などにより増加した余剰貯蓄の取り崩しなどを背景とした堅調な個人消費と、インフレ抑制法(IRA)などの積極的な産業政策による設備投資に支えられ、急速な金融引き締めが講じられた中、底堅い成長を示した。連邦準備制度理事会は、インフレ対策として、2022年3月にゼロ金利政策を解除して金融引き締めへ転じ、政策金利を5.25%から5.5%の幅まで引き上げた。この2001年以来23年ぶりとなる高い金利水準は、2023年中継続することとなった。これにより物価高の抑制が進み、2024年9月には0.5%の大幅引き下げが発表された。米国が景気失速を避けながら金融引き締めから脱却できるかどうかは、世界経済の先行きを大きく左右する。11月に控える大統領選挙の結果に影響を受けることも考えられるため、見通しは依然不透明な状態が続く。

ヨーロッパは、インフレの高進が収まりつつあるものの、消費者マインドの悪化や貯蓄意欲の高まりなどによる購買力の低下や、金融引き締めなどが下押し要因となり、経済は弱い状況が続いた。とりわけ、ユーロ圏最大の経済規模を持ち、エネルギー供給をロシアに依存していたドイツ経済が不振だった。欧州中央銀行や英国の中央銀行であるイングランド銀行が2023年に行った複数回の利上げにより高インフレは収まりつつあり、2024年には利下げに転じた。先行きについては弱さが見込まれるものの、インフレ率の低下や堅調な労働市場が後押しとなり、消費が徐々に回復して経済活動は緩やかに加速すると予想されている。一

方、ロシアのウクライナ侵攻長期化や異常気象などによる不確実性は大きく、経済の低迷は続くという見方もされている。

中国は、ゼロコロナ政策が終了したことで、消費を中心に景気持ち直しの動きを見せたものの、2020年に不動産バブルを警戒して導入された規制を契機とする不動産市場の停滞が継続的な下押しをもたらし、景気回復は足踏み状態となった。こうした状況を踏まえ、政府は景気対策のための国債追加発行や、内需拡大のための消費・投資の好循環を形成に向けた経済政策方針の発表を実施している。一方、中国の人口はすでに減少局面に入っており、国際連合は、2050年には生産年齢人口比率が現在の60%程度から50%程度まで低下すると見込んでいる。前述した不動産市場の停滞は今後も継続する可能性があり、こうしたことから経済の減速傾向は当面続くものと見込まれる。

インドは、好調な内需に支えられる形で、2022年に引き続き高い経済成長を維持した。サービス業の付加価値比率上昇が著しい一方、製造業の付加価値比率は伸び悩みを見せているが、生産活動自体は旺盛であった。今後も輸出の回復と堅調な内需により、高い経済成長を維持するものと見込まれる。

#### 将来の想定

経済成長率については、各国政府の経済開発計画や各国シンクタンク等の見通しも参考にしながら、以下のとおりの想定を置く：

2024年は、世界全体では2023年のプラス成長が継続し、2.7%成長となる。2024年以降の経済成長率は、2%台後半から2%台前半へと、2050年に向けて徐々に低下してゆく(図1-3)。ロシアによるウクライナ侵攻の長期化は、局地的・短期的な影響はあるものの、世界経済に対しては甚大な影響は及ぼさず、中長期的には多くの国で経済は成長してゆく。ただし、そのためには生産性の向上、技術イノベーション、適切な財政・金融・分配政策、国際協調行動、安全保障の確保などが欠かせない。

先進国は成長が実績期間よりも若干弱まり、年率1.6%で成長が続く。新興・途上国は同3.7%の成長が続く。特にインドでは、1990年以降の実績の年率6.0%に比肩する、世界で最も高い同5.7%で成長する。中国は、減速傾向が続くものの同3.5%の成長となり、世界全体の成長をけん引する。アフリカと東南アジア諸国連合(ASEAN)はどちらも同4.2%の成長となり、新興・途上国全体の成長率を上回って推移する。

これらから、見通し期間における世界の経済成長率を年率2.6%とする(図1-4)。

図1-3 | 世界の経済成長率

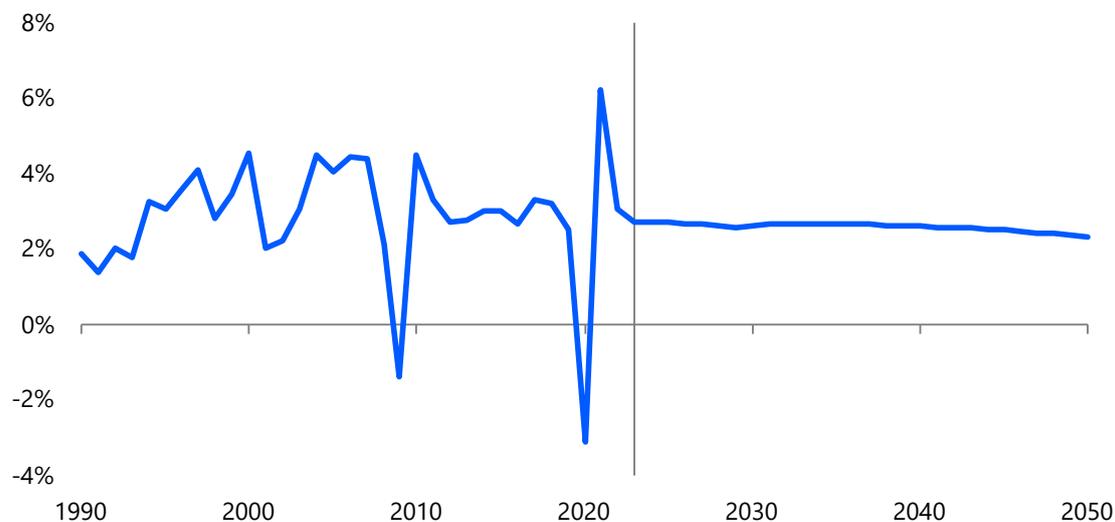
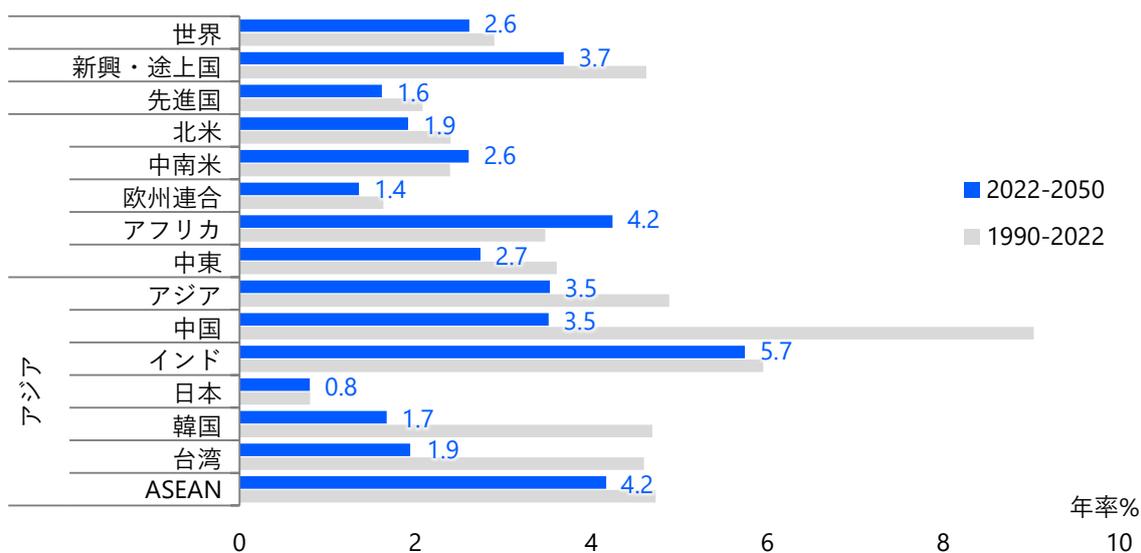


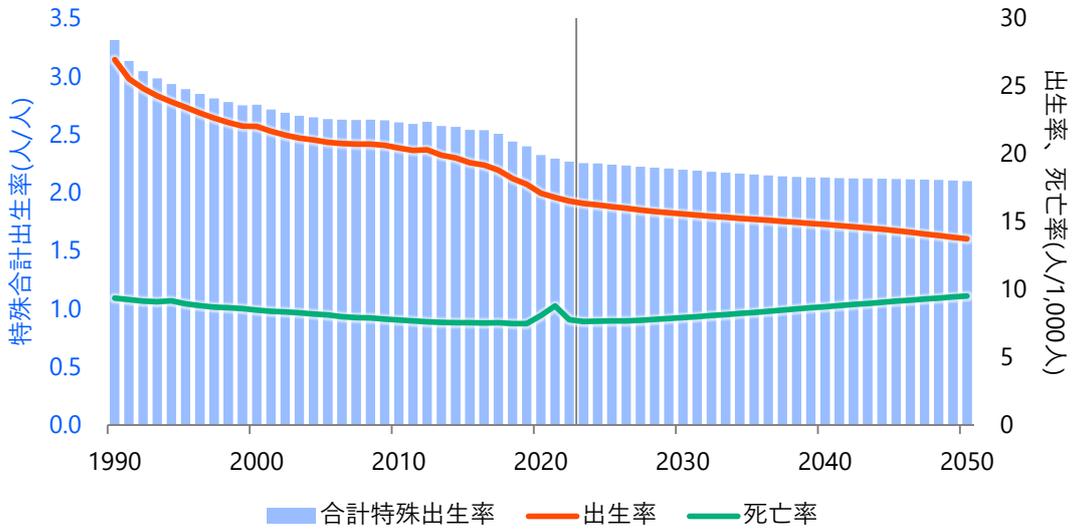
図1-4 | 主要国・地域の経済成長率



## 人口

人口の想定においては、国際連合の“World Population Prospects”等を参照した。多くの先進国では、1人の女性が一生で産む子供の平均数である合計特殊出生率が2を大きく割り込んでいる。新興・途上国でも、所得水準の上昇や女性の社会進出にともなって出生率は低下傾向にある。一方、医療技術の発展と食料事情・衛生状態の改善によりこれまで低下傾向にあった死亡率は、COVID-19拡大時の一時的な急上昇は収まったものの、2022年以降は中長期的に上昇してゆくと見込まれている。

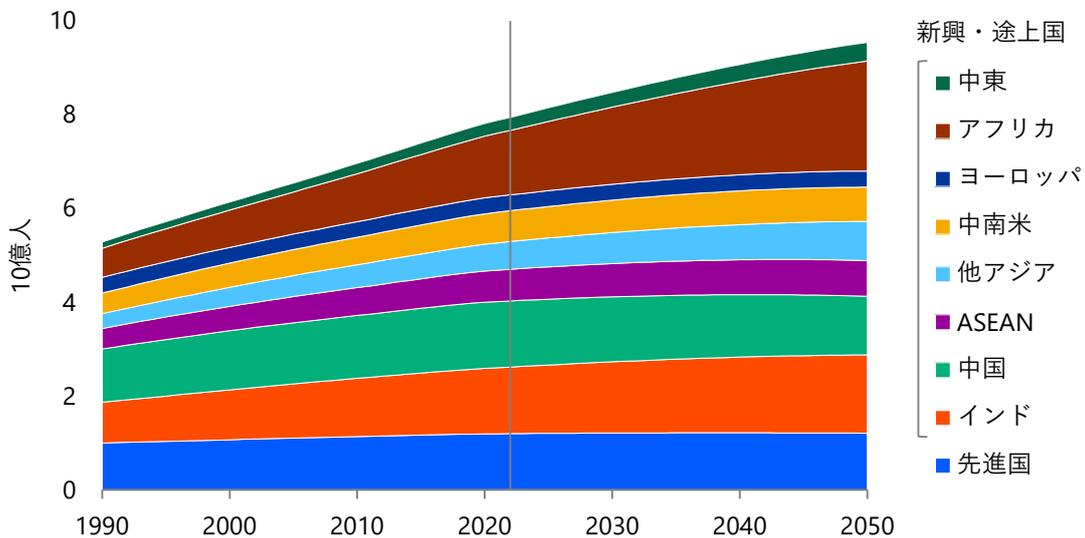
図1-5 | 世界の合計特殊出生率、出生率、死亡率



出所: 国際連合「World Population Prospects 2024」

このように世界的な少子高齢化が進むことで、人口増は続くものの、そのペースは鈍化してゆく。世界の人口は今後も年平均0.7%の増加基調で推移する。その結果、1990年に53億人、2022年に79億人であった世界の人口は、2050年には95億人に達する(図1-6)。

図1-6 | 人口



先進国のうち北米は、特に米国において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4億1,700万人となる。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影響もあって2020年代前半にピークを迎えるも、その後減少

に転じて2050年には4億2,600万人となる。アジアでは、日本は2011年より減少に転じており、2050年には2022年時点から2割減少して1億500万人となる。韓国も2021年から減少に転じており、2023年は微増したが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けん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年には現在の約7割増となる23億4,400万人となる。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3億9,800万人となる。アジアでは、2023年に中国を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年には世界最大の16億7,000万人に達する。中国は、2021年にピークを打ってすでに減少が始まっており、2050年に向けて12億4,900万人まで減少する。ASEANは、2050年までに1割増加して、7億6,800万人に達する。

## 国際エネルギー価格

### 最近の情勢

原油価格は、ウクライナ侵攻勃発後の2022年3月にBrent価格で\$130/bbl近くにまで高騰したものの、以降供給途絶懸念が低下し、需要減少懸念が高まったことで年末には\$80/bbl前後にまで低下した。2023年は、年初\$80/bbl前半から始まり、いくつかの価格下落・上昇を経て、9月末には\$100/bblに迫る水準となった。米国や欧州を中心にインフレが進行し、物価高の抑制を目的とした中央銀行等による金融引き締めがあった中、サウジアラビアやロシアをはじめとしたOPEC<sup>3</sup>プラス産油国による追加減産や、中国等による堅調な需要回復などが影響した。以降は低下トレンドで推移し、10月にはイスラエル・ハマス間の軍事衝突があったものの、価格への影響は小幅なものにとどまった。加えて、11月末に実施されたOPECプラス閣僚級会合で、OPECプラス全体としての公式な原油生産目標引き下げが見送られ、一部産油国による自主的な追加減産の実施にとどまったことから、12月末の原油価格は\$80/bblを割り込むまで下落した。2024年は、OPECプラスによる減産継続、イスラエルによる在シリア・イラン大使館空爆などの中東情勢の緊迫化、中国・米国など主要な需要地域での景気動向影響を受けて価格は上下しているものの、Brent価格はおおむね\$70/bbl～\$90/bblというレンジで推移している(図1-7)。

<sup>3</sup> 石油輸出国機構

図1-7 | Brent原油価格



出所: インターコンチネンタル取引所

天然ガス価格に関しては、スポット液化天然ガス(LNG)・スポットガス価格が、2022年12月後半より下降傾向となり、アジアLNG市場の中で原油連動長期契約LNG価格の優位性が相対的に薄れているが、こうした状況も短期間で変動する可能性がある。2022年平均のアジアのスポットLNG価格\$35/MBtu<sup>4</sup>、ヨーロッパのスポット天然ガス価格(Title Transfer Facility [TTF]、翌月渡し) \$43/MBtuから、2023年平均はいずれも\$13/MBtu~\$14/MBtu前後、2024年上半期平均は\$9/MBtu~\$10/MBtu前後となった。なお2022年にはTTFがアジアスポットLNG価格に対して継続的にプレミアムで取り引きされたことが、グローバル市場におけるLNGのヨーロッパ向けシフトにつながった。

これらスポット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、高騰し、変動激化が加速した。この中で、2021年8月から2023年4月は継続的にスポットLNG・天然ガス価格が熱量ベースで原油価格を上回った。その後、おおむね天然ガス価格は原油価格に比して低い状況に回帰しているものの、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感の緩和、直近のLNG供給堅調見通しにより、先行き見通しにも緩和傾向(価格低下の見通し)が観察される。しかし、ヨーロッパ向けのロシア産パイプラインガス供給の一段の減少およびその先行き、中国のLNG引き取り回復状況、予想外のLNG生産トラブルがあれば、需給バランスが急速に反転する可能性はある。例として、2024年7月、米国でのハリケーン影響による一部LNG生産の停止により、アジア

<sup>4</sup> 英国熱量単位(British Thermal Unit)

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北半球夏季としては相対的に高水準を維持した。

日本平均LNG輸入価格は、2022年6月までの日本平均原油価格の上昇にともなって、2022年9月に過去最高の\$22.71/MBtuを記録した。その後、原油価格の2022年7月以降の下降傾向も一因として、2024年6月には\$11.46/MBtuに下落している。

一般炭価格は、COVID-19からの経済回復による需要の急増に加え、ウクライナ侵攻によりEUや日本等がロシア炭から他ソースへ切り替える動きが強まった影響や、産炭国における悪天候等の生産制約が生じたことで、2022年には一時\$400/tを超える水準まで価格が急騰し、過去最高値を大幅に更新した。その後、中国やインド等、非制裁国へのロシア炭の供給、主要産炭国の天候回復、エネルギー・鉄鋼需要の低迷等から値下がりに転じた。2024年には一時\$100/tを下回ったが、その後回復し6月時点では\$130/t台で推移している。2022年の高騰時と比較すると大幅に低下したものの、COVID-19前と比較すると依然として高水準のままとなっている。加えて、脱石炭の潮流下で石炭投資が行われなくなりつつあることで供給力の柔軟性が低下しており、石炭市場においては構造的な不安定さが顕在化しつつある。

#### 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、引き続きアジアがけん引するが、需要増加の中心は中国からインドやASEANに移行する。供給側では、2030年ごろまでは非OPECの増産が続くものの、それ以降はOPECへの依存度が高まる。2050年まで需要は増加し続け、需給を均衡させる原油価格は中長期的に上昇する。実質価格(2023年価格)は、2030年に\$85/bbl、2050年には\$95/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\$105/bbl、2050年には\$225/bblとなる。

天然ガス価格のうち日本の価格に関して、本価格想定においては、日本の輸入価格のうち、原油価格影響を受ける部分の原油に対する係数は、原油消費量の減少傾向を織り込んで下げる。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、原油価格とは次第にかい離してゆくことを織り込んでいる。さらに日本の価格水準が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している。これにより原油価格影響を受ける比率を2030年時点で70%、その後2050年時点で50%に漸減するものと設定する。また日本の輸入価格のうち、天然ガス価格連動部分は、比率を30%から50%に漸増するものとしたうえで、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、一定のマージンを加える。

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		
			2023	2030	2040	2050	2030	2040
原油	\$2023/bbl	82	85	90	95	80	75	70
天然ガス								
日本	\$2023/MBtu	13.7	9.3	8.8	8.5	9.0	8.1	7.6
ヨーロッパ(オランダ)	\$2023/MBtu	13.1	9.8	9.7	9.5	9.7	9.2	8.8
米国	\$2023/MBtu	2.5	3.0	4.0	4.0	3.4	4.1	4.0
一般炭	\$2023/t	243	105	110	110	100	95	90

名目価格			レファレンス			技術進展		
			2023	2030	2040	2050	2030	2040
原油	\$/bbl	82	105	153	225	98	125	160
天然ガス								
日本	\$/MBtu	13.7	11.5	14.8	20.1	11.0	13.4	17.3
ヨーロッパ(オランダ)	\$/MBtu	13.1	12.0	16.4	22.4	12.0	15.2	20.0
米国	\$/MBtu	2.5	3.7	6.8	9.5	4.2	6.8	9.1
一般炭	\$/t	243	130	186	260	123	158	206

注: インフレ率を年率3%程度として算出。

米国ヘンリーハブは、米国エネルギー情報局(EIA)による長期見通しAnnual Energy Outlook 2023年版<sup>5</sup>のレファレンスシナリオを参考にしつつ設定している。米国は、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。足元の開発状況も踏まえ、2030年に向けては下落する。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年に向けて上昇、以降は横ばいとなる。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一致して下げる。従来ヨーロッパの天然ガス市場で安定価格を支えていたロシア産パイプラインガスから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、既存LNGプロジェクトに順次、二酸化炭素回収・貯留(CCS)、電化が組み込まれてゆく想定だが、これによる投資コスト増加、これによる価格上乘せ・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へのプレミアムのポテンシャル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、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

<sup>5</sup> 同書は2024年発行予定なし。

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と需給が段々とタイト化し、実質価格は2050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まれる。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、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係数は、原油消費量の減少傾向に一致して下げる。また原油消費量の技術進展シナリオでのいっそうの減少傾向に一致してこの原油価格影響を受ける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。日本のうち、天然ガス価格連動部分は2030年50%、2050年60%とし、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、一定のマージンを加える。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のAnnual Energy Outlook 2023年版も参照している。ヨーロッパのうち、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一致して下げる。また原油消費量の技術進展シナリオでのいっそうの減少傾向に一致してこの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

気候変動対策やエネルギー安全保障の観点からエネルギー消費のGDP原単位改善が進むものの、その量は増え続ける

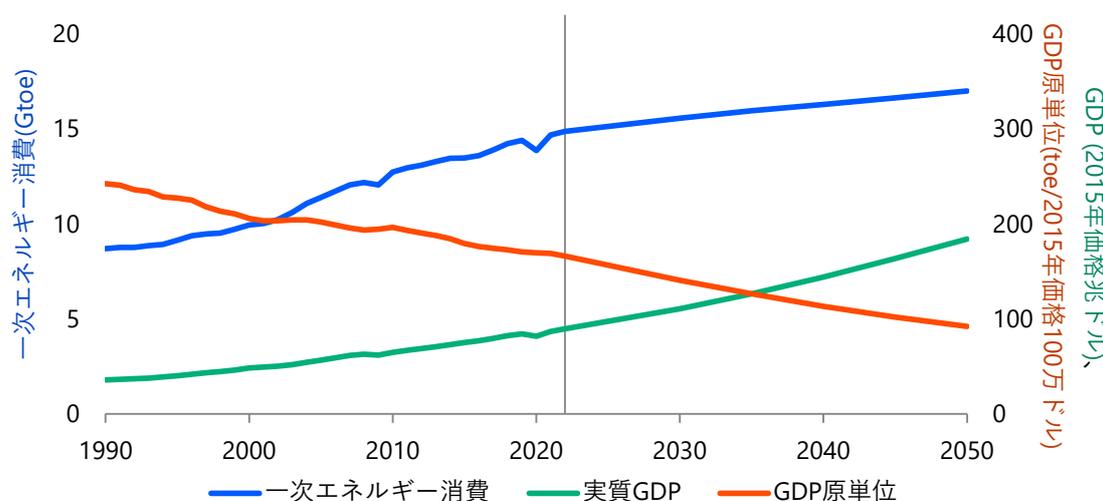
気候変動に関する政府間パネル(IPCC)の第6次評価報告書の第I作業部会報告書では「人間の影響が大气、海洋および陸域を温暖化させてきたことには疑う余地がない」と記されており、これらの対策として、150以上の国が二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)排出量ネットゼロを目指すカーボンニュートラル政策を2050年など期限付きで発表している。しかし、2023年12月にアラブ首長国連邦のドバイで開催された国連気候変動枠組条約第28回締約国会議(COP28)では世界全体の温室効果ガス(GHG)削減の進捗状況を評価する「グローバル・ストックテイク」が初めて実施され、パリ協定の目標達成にあたり、「世界の気温上昇を1.5°Cに抑える」という目標まで隔たりがあること、1.5°C目標に向けて行動と支援が必要であることが強調された。1.5°C目標を達成するために、2025年までにGHG排出をピークアウトさせ、2030年までに43%、2035年までに60%を排出削減する必要性が認識された。

さらに、2022年2月のロシアのウクライナ侵攻にともない、化石燃料供給や価格の不安定さが露呈し、エネルギー安全保障が脅かされる事態となった。2022年をピークとした化石燃料輸入価格の高騰は収まったものの、依然としてロシアや反イスラエル/反米勢力による騒乱等、中東における地政学的な不安定さが続いている。主要7か国(G7)や20か国・地域(G20)ではエネルギー安定供給や価格の安定化の必要性を明記している。各国がエネルギー転換の多様な道筋を確認しながら、クリーン技術を活用してさらなる省エネルギーや脱化石燃料への方向性を示しながら、それが自国の経済成長につながる政策を強化している。その中で、生成人工知能(AI)などによるデジタルトランスフォーメーション(DX)の進展にともなう電力需要増加の可能性などエネルギー需要を巡る不確実性は高まっている。

経済、気候変動、エネルギー安全保障対策の観点から世界各国では効率化および省エネルギーが進むことにより、2022年から2050年の世界の国内総生産(GDP)当たり一次エネルギー消費原単位は1990年から2022年よりも速く低下する(図2-1)。しかし、COP28では2030年までにエネルギー効率の改善率を2030年までに年間平均2%から4%に倍増することを約束したが、2022年から2030年まで2.0%、2035年まで2.1%と加速するも、2050年までも2.1%にとどまる。世界のGDPはそれを上回るスピードで成長するため、世界の一次エネルギー消費は増え続ける。1990年から2022年まで年率1.7%であった一次エネルギー消費の伸びは、省エネルギーの進展により2022年から2035年にかけて同0.5%、その後2050年にかけて同

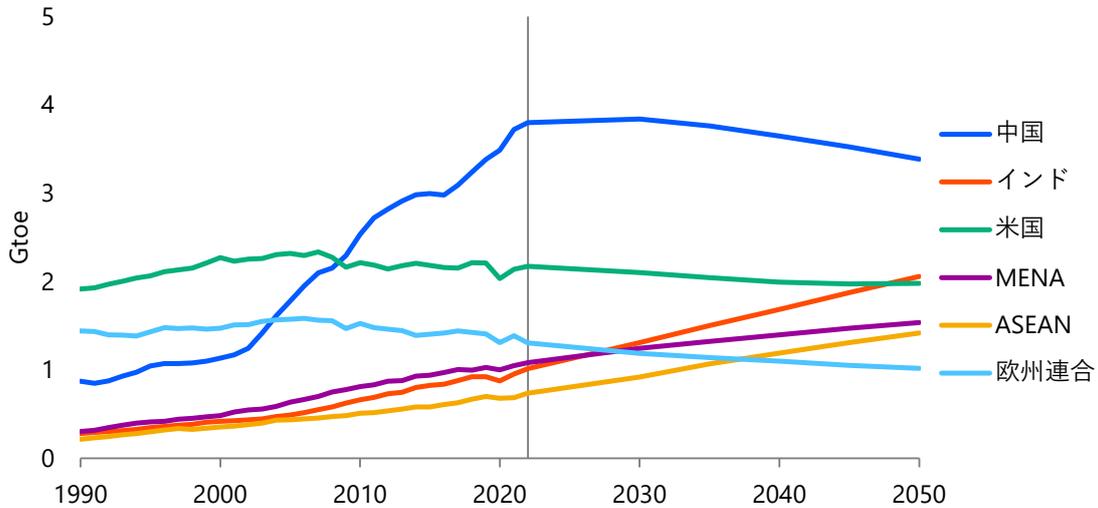
0.4%に鈍化するが、2050年の世界のエネルギー消費は2022年から2035年まで7%増加、石油換算15,956百万t (Mtoe)、2050年まで14%増加、16,984 Mtoeとなる。原子力や再生可能エネルギーなどの非化石燃料の供給増で新たな需要をすべて賄うことは困難である。世界全体での化石燃料の消費削減のためにはCOP28の目標を見据えて各国が効率をさらに高める必要がある。

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]



地域別では2000年以降、世界の一次エネルギー消費増加をけん引していた中国が、経済成長の鈍化に加え省エネルギーが進むことによって、2030年代前半をピークに減少に転じる。一方、インド、中東・北アフリカ(MENA)、東南アジア諸国連合(ASEAN)は増加の一途をたどる。この3か国・地域の2022年から2035年までの消費増分は世界の97%、2050年までは103%を占め、世界の一次エネルギー消費増大をけん引し、シェアは2022年の19%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、MENA、ASEANのエネルギー消費を抑制してゆくことの可否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]



インド、MENA、ASEANの一次エネルギー消費は、2022年から2050年にかけてそれぞれ年率2.6%、1.3%、2.4%で増加し、世界シェアは12%、9%、8%となる。これはGDPが2050年まで年率5.8%、3.1%、4.2%の高成長を続けるためである。世界全体のエネルギー消費抑制の観点からは、インド、MENA、ASEANの経済成長とエネルギー消費の固い結び付きをほどこいてゆくことが、今後の世界的課題となる。

もっとも、エネルギー多消費国・地域である米国、欧州連合(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。米国ではインフレ削減法、EUではネットゼロ産業法や炭素国境調整メカニズム(CBAM)の導入、中国では2030年までのカーボンピークアウトに向けた行動方針等省エネルギーに資する気候変動政策が実施されている。しかし、日米欧、中国の世界シェアは、GDPで2035年は40%、21%、2050年は35%、23%を占めることもあり、一次エネルギー消費で2035年は22%、24%、2050年は20%、20%と引き続き大きなシェアを占める。つまり、この日米欧や中国がその消費や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、気候変動やエネルギー安全保障対策で自らのエネルギー消費低減を加速することが世界全体のエネルギー消費抑制には引き続き重要である。

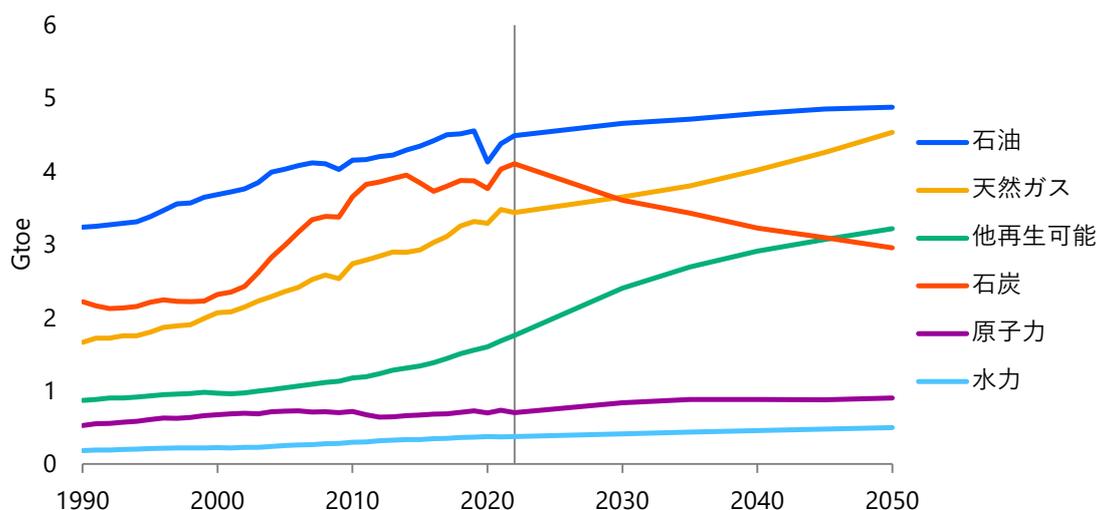
世界のエネルギー消費のさらなる抑制を図るためには、各国の政策に委ねるのみならず、先進国と新興・途上国の間および新興・途上国同士の間における国際協力の強化も期待される。日米欧等の先進国はこれらの新興・途上国に対し、パリ協定6条の活用や化石燃料供給の不安定さを中心としたエネルギー安全保障の懸念の共有等により、エネルギー消費を抑えつつ経済成長を実現できるような高効率技術の移転や支援などを行う必要があるだろう。

## 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

世界的にカーボンニュートラルを目指す動きが出てきたことに加えてロシアのウクライナ侵攻を契機に、ヨーロッパを中心に化石燃料の安定供給への懸念が高まっている。さらに、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。

しかし、原子力は現状の計画だと一次エネルギーベースで2050年に2020年比1.3倍にとどまる。再生可能エネルギーは2010年代の拡大を2020年代も維持するものの、2022年から2030年では1.3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1.7倍となる(図2-3)。また、水素やアンモニアはコストに見合う需要が生まれず、導入は進まない。

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、COVID-19からの回復以降は増加傾向に戻り、2022年には過去最大となった。2030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ものの、以降は増加に転じて2050年は2022年比3%増となる。天然ガスは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での消費を中心に年率1.0%で増加して2022年の1.3倍になる。次に大きく増加するのは石油で、運輸部門(自動車、航空、船舶など)を中心に年率0.3%で拡大する。石炭は、G7で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など気候変動問題や中国を中心とした大気汚染等を背景とした利用抑制の動きがあり2050年まで年率1.2%で減少する。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。

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[2022年～2050年、レファレンスシナリオ]

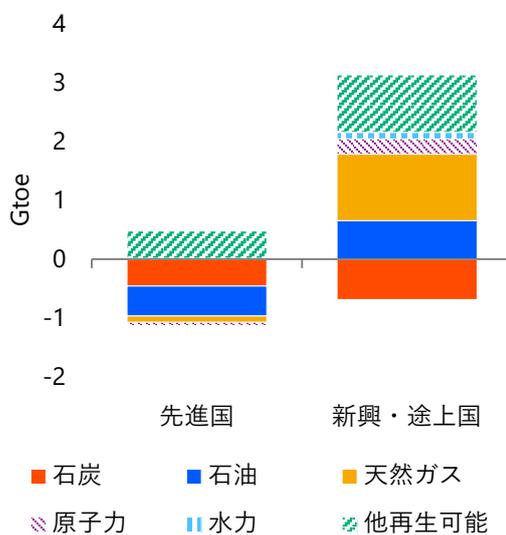
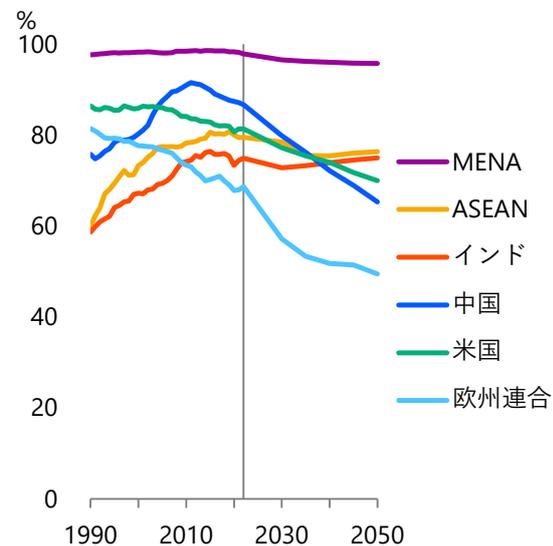


図2-5 | 主要国・地域の化石燃料依存度[レファレンスシナリオ]

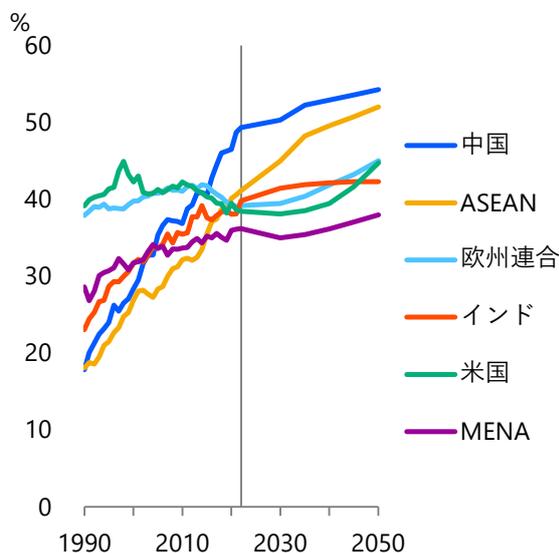
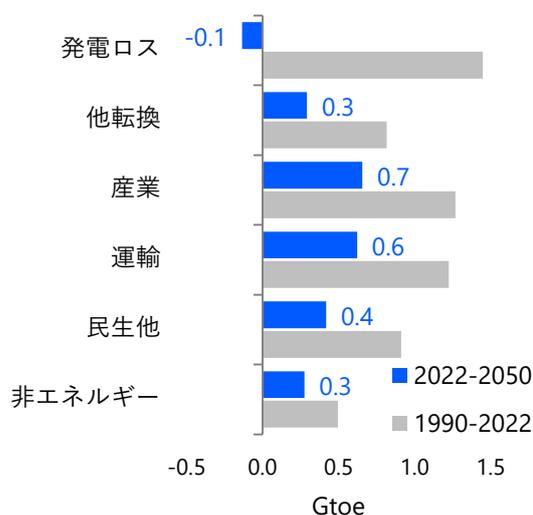


2050年の化石燃料依存度は73%と2022年の81%に比べて低下するものの、中国を除いた新興・途上国においては高止まりする(図2-5)。米国、EU、日本では、2022年の81%、69%、87%から、2050年に70%、49%、68%へと低下する。しかし、インド、MENA、ASEANでは、エネルギー消費総量が増加し、増加分の多くを化石燃料で賄うことから、それぞれ75%、96%、76%となり、依然として化石燃料に大きく依存する。

#### 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最も増加し、続いて運輸部門が増加する(図2-6)。産業部門は新興・途上国での重化学工業などエネルギー多消費の第二次産業の強化が大きい。運輸部門は、新興・途上国での所得向上にともなう自動車利用の増加が燃費改善や次世代自動車へのシフトなどの減少寄与を大きく上回る。さらに、人の移動や貿易の増加から航空、船舶による消費量も大きく伸長する。

図2-6 | 世界の一次エネルギー消費増減寄与 [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]



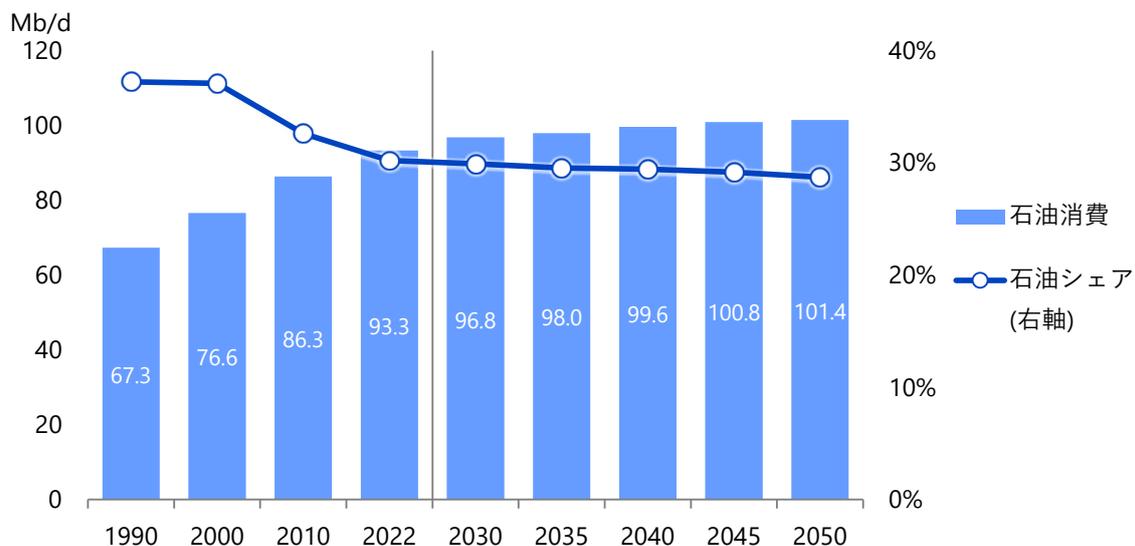
民生部門のエネルギー消費量増分も無視できない。特にインド、MENA、ASEANでは、世界のコールセンター機能を含む第三次産業のさらなる発展や、家庭でのエネルギーアクセス向上が影響する。したがって、これらの国・地域では、人々の生活水準が向上することで民生部門の需要も伸びる。このため、経済を成長させつつエネルギー消費を減少に転じさせることが非常に難しい。さらには生成AIによる電力需要押し上げを指摘する声もある。

発電部門のエネルギー消費(ロス)は、化石電源の発電効率改善や発電効率が100% (ロスがない)と仮定されている非化石電源への転換により、これまでとは傾向を異にして減少するが、電化率の上昇がその減少幅を抑制する(図2-7)。新興・途上国の電化が進むだけでなく、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は期待されるが、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。発電部門での増加は、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。

#### 石油消費の増加は抑制も一次エネルギーシェアは横ばい

石油消費は2022年に日量93.3百万bbl (Mb/d)であった消費量は緩やかに増加を続け、2050年は101.4 Mb/dに到達する(図2-8)。石油が一次エネルギー消費に占めるシェアは、2022年はCOVID-19からの回復で30%に上昇した。ただし、シェアは微減が続き、2050年には29%となる。それでもレファレンスシナリオでは、2050年の世界において、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すでにピークを過ぎている(図2-9)。2005年のピークから2022年までは年率1.2%で減少してきたが、2022年から2050年までも年率1.2%の減少が続く。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、MENA、ASEANの石油消費は2022年から2050年にかけて年率1.6%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。

図2-9 | 主要国・地域の石油消費[レファレンスシナリオ]

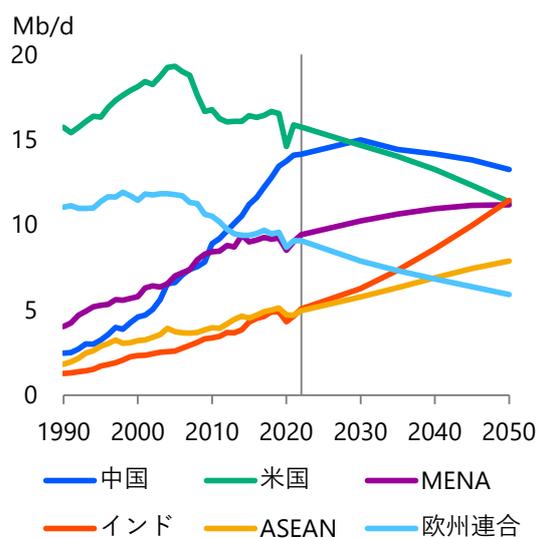
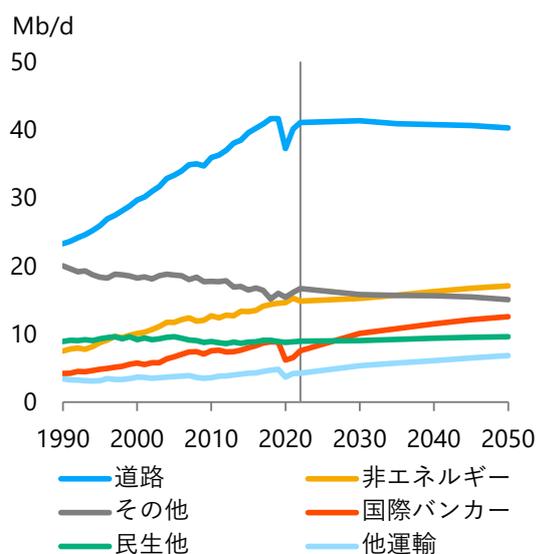


図2-10 | 世界の石油消費[レファレンスシナリオ]



用途別に見ると、シェアが最も大きい道路部門では2030年までは自動車保有台数増加にともない増加する。しかし、2030年以降は燃費の向上や電動車の普及による減少寄与が自動車保有台数の増大による増加寄与を上回ることから、2030年にピークを打ち減少傾向に転じる(図2-10)。一方、国際的な物流、人の移動が増加することで国際バンカーや航空、船舶など他運輸は増加を続ける。

インド、MENA、ASEANの運輸部門では、2022年から2050年にかけて、自動車用が8.3 Mb/dから14.0 Mb/dへと特に増加する。インド、MENA、ASEANでは、所得水準の向上と道路・橋りょう等の運輸インフラ改善により、自動車保有台数が現在の3.5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、電気自動車(EV)へのシフトが考えられるが、特に新興・途上国にとって、EVのイニシャルコストは2050年においても高額であり、強力な気候変動対策などがない限り一部の高所得者層にしか購買されない。

インド、MENA、ASEANの非エネルギー消費部門では、石油化学を中心に2022年から2050年に2.4 Mb/d増加し、世界の非エネルギー消費部門消費増分の108%を占める。需要サイドではプラスチックなどの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、需給両面がマッチして非エネルギー消費部門による石油消費をけん引する。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、MENA、ASEANの民生部門では、給湯・ちゅう房用途を中心に2022年から2050年に1.2 Mb/d増加し、世界の民生部門消費増分の181%を占める。この3か国・地域では、所得上昇にともない、石炭や固形バイオマスから、健康への影響という意味において比較的クリーンな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家々も同じ期間に0.4 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・ちゅう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くつくため、液化石油ガス(LPG)が利用される。

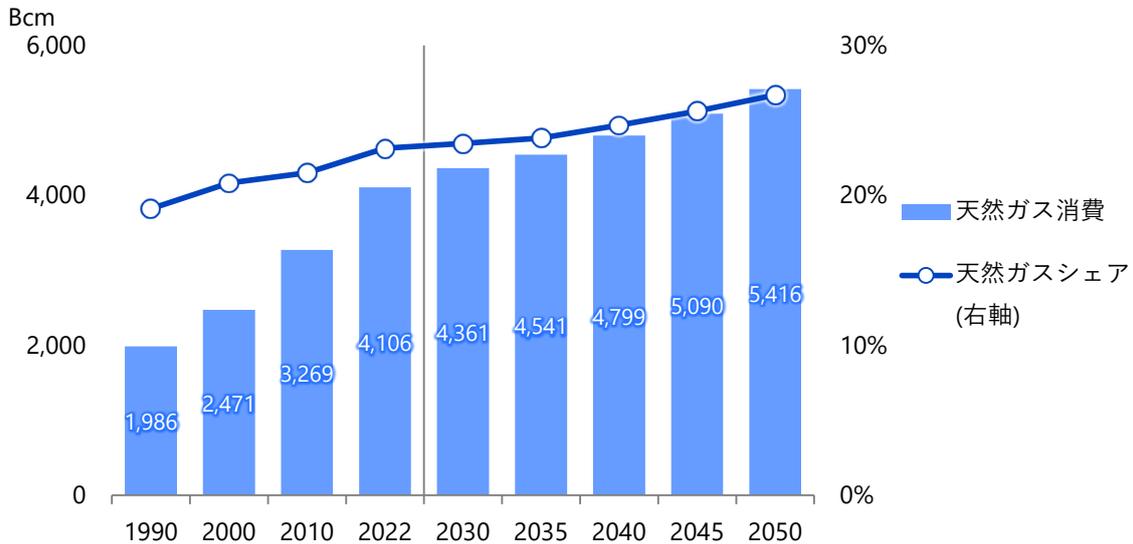
なお、中国の石油消費は2030年ごろに15.0 Mb/dでピークを迎え、2050年には13.2 Mb/dに減少する。これは特に自動車の燃費改善とEV普及、保有台数の飽和による運輸部門の消費抑制、電化・都市ガス化が進む民生部門での消費減少が寄与するためである。世界の石油消費をドラスティックに削減するためには、中国の石油消費削減ペースの加速も必要となる。

### 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年にかけてはすべてのエネルギー源の中で最大の増加を示す。2022年に4,106十億 $m^3$  (Bcm)であった消費量は、年率1.0%で増加し2050年には5,416 Bcmに到達する(図2-11)。天然ガス消費の一次エネルギー消費に占めるシェアは、2022年の23%から

2050年には27%まで上昇し、石油に次ぐ第二の主要な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す中で、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ということ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2022年から2050年の間に1,310 Bcm増加し、この増分の67%がインド、MENA、ASEANに由来する(図2-12)。インド、MENA、ASEANの消費量は、2050年にそれぞれ253 Bcm、1,092 Bcm、470 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獲得すべく国内では天然ガス活用が進められ、インド、ASEANでは増加する電力需要を満たすため発電部門を中心に増加する。また、中国でも発電部門を主として2050年までに123 Bcm増加する。一方で、EUでは、エネルギー安全保障上に加え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159 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。発電部門において、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、天然ガス需要が再び増加する。新興・途上国においては、2022年から2050年までに年率2.5%で増加し、世界の発電部門消費量増分の99%を占める。天然ガスは化石燃料の中でCO<sub>2</sub>排出量が低いことに加え、再生可能エネルギーより大規模発電が容易で統合コストが低いためである。

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]

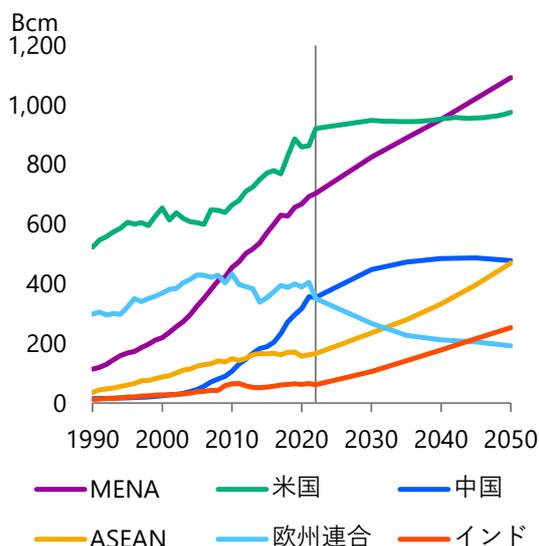
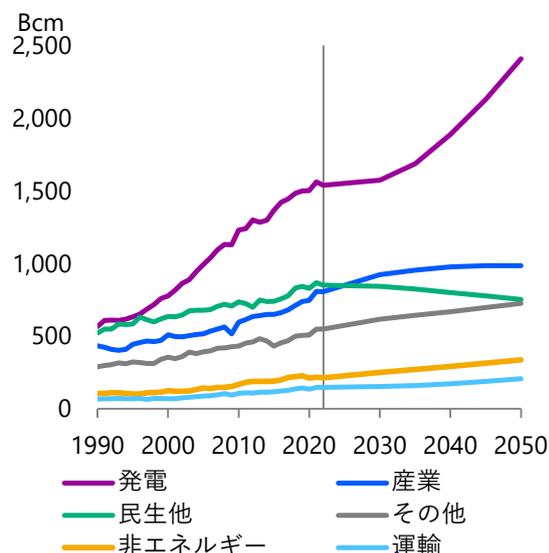


図2-13 | 世界の天然ガス消費[レファレンスシナリオ]



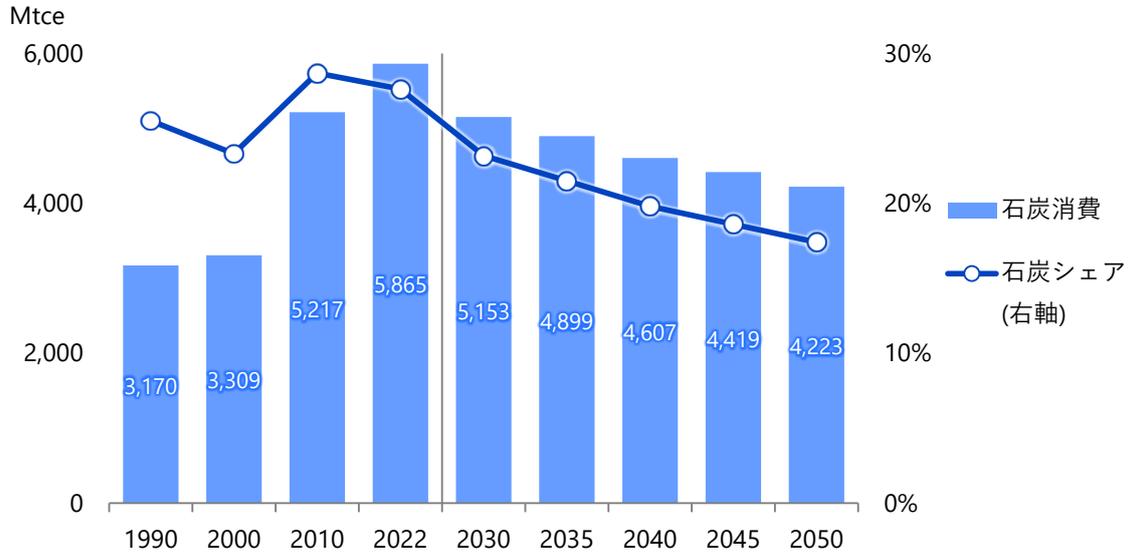
産業部門では、先進国の消費量が減少する中、新興・途上国の消費が年率1.3%、世界の消費増分の114%に相当する増加を示す。利便性や環境面への配慮から、石油・石炭から天然ガスへのエネルギー移行が進む。民生他部門での消費増分のほとんどは中国におけるもので、健康被害や大気汚染の原因となっている石炭や薪などの固形燃料から都市ガスへの燃料転換が急速に進む。他の国・地域での電化や省エネルギーの影響で減少傾向となる。

このように、天然ガス消費はインド、MENA、ASEAN、中国がけん引するため、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

石炭は2022年に石炭換算5,865百万t (Mtce)であった消費量は、環境対策の影響により年率1.2%で減少する(図2-14)。石炭消費の一次エネルギー消費に占めるシェアは、2022年の28%から2050年には17%まで下落し、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]



2022年には世界の石炭消費の56%を中国、16%をインド・ASEAN、13%を日米欧が占めているが、2050年には中国は40%、日米欧は5%にシェアを落とし、インド・ASEANが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]

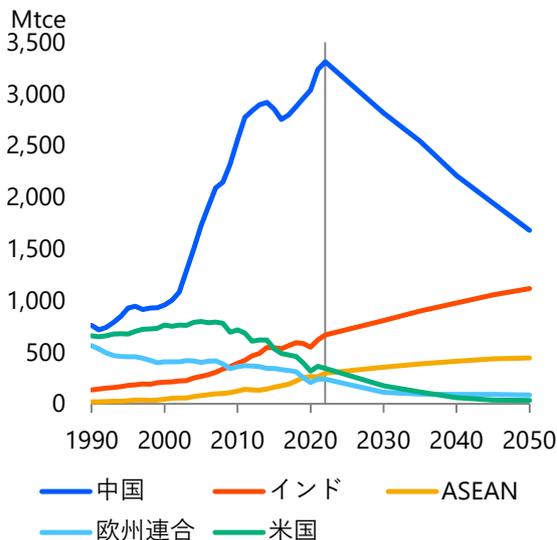
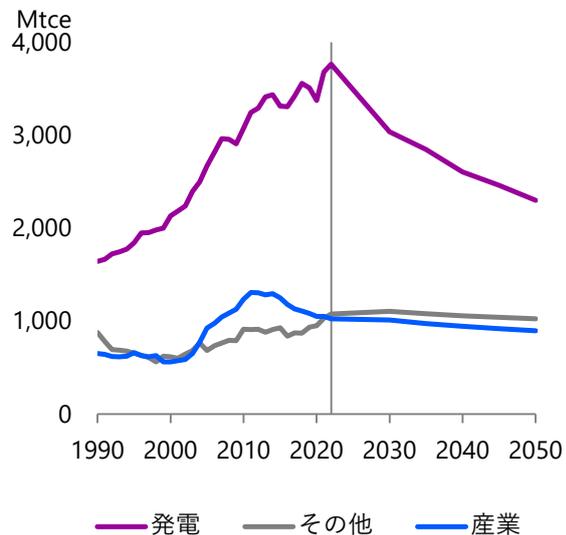


図2-16 | 世界の石炭消費[レファレンスシナリオ]



中国では、産業用の石炭消費は2012年をピークに減少しており、発電用の石炭消費も2020年代前半をピークに気候変動や大気汚染対策によって減少し始めることから、2050年に49%減と激減する。また、日米欧は発電用・産業用ともに右肩下がり2050年に72%減となる。他方、インドとASEANでは2050年に発電用がそれぞれ1.4倍、1.5倍、産業用が2.1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。G7環境相会合で排出削減対策のない石炭火力発電を35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CO<sub>2</sub>・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る。一方、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が廉価な国内エネルギー資源と捉えられており、必ずしも厳しい利用制限が進められているばかりではない。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るが、中国やインドの金融機関は必ずしも同調していない。石炭消費抑制の観点からは、日米欧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、石炭から天然ガスや水素アンモニアへの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、非化石エネルギーの利用拡大への期待が高まっており、COP28では2030年までに再生可能エネルギーの発電容量を世界全体で3倍にすることや2050年までに2020年比で世界全体の原子力発電容量を3倍にすることが合意された。ただし、一次エネルギー全体に占める割合は、2022年の19%から2050年に27%へと増加するととどまる。非化石エネルギーのうち、原子力、水力を中心とする発電用は、2022年の1,666 Mtoeから2050年に3,600 Mtoeへと2.1倍に増加する(図2-17)。太陽光・風力他の伸びが最も大きく、2050年には2022年に比べ5.1倍に拡大する。原子力および水力は、原子力政策の見直しや環境社会配慮により伸びは小さく、発電用非化石エネルギーに占める割合は2022年の41%から2050年には25%に低下する。

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。2022年の941 Mtoeから減少し、2050年には708 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・生活水準の向上にともな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1.8倍になるものの、熱用非化石エネルギー消費の22%を占めるに過ぎない。

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]

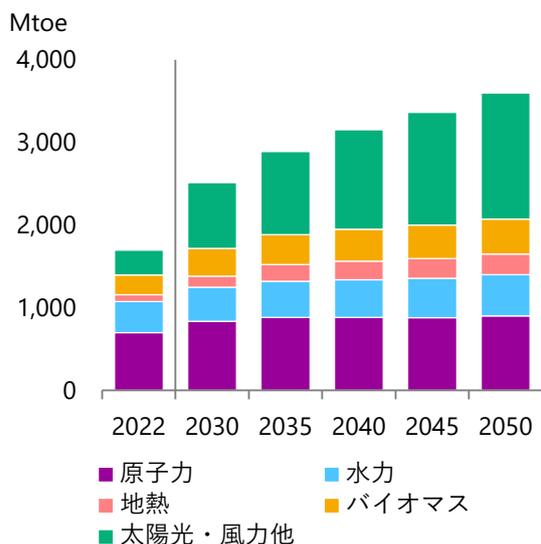
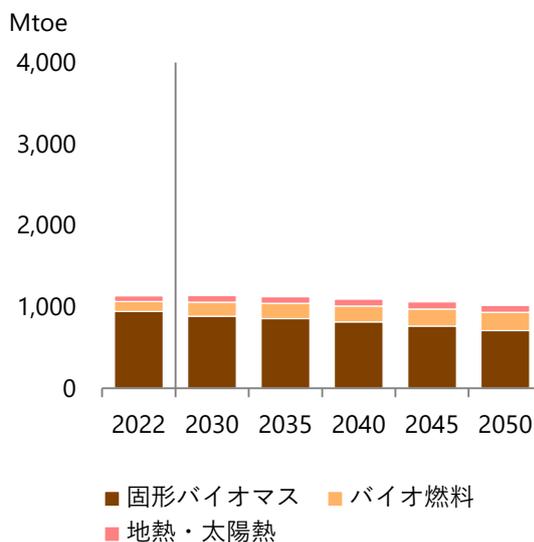


図2-18 | 世界の熱用非化石エネルギー消費[レファレンスシナリオ]



非化石エネルギー消費は2050年にかけての増加率は飛躍的である。しかし、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割合の伸びは大きくはない。コスト下落とともに太陽光、風力等の新エネルギーの普及拡大が期待されており、2050年までの世界の一次エネルギー消費増分の84%を占める。

#### 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

アジアの世界経済シェアは実質ベースで2022年に34%であったが2050年には44%に拡大し、世界のエネルギー消費増加分のうち、アジアの増分が66%を占める(図2-19)。特に、中国、インド、ASEANが世界のマクロ経済をけん引することになるが、これらの国・地域の間にはエネルギー消費量については共通点と相違点がある。中国では2020年代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)。この背景には各国・地域の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]

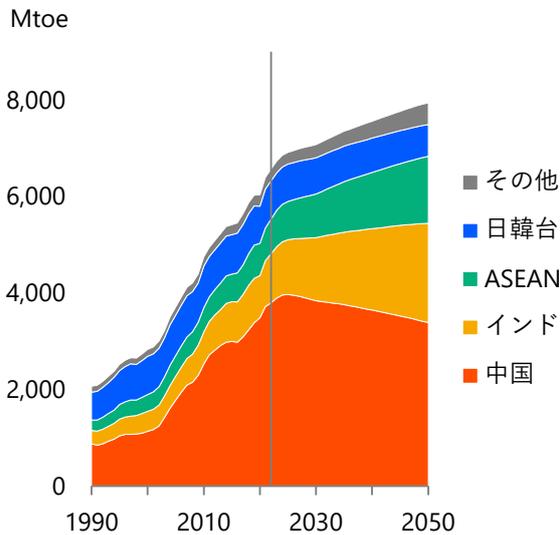
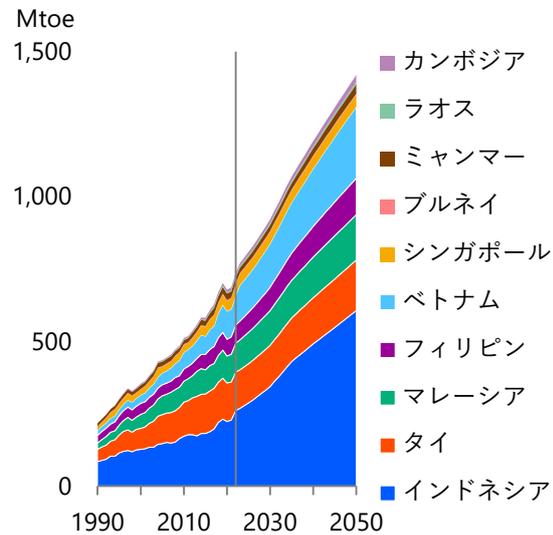


図2-20 | ASEANの一次エネルギー消費[レファレンスシナリオ]



中国経済の規模は1990年に1兆ドルに過ぎなかったが、2022年には15.9倍の16兆3,000億ドルに拡大し、2050年には2022年比2.6倍の42兆9,000億ドルに至る。人口は1990年の11億4,000万人から2021年にはピークとなる14億1,000万人まで増えたが、その後減少し、2050年には12億5,000万人と1999年を下回る。中国は2021年～2025年の第14次五か年計画でグリーン経済への転換を成長の手段と位置づけており、産業を中心に省エネルギーが進むことで2020年代前半には先進国と同様に経済を成長させつつエネルギー消費が減少し始める。エネルギー消費は1990年から2022年まで年率4.7%の急激な伸びを示したが、2022年から2050年は転じて年率0.4%で減少する。2050年には1人当たり実質GDPが3万4,000ドルを超える中でエネルギー消費は2022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を開始する。1990年に42%であったアジアでのエネルギー消費シェアは2022年には58%に上昇したが、2050年には42%に低下する。

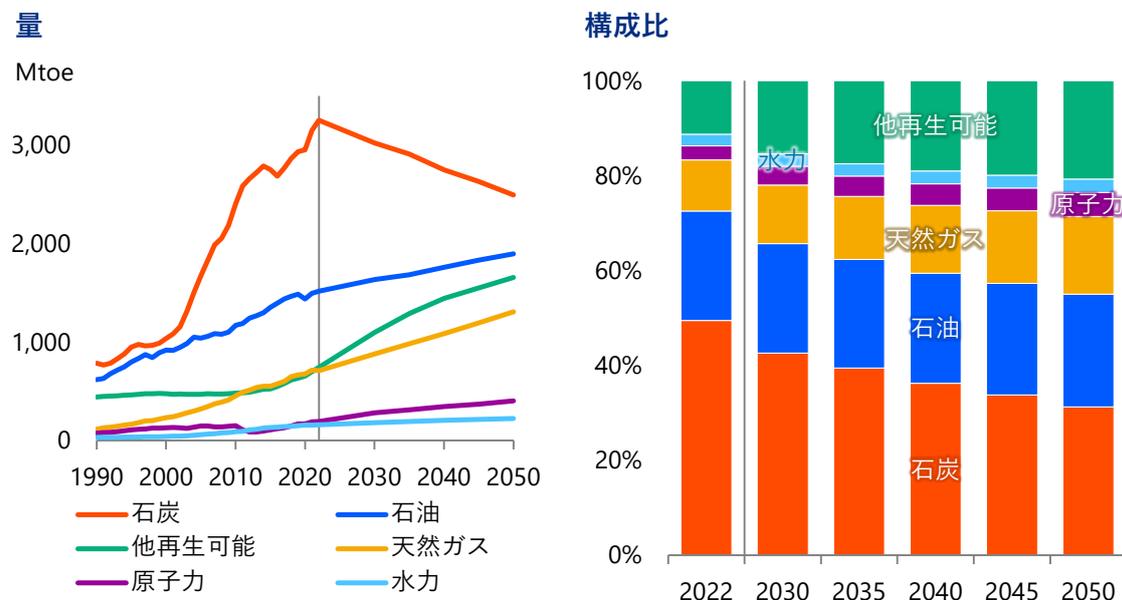
インド経済は1990年の5,000億ドルから2022年には6.4倍の3兆ドル、2050年には2022年比4.8倍の14兆4,000億ドルに拡大する。人口は1990年の8億7,000万人から2022年に14億2,000万人に至り、中国を追い抜いた。2050年には16億7,000万人まで増加する。人口増に加え、1990年には500ドル足らずに過ぎなかった1人当たり実質GDPが2050年には8,600ドルに迫り、所得・生活水準が向上する。インドは2070年カーボンニュートラルの実現を目指しているが、エネルギー消費は2022年から2050年は年率2.6%増と増加し続けることから、インドにおいて気候変動対策やエネルギー安全保障対策がより重要となる。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%、2022年の15%から、2050年には26%まで急拡大する。

ASEANの経済規模は1990年の7,000億ドル、2022年の3兆2,000億ドルから、2050年には10兆1,000億ドルに拡大する。ASEAN全体の人口は、1990年の4億4,000万人から2050年には7億7,000万人に増加する。この結果、1990年に1,700ドルであった1人当たり実質GDPは、2022年には4,800ドル、2050年には1万3,200ドルに到達、1人当たりの所得・生活水準が向上する。ASEANのエネルギー消費は2022年から2050年は年率2.4%増と右肩上がり続き、2022年から2050年の増分の半分はインドネシアが占めることになる。インドネシアは2060年カーボンニュートラルを達成することを表明している中でエネルギー消費の増加が続くことから、気候変動対策やエネルギー安全保障対策がより重要となる。ASEANのアジアにおけるエネルギー消費シェアは1990年には10%、2022年には11%であったが、2050年には17%にまで拡大する。

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、2022年には83%、2050年には71%を化石燃料に依存する(図2-21)。特に運輸部門を中心に石油、発電用を中心に天然ガス消費が増加し続ける。アジアの化石燃料消費をどのように低減してゆくかということが、世界のエネルギー安定供給やカーボンニュートラル実現および世界の気候変動対策の観点から非常に重要となる。

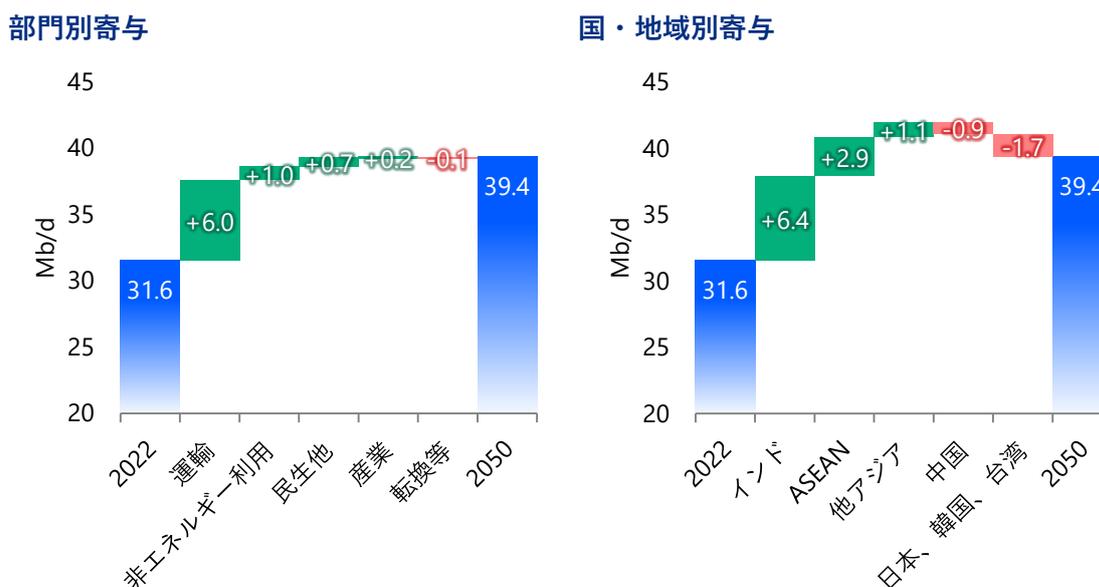
図2-21 | アジアの一次エネルギー消費[レファレンスシナリオ]



1990年から2022年に年率2.8%増加したアジアの石油消費は、2050年にかけて同0.8%増となり、増加が減速する。2050年までの増加分のうち、部門別では運輸部門が77%、非エネルギー

消費部門が13%、民生他部門が9%を、地域別ではインドが81%、ASEANが37%を占める(図2-22)。インド、ASEANの合計が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の運輸部門において電動化を含む燃費改善が重要となる。アジアの石油消費増分は世界の増分の97%を占めているため、これらの国々の石油消費動向が世界全体に影響を与える。

図2-22 | アジアの石油消費[レファレンスシナリオ]



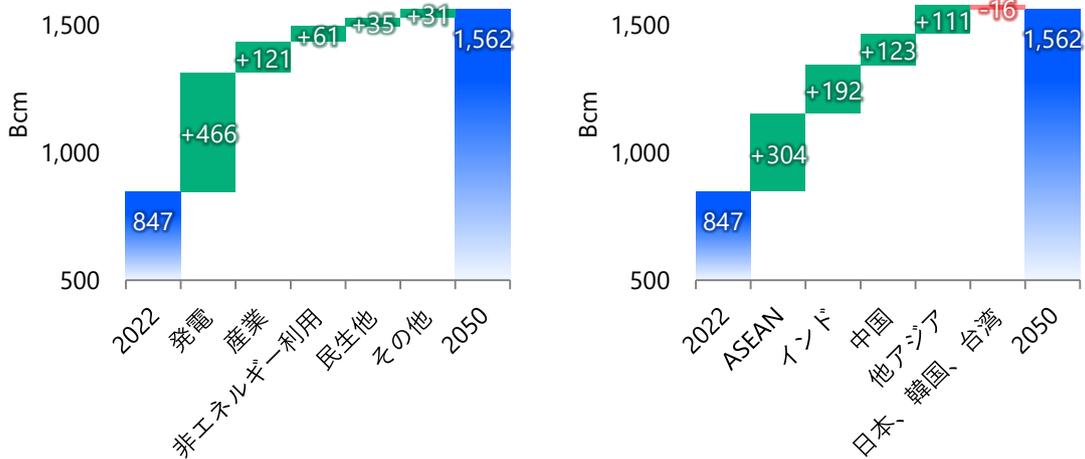
安定供給確保と環境問題への対応の両面から、石油を他エネルギーで代替してゆくことおよび石油を徹底して効率的に消費してゆくことが、アジア各国の政策上不可欠となる。

1990年から2022年に年率5.8%で増大したアジアの天然ガス消費は、2022年から2050年にかけて同2.2%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65%、産業部門が17%、非エネルギー消費部門が9%を、地域別ではASEANが43%、インドが27%、中国が17%を占める(図2-23)。消費抑制の観点からは、特に中国、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55%を占めるため、この3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。

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



天然ガスはCO<sub>2</sub>排出量が石油・石炭より少ないが、燃焼時にCO<sub>2</sub>を排出する化石燃料であることに変わりはない。新興・途上国のエンジニアに運用管理・保守点検技術を習得させ、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、高効率な利活用を進めることが重要である。

このアジアの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2023年の257 Mtから2035年には1.5倍の392 Mt、2050年には2.2倍の569 Mtに拡大する。LNGを早くから利用、大量に輸入していたのは日本や韓国であったが、2021年、2023年に中国が日本を抜き世界最大の輸入国となった。2023年における日本、韓国、台湾のシェアが51%、中国、インド、ASEAN、南アジアのシェアが49%であったが、2050年には前者は23%、後者は77%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いっそう大きくなる。

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ともない、2020年代をピークに減少に転じる。1990年から2022年は年率4.5%で急成長したが、2022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の導入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エネルギー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31%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は、石油・天然ガス消費ほどの規模ではないが、年率2.6%で急速に伸びてゆく。2022年から2050年までの消費増分の96%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18%、これに対し伝統的バイオマスは-13%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52%、ASEANは16%、インドが25%を占める。原子力の増分では、中国が61%、インドが23%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49%と、2022年より11ポイント上昇する。

2060年カーボンニュートラル実現を目指すことを2020年9月に宣言した中国は、2050年に向けて、CO<sub>2</sub>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・非化石エネルギー消費にかじを切った。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、生産ベースでは脱炭素技術の世界シェアを拡大している。しかし、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。また、2050年に向けて、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、ASEANにおいてもインドネシアを中心として多くの加盟国がカーボンニュートラルを表明した。インドではメーク・イン・インディアのスローガンのもと、太陽光発電の国産化やEVの導入を促進している。ASEANでもインドネシアは中期国家開発計画を掲げ、省エネルギーの促進やグリーン産業の開発に取り組んでいる。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2022年の1.2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、2022年の10,076 Mtoeの1.2倍となる12,043 Mtoeに達する。この増加を年率に均すと0.6%に相当する。2022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。

1つ目は、2050年までの世界の最終エネルギー消費は特にインドやASEAN、MENAが中心となって増加してゆく点である。そのため、これらの地域で最終エネルギー消費に大きな影

響を与えるような事態が起きると、世界全体の最終エネルギー消費のすう勢にも影響が及ぶ可能性がある。したがって、これらの地域の最終エネルギー消費変動要因には特に注意が必要である。なお、変動要因の例としては、経済成長、エネルギー関連政策の内容と強度、エネルギー利用機器に関する技術開発とその普及度合いなどがある。

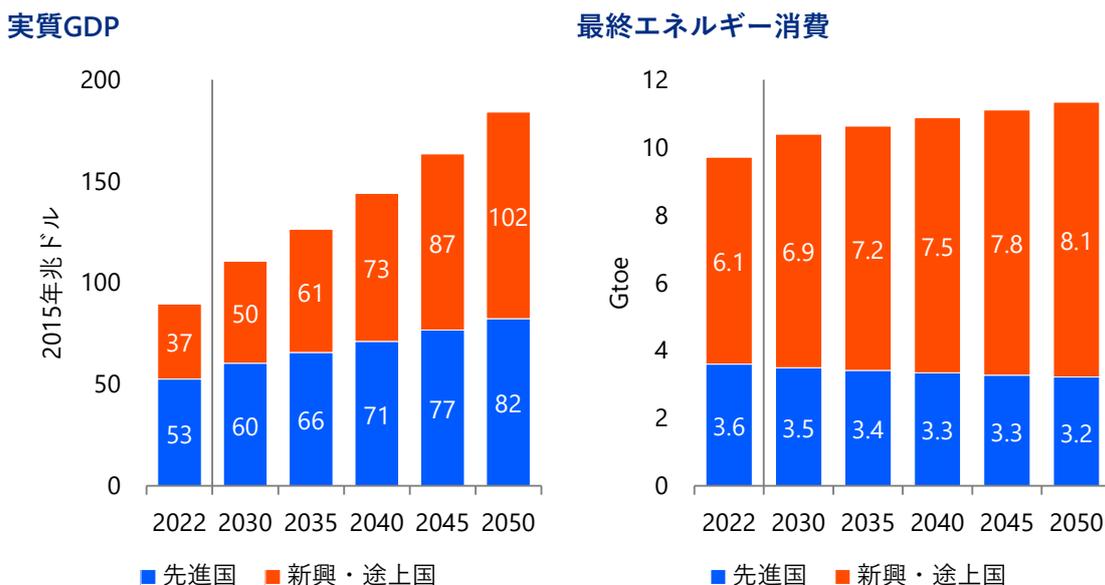
2つ目は、2050年時点でもすべての主要なエネルギー源に対する最終エネルギー消費が一定程度存在する点である。石炭の最終エネルギー消費は2020年代後半から、再生可能エネルギーの最終エネルギー消費は2030年代から減少トレンドをたどるが、2050年に至っても0にはならない。気候変動問題は世界の重要な課題であるが、その対策として政策誘導や投資の対象が特定のエネルギー源に極端に偏ると、中長期的にエネルギー需給のバランスを欠くおそれがある。そのため、需要変化のトレンドや気候変動への影響を踏まえつつも、各エネルギー源が需要に応じて安定的に供給されるような市場を構築することが肝要である。

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、2022年からレファレンスシナリオにおける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けん引

2022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た場合、新興・途上国における消費増が世界の消費増をけん引する(図2-24)。先進国では同期間に最終エネルギー消費が減少するものの、新興・途上国の消費の堅調な増加が先進国の減少を相殺、上回る。このため、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GDPと最終エネルギー消費[レファレンスシナリオ]



新興・途上国では、人口増加と経済成長を背景として、2050年の最終エネルギー消費が2022年の1.3倍となる8,123 Mtoeまで増加する(年率1.0%)。新興・途上国経済は、中長期的には成長軌道をたどる。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、2020年から2050年までの新興・途上国の最終エネルギー消費の増加は、実質GDPの伸び(年率3.7%)よりも緩やかなものにとどまる。

一方、先進国では、2050年の最終エネルギー消費が2022年より1割少ない3,216 Mtoeとなる。先進国でも、2022年から2050年にかけて実質GDPは成長する(年率1.6%)。しかし、実質GDPの増加トレンドとは対照的に、同期間の先進国の最終エネルギー消費は年率-0.4%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た。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<sup>6</sup>は、1990年～2022年に0.25あったのに対して、2022年～2050年は-0.25となる<sup>7</sup>。

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。

#### 地域別: インドやASEAN、MENAが今後の成長ドライバーに

2022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た場合、インドやASEAN、MENAが世界の最終エネルギー消費の伸びを強力にけん引する(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、インドとASEAN、MENAの増分合計が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、世界の最終エネルギー消費に占めるアジアの消費の比率は2022年の41%から2050年には45%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。

<sup>6</sup> 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

<sup>7</sup> 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。

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、2022年～2050年]

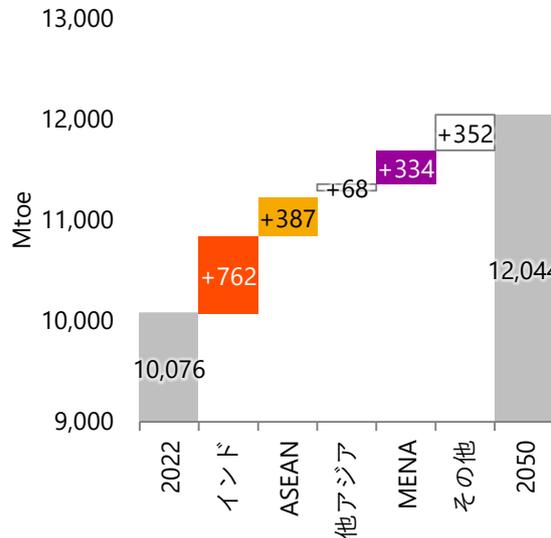
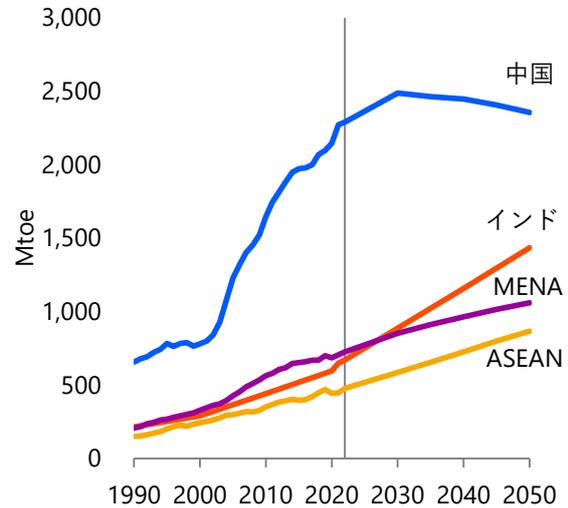


図2-26 | 中国、インド、MENA、ASEANの最終エネルギー消費[レファレンスシナリオ]



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年時点では16億人を超えて17億人に迫る規模になる。また、GDPは、都市化の進展などを背景として、2022年から2050年までの間に年率5.7%で成長するとともに、1人当たりGDPも4.1倍になる。こうした人口増加と経済成長を背景として、2050年の最終エネルギー消費は、2022年(672 Mtoe)の2.1倍となる1,434 Mtoeまで増加する(年率2.7%)。インド一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、2022年の6.7%から2050年には11.9%まで拡大する。今後の世界のエネルギー需給を考えるうえで、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、2022年の478 Mtoeから2050年には866 Mtoeまで増加する(年率2.1%)。ASEANの最終エネルギー消費の増分387 Mtoeのうち、インドネシアの増分は154 Mtoe、ベトナムの増分は101 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、2022年時点でインドネシアが2億7,500万人(ASEAN内1位)、ベトナムが9,800万人(同3位)の規模があり、将来的にも増加してゆく。また、1人当たりGDPは、2022年から2050年までの間にインドネシアで3.1倍、ベトナムで3.9倍の成長を遂げる。このような成長により、インドネシアの最終エネルギー消費は2030年代後半には日本を上回る。

中国の最終エネルギー消費は、2022年では2,290 Mtoeだったものが2050年には2,355 Mtoeとなり、同期間にわたっ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な原因となる部門は産業部門で、なか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始まっ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。これに続く格好で、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、2022年の727 Mtoeから2050年には1,060 Mtoeまで年率1.4%で増加する。増分は、イランが87 Mtoe、北アフリカが82 Mtoe、サウジアラビアが80 Mtoeとなり、これら3つの国・地域の合計がMENA全体の増分334 Mtoeの大宗を占める。これら3つの国・地域ではインドやASEANを超える、年率1.2%の人口増加と同時に、2022年から2050年にかけて1人当たりGDPがイランで1.7倍、北アフリカ地域で2.1倍、サウジアラビアで1.4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けん引

2022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・途上国における消費増にけん引されて、すべての部門で最終エネルギー消費が増加する。先進国では、非エネルギー消費部門以外の各部門で、最終エネルギー消費が減少トレンドとなる(図2-27)。

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けん引され、最終エネルギー消費が2022年の2,802 Mtoeから2050年には3,423 Mtoeまで年率0.7%で増加する。運輸部門の消費増分は621 Mtoeで、最終エネルギー消費全体の増分の28%を占める。新興・途上国では、経済成長を背景として、同期間にわたって内燃自動車やハイブリッド自動車、電動自動車の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1.4%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1.1%で減少する。

図2-27 | 先進国、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]

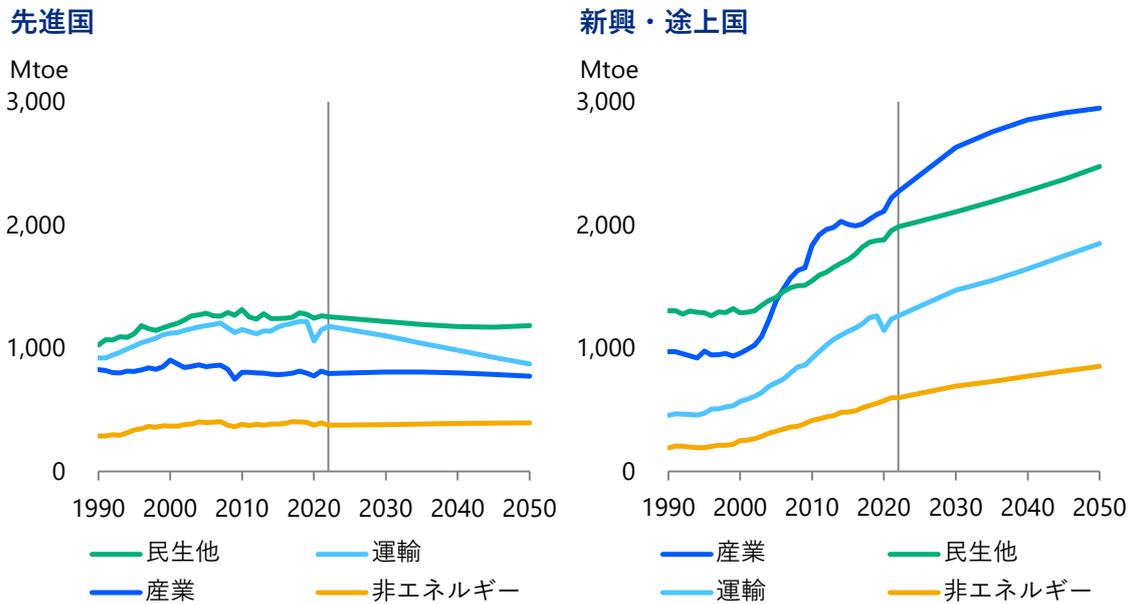
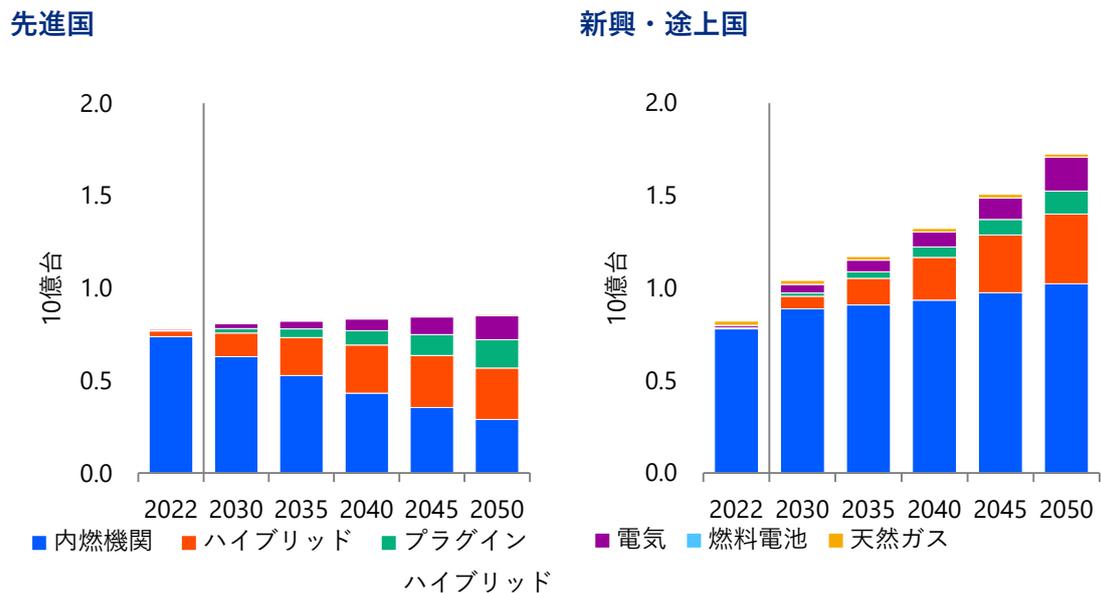


図2-28 | 自動車保有台数[レファレンスシナリオ]



産業部門では、新興・途上国の製造業の隆盛にともなう電力や天然ガスなどの消費増を主な要因として、最終エネルギー消費が2022年の3,064 Mtoeから2050年には3,720 Mtoeまで年率0.7%で増加する。産業部門の消費増分は655 Mtoeで、最終エネルギー消費全体の増分の31%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、事業の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、

2022年から2050年までの世界の第二次産業のGDP成長率(年率2.3%)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。

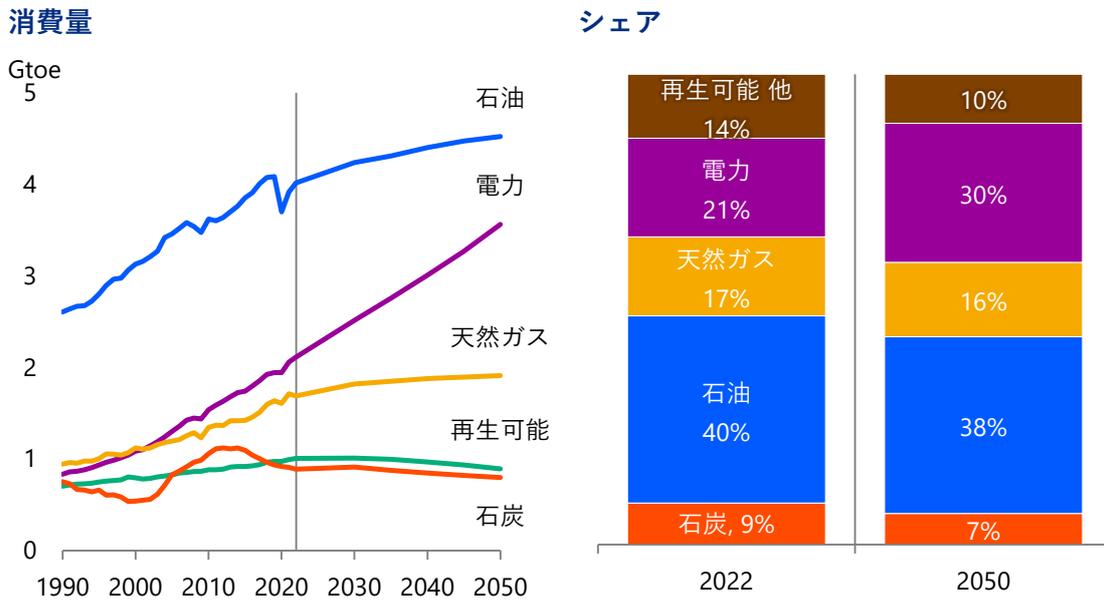
民生他部門では、新興・途上国の業務部門と家庭部門における電力や都市ガス、石油製品などの消費増を主な要因として、最終エネルギー消費が2022年の3,238 Mtoeから2050年には3,655 Mtoeまで年率0.4%で増加する。ただし先進国では電力を消費する機器への代替が進むため、業務部門と家庭部門の都市ガスや石油製品の消費は世界全体で減少傾向となる。民生他部門の消費増分は417 Mtoeで、最終エネルギー消費全体の増分の21%を占める。新興・途上国では、生活水準の向上とともに、近代エネルギーやその利用機器へのアクセスが徐々に広がる。特に、薪炭材や畜ふんといった伝統的バイオマスが利用されてきた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2022年の73%から2050年には35%まで、アジアではすでに19%まで減っているがさらに5%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2022年の972 Mtoeから2050年には1,246 Mtoeまで年率0.9%で増加する。非エネルギー消費部門の消費増分は274 Mtoeで、最終エネルギー消費全体の増分の14%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、2022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ともなう資源・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

2022年から2050年までの世界の最終エネルギー消費の変化を主要なエネルギー源別に見た場合、シェアが増加トレンドをたどるものと減少トレンドをたどるものに大別される(図2-29)。すなわち、電力シェアのみ増加となる一方、石油と石炭、天然ガス、バイオマスの直接利用が大宗を占める再生可能エネルギーは減少する。ただし、2050年でも天然ガスはもちろんのこと、石炭と再生可能エネルギーへの需要も存在する。化石燃料(石炭、石油、天然ガス)は、世界の最終エネルギー消費に占める比率が2022年の65%から2050年には60%に低下するものの、引き続き過半を占める有力なエネルギー源である。

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]



石油の最終消費は、部門別の切り口でも触れた新興・途上国の道路部門など運輸部門における消費増を中心に、2022年の4,014 Mtoeから2050年には4,520 Mtoeまで年率0.4%で増加する。モータリゼーションが進むインドやASEAN含むアジア全体の道路部門における消費増は382 Mtoeとなっており、先進国の石油消費減少幅(-444 Mtoe)を相殺してしまうほどの増加となる。運輸部門に次ぐ消費の増加を見せるのは、非エネルギー消費部門である。同部門では、アジアの消費増に加えて、中東が域内の豊富な資源を活かして消費を増加させる。

電力の最終消費は、民生他部門と産業部門における消費増を主な要因として、2022年の2,113 Mtoeから2050年には3,561 Mtoeまで年率1.9%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の消費増が世界全体の消費増をけん引するとともに、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源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、電力を利用するマシンやデバイスの数も増えてゆく。世界の最終エネルギー消費に占める電力の比率は、2022年の21%から2050年には30%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、エネルギーセキュリティの観点からは、それに加えて安定的な電力供給体制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における消費増を中心として、2022年の1,690 Mtoeから2050年には1,910 Mtoeまで年率0.4%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消費が増加する。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り、世界の消費増をけん引する。

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消費減を主な要因として、2022年の890 Mtoeから2050年には799 Mtoeまで年率0.4%で減少する。地域別の切り口でも触れたとおり、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。これにともない、2050年には中国の産業部門の石炭消費は、2022年の半分以上となる。また、中国は2030年にCO<sub>2</sub>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2025年から石炭消費を減少させる計画があるため、同国の産業部門では電力、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、2022年の1,008 Mtoeから2050年には892 Mtoeまで年率0.4%で減少する。最終消費部門における再生可能エネルギーの例としては、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、2022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消費が67%と最も大きく、次いで欧米諸国の暖房用などの薪炭材消費が14%、バイオ燃料消費が12%、その他が7%である。部門別の切り口でも触れたとおり、アジアやアフリカの新興・途上国などで近代エネルギーの利用が伝統的バイオマスの利用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。

## 3. エネルギー供給

### 3.1 原油

#### 近年の原油供給

西側のロシア産石油制裁、フーシ派による石油タンカー攻撃、イスラエルとイランの対立等、原油供給リスクが顕在化しているにもかかわらず、足元の原油供給は比較的安定していると言える。2022年10月に減産強化に転じたOPEC<sup>8</sup>プラスは、2025年までOPECプラス全体による日量3.66百万バレル(Mb/d) (2022年10月合意の2 Mb/dおよび2023年4月合意の1.66 Mb/d)、足元ではOPECプラス全体での2 Mb/d、サウジアラビアやロシア等有志国による2.2 Mb/dの自主減産を実施している。2023年にはパンデミック前の需要を回復したものの、米国等非OPECプラス産油国の増産もあり、OPECプラスは協調減産によって辛うじて市況を維持している。ロシアの産油量は、西側諸国の禁輸、価格キャップ、ウクライナによる石油インフラストラクチャーへの攻撃にもかかわらず、10 Mb/dを維持している。ロシアの生産量が底堅い背景には、インドや中国といった国々が積極的にロシア産石油を輸入していることがある。一方、世界最大の産油国である米国の生産量は2024年第2四半期に20 Mb/dを超えるなど堅調である。

#### 中東産油国が低生産コストを活かして原油供給をリード

レファレンスシナリオでの世界の石油需要は、インドや東南アジア諸国連合(ASEAN)、アフリカ等の新興・途上国を中心に、経済成長を背景に2050年まで増加を続ける。

2030年までは、世界の石油需要は年率0.5%で増加し、これに呼応してOPEC、非OPECともに、原油生産を増加させる。中東湾岸諸国を中心とするOPEC加盟国はこの期間中の世界の原油供給増をけん引する。ヨーロッパ・ユーラシアは、西側諸国の禁輸や制裁も影響しロシアの上流投資不足が深刻化することで減少し続ける。一方、米国を中心とする北米の生産量は2030年ごろにピークに達する。また、中南米の生産量は若干増加するがアフリカの生産量は横ばい、アジア・オセアニアの生産量は減少し続ける。2030年からは、北米の生産量は緩やかに減少するものの、2050年時点でも米国は世界最大の産油国であり続ける。中南米での増産は維持されるが、ヨーロッパ・ユーラシア、アジアといった非OPEC地域は減少し、OPEC、特に圧倒的なコスト競争力を持つ中東OPEC加盟国の存在感がますます高まる。その結果、世界の石油供給に占めるOPEC原油のシェアは2022年の36%から2050年には42%に高まる。

<sup>8</sup> 石油輸出国機構

表3-1 | 原油生産[レファレンスシナリオ]

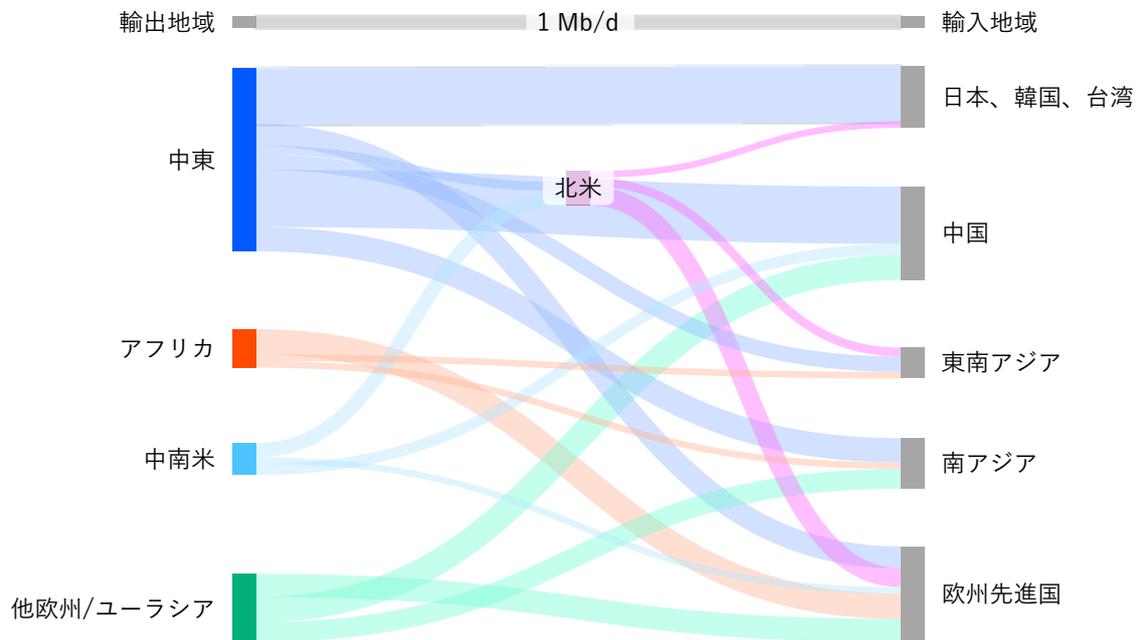
	2022	2030	2040	2050	2022-2050	
					変化量	変化率/年
原油生産計	95.4	99.0	101.9	103.5	8.1	0.3%
<b>OPEC</b>	<b>35.0</b>	<b>37.8</b>	<b>41.5</b>	<b>44.6</b>	<b>9.6</b>	<b>0.9%</b>
中東	28.3	31.0	34.3	36.8	8.5	0.9%
その他	6.8	6.7	7.2	7.9	1.1	0.5%
<b>非OPEC</b>	<b>60.3</b>	<b>61.2</b>	<b>60.3</b>	<b>58.9</b>	<b>-1.5</b>	<b>-0.1%</b>
北米	22.4	25.9	25.6	24.7	2.3	0.3%
中南米	8.2	8.4	9.6	9.8	1.6	0.6%
欧州・ユーラシア	17.7	15.1	14.1	13.2	-4.4	-1.0%
中東	2.9	3.7	3.8	4.6	1.7	1.6%
アフリカ	1.6	1.4	1.4	1.5	-0.1	-0.2%
アジア・オセアニア	7.6	6.7	5.7	5.1	-2.5	-1.4%
プロセスゲイン	2.3	2.4	2.6	2.8	0.5	0.7%
石油供給計	97.7	101.4	104.5	106.3	8.6	0.3%

注: 原油には天然ガス液(NGL)を含む

### アジアで高まる中東への原油依存

2023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18 Mb/dで輸出量の42%を占め、北米が8 Mb/d、ロシアを中心とする他欧州・ユーラシアおよび北米が7 Mb/dで続いている。中東の輸出量の7割はアジア向けである。他欧州・ユーラシアは、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、8割がアジア向けとなった。北米は、域内(米国・カナダ間)での貿易が5割を占め、欧州とアジア向けが2割ずつである。輸入地域ではアジアの輸入量が29 Mb/dと圧倒的に大きく、なかでも世界最大の輸入国である中国の輸入量は11 Mb/dに達する。欧州先進国の輸入量も10 Mb/dと大きい。アジア向け最大の供給地域は中東で、アジア全体での中東依存度は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いる欧州先進国向けではアフリカが最大の輸出地域となった。北米や中東も欧州向け増やしており、欧州先進国での他欧州/ユーラシア依存度はウクライナ侵攻前の4割(欧州連合[EU]のロシア依存度は3割)から、2023年には24% (同4%)まで低下した。

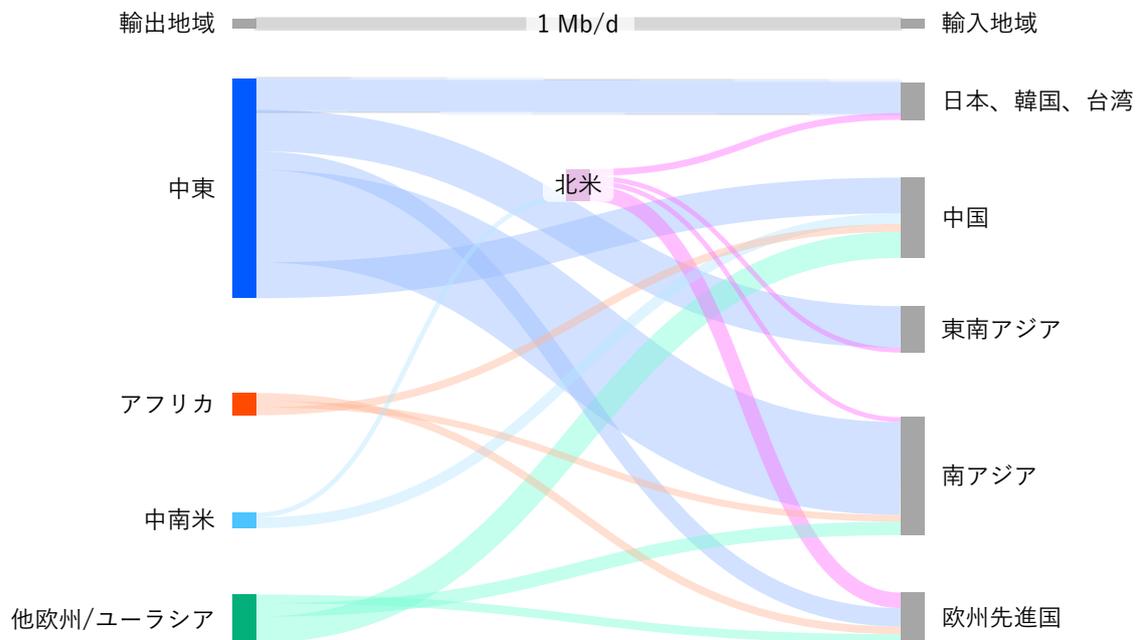
図3-1 | 主要地域間の原油貿易[2023年]



注: 0.5 Mb/d以上のフローを記載

出所: Energy Institute 「Statistical Review of World Energy」 (2024年版)、各国貿易統計を基に作成

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

世界の原油貿易量は、非産油国での石油需要の増加を背景に増加する。需要が減少する経済協力開発機構(OECD)諸国では輸入量も低下し続けるが、非OECD諸国の輸入量がそれを上回る勢いで増加する。輸入量増加の中心は中国からインドやASEANへ移行し、アジアの輸入依存度は上昇し続ける。ロシアを中心とする欧州・ユーラシアや米州からアジアへの流入量は増加するものの、中東がアジア向けの最大供給地域であり続ける。

## 3.2 天然ガス

### 液化天然ガス市場は大拡張期を控え緩やかな取引量増加が続く

2024年上半期、世界の液化天然ガス(LNG)市場では、LNG海上輸送貿易量が前年同期に続き200 Mtを超えた。前年同期比で微増に留まったが、半年間として再び過去最高となった。数量面で大西洋から太平洋地域へのシフトが顕著であり、アジア太平洋地域(中東を除く)のシェアが前年同期の62%から68%に増加した。

欧州連合・英国は48 Mtを輸入したが、前年同期の59 Mtを大きく下回った。日本は32 Mtを輸入し、前年同期比微減となった。中国は38 Mtを輸入し前年同期(33 Mt)を上回ったものの、2021年同期は40 Mtである過去最高には至らなかった。ただし、パイプラインガス・LNG合計輸入量では65 Mtと、前年同期比14.3%増で史上最高となった。なお、中国は2024年上半期に123.6 Bcm、前年同期比6.0%増の天然ガスを生産した。消費量では、前年同期比10.1%増の213.75 Bcmとこれもまた史上最高となった。東南アジアのLNG輸入量は、前年同期比21%増の12 Mtとなった。

LNG輸出サイドでは、上位は2022年～2023年同期同様、米国、オーストラリア、カタールが40 Mt程度のLNG輸出量で、このうち米国が微増を記録した。4番手のロシアは前年同期の顕著な減少から、増加に転じた。モザンビーク、ナイジェリア、マレーシア、インドネシアも小幅ながら増加した。

2022年は、EU側のロシア産化石燃料忌避、ロシア側からのエネルギー供給削減揺さぶりの両方の要因で、ロシア産パイプラインガスのEU向け供給は、2021年12月のLNG換算8 Mt強から、2022年12月以降は月間同2 Mt未満に減少し、少なくとも2024年6月時点まで継続している。他方でロシア産LNGのEU向け供給は、2022年、2023年はいずれも小幅ながら増加した。しかし、2025年以降には、残されたロシア産パイプラインガス供給に加え、ロシア産LNG供給動向にも不透明要因があることに留意すべきである。

また、今後のアジア、ヨーロッパのスポットガス価格動向次第で、米国産LNGのアジア向け、ヨーロッパ向け比率は変動する。米LNG輸出中のEU+英国比率が2021年の3割程度から、2022年～2023年は6割強に大幅増加、2024年上半期は5割強となっている。一方、アジ

ア向け比率は2021年の半分弱から2022年～2023年は4分の1程度に低下、2024年上半期は3割程度となった。

2022年は、LNG市場では、米国でのLNG設備1件での火災事故後の停止・再稼働見通しの延期が、供給量減少・見通し不透明の大きな要因となった。2023年後半には、オーストラリアの大型LNG生産設備における労働争議が、実際の供給中断にはつながらなかったものの、不安感をもたらした。2024年前半は、主要LNG海上輸送経路における制限が、迂回・輸送の長距離化をもたらしている。今後も大型LNG生産設備のトラブルや輸送水路の障害があれば、市場バランスが大きく変動する可能性がある。2024年後半から2026年初にかけては、カナダ、メキシコ、米国、モーリタニア・セネガルでの新規プロジェクトの安定的な稼働開始・タイミングも大きな要因となる。

2023年に世界最大のLNG輸出国となった米国では、2024年1月末、政権がLNG輸出許可手続きを一時停止し、経済・環境影響をスタディすることを発表した。当局は「数か月間で完了・手続き再開」表明したが、異議・反対は継続中である。7月初旬にこの輸出許可手続き一時停止差し止めの命令を発出したが、その後も8月初旬時点で新たな許可は発行されていない。また7月下旬には、連邦議会エネルギー・天然資源委員会が、許可承認改革法案を採択した。今後同法案が成立すれば、LNGライセンス承認手続きに90日間の期限を設定し、迅速処理を義務付け、将来のLNG許可手続きを停止する措置を認めないものとしている。今回のLNG輸出許可手続き一時停止は、一部のLNGプロジェクトに遅延と不確実性をもたらすとともに、米国の長期的、安定的なLNG供給者としての信頼性に疑問符を付けることとなった。

近年の最大成長の天然ガス・LNG市場である中国は、2022年は天然ガス消費量が統計史上初めて減少(前年比-1.7%)、LNG輸入量は前年比2割近い減少となった。ただ、2023年には天然ガス消費は増加に転じ、2024年上半期はLNG輸入量、パイプラインガス輸入量、自国天然ガス消費量・生産量とも顕著に増加した。

もう1つの大型急成長天然ガス市場としてのインドでは、天然ガス消費が2022年の前年比5%減少から、2023年には15.5%増に回復した。国有企業による天然ガス生産減少の一方で、民間企業による生産が2022年は16%、2023年も20%増加した。

東南アジア、南アジア(インド除く)では、近年のグローバル市場における価格・需給変動の影響はさまざまとなっている。東南アジアでは、LNG輸入量は2022年に前年比28%、2023年に25%増加したことにより、2023年は20.20 Mtとなった。2024年上半期は前年同期比21.2%増の12.12 Mtを輸入した。東南アジアにはLNG輸出国とLNG輸入国が存在し、影響にはばらつきが見られる。2023年以降、フィリピン、ベトナムがLNG輸入国に加わり、今

後も輸入の増加が見込まれる。一方、バングラデシュ、パキスタンは、2022年には天然ガス火力発電用のLNG輸入が大幅減少、両国合計で前年比18%、2.55 Mt減となった。2023年は8.8%増の12.39 Mt、2024年上半期は前年同期比7.7%増の6.68 Mtを輸入した。

### LNG市場安定化に向けて: 供給面、需要面、価格面

石油危機以降の50年間で、天然ガス・LNGは化石燃料の中で、最もクリーンかつ基幹エネルギー源として成長した。世界、日本とも、天然ガスが一次エネルギーの4分の1のシェア占める。これにより、天然ガス・LNGのエネルギーセキュリティ全体への影響度は大きくなり、特にLNGが天然ガス供給の大きな部分を占めるアジアにおいて、LNG自体の安定供給確保の重要性が、格段に高まった。海上貿易されるLNGは、2011年以降の12年間で60%以上拡大した。輸入国・地域には、2022年～2023年だけでも、ドイツ、フィリピン、香港、ベトナムが新たに加わった。

表3-2 | LNGの役割変遷

主な時代と事象	LNGの役割発揮振り
20世紀後半 石油危機 大気汚染	代替エネルギー源、クリーンエネルギー源(日本、韓国) パイプラインガスに対する代替ガス供給源(欧州) 一次エネルギー中でシェア拡大し、石油危機影響緩和にも貢献
2010年代 原子力発電危機対応 エネルギー需要増	ベース電源不足時に迅速対応可能な柔軟性を実証 緊急時に柔軟性際立つ
2021年～2022年 パンデミック後エネルギー需要反騰 戦争・天然ガス不足	欧州でウクライナ侵攻以前よりロシア産パイプラインガス供給減少分をLNG輸入増加が相殺 危機・パイプライン爆破によるロシア産パイプラインガス輸入減少分を、米国産を中心とするLNG輸入増加で充足
将来に向けて	新・クリーンエネルギー源との組み合わせ・トランジション LNG自身のクリーン化次第で持続的利用

天然ガスが世界で基幹エネルギー化したことにより、LNGは世界のエネルギー供給安定のカギを握っている。供給面では、長期的には米国、オーストラリア、カナダ、アフリカ等、非ロシア供給源からの安定供給実現が重要課題である。

引き続き、今後の投資決定可能性が高いプロジェクトに関しては、当面、米国が多数を占める。米国でのLNGプロジェクトは、原料ガスとなる上流側のガス田が伝統的なLNGプロ

プロジェクトと異なり、必ずしも垂直統合型に特定されていない。さらに、LNGの引き取りに際しても、必ずしも最終消費先が固定されない緩やかなコミットメントでのプロジェクト構築・投資決定がなされてきた。一方で、2021年以降、最終消費先特定度が高い長期契約も盛り返しており、ボリュームの拡大とともにプロジェクト構造の多様化も進みつつある。

こうした米国産LNGのグローバル市場への登場が、LNG市場全体の構造変化をもたらしている。2019年は、米国産LNGの日本向け供給が本格化したことにより、従来のアジア向けLNG供給主体からの取引契約で主流であった原油連動価格が高水準であるときに優位性を実証した。一方で、2020年は、世界的天然ガス価格低迷・短期需要低迷時に、供給量の変動分を吸収する柔軟性を発揮した。さらに2021年には再び世界的な天然ガス価格上昇局面で、柔軟性・価格優位性を発揮し、各地への有力供給源として確立した。2022年には、ヨーロッパ向けの最大の追加天然ガス供給源となった。2023年には、世界最大のLNG輸出国となった。

このことが、他供給源含めて、契約条件交渉に影響を与えている。他方、オーストラリアは2019年までに現在の生産容量拡大局面が最終段階を迎え、そのLNG生産量は、2020年、2021年には2006年以降の世界最大のLNG輸出国だったカタールを上回った。また、ロシアは近年、北極圏プロジェクトでのLNG生産が増加し、ヨーロッパ天然ガス市場でシェアを拡大した。

#### LNG物流のヨーロッパシフトと世界天然ガス価格高水準継続

LNG大型プロジェクトでは、従来、投資決定からLNG輸出開始まで4年～5年と長期間を要することが特色だった。建設期間を短縮するため、一部設備の標準化・モジュラー化によりエンジニアリング期間・組み立て建設期間を短縮する取り組みとその成果も実現されつつある。さらに、年間1.4 Mt規模の液化設備を従来よりも大幅に短い1年～2年間で実現することを表明するプロジェクト企業も台頭している。

今後のLNGを中心として、世界の天然ガス供給が増加する地域として、東西アフリカのフロンティア地域がある。これらの地域では、洋上、また時には中小規模の天然ガス資源も存在することから、浮体式LNG生産方式も開発の現実的な選択肢となった。すでに西アフリカのカメルーンで浮体式LNG生産プロジェクトが稼働開始している。さらに、2017年に東アフリカのモザンビーク沖、2018年に西アフリカのセネガル・モーリタニア沖、2022年にコンゴ共和国沖の天然ガス資源を活用する浮体式LNG生産プロジェクトがそれぞれ投資決定を行った。これらのプロジェクトではいずれも、国際市場でのLNGマーケティング力を持つ大手LNGプレイヤーが生産されるLNG全量の引き取りをコミットすることにより、プロジェクト推進の裏付けとしている。

モザンビークではこの浮体式LNG生産プロジェクトに加え、陸上サイトでのLNG生産プロジェクトも複数計画されている。このうち1件は2019年6月に投資決定済みである。2021年～2024年時点では、現地の治安情勢の悪化により、建設作業が中断している。しかしながら、長期的には資源規模の大きさおよびインドをはじめとした南アジアに近く、海運上のチョークポイントもなく、アジア市場はもとより、スエズ運河経由あるいは喜望峰回りでヨーロッパ市場ともにアクセスできる戦略的な立地から、長期的に大きなLNG供給源として成長する。これらを背景に、天然ガス生産が順調に増加することが期待される。

なお、短期的には、引き続きロシア産パイプラインガス供給の減少への対処、LNG生産諸国での安定生産確保、新規LNG生産プロジェクトの円滑な立ち上がりが必要である。これらによるLNG生産の短期的安定化が、LNGに対する信頼度を高め、長期的な投資にもつながってゆく。

需要面では、長期的には脱炭素の取り組み内容の影響による需要見通しの変動、需要センターの新興・途上国へのシフト、需要側の契約柔軟化指向への対応などが重要度を増している。短期的には、原子力・再生可能エネルギー等の影響による天然ガス需要の不確実性、ヨーロッパにおける天然ガス需要削減・減少の変動幅、中国、インドやアジアの新興市場における天然ガス需要回復動向が市場のバランスを左右する。

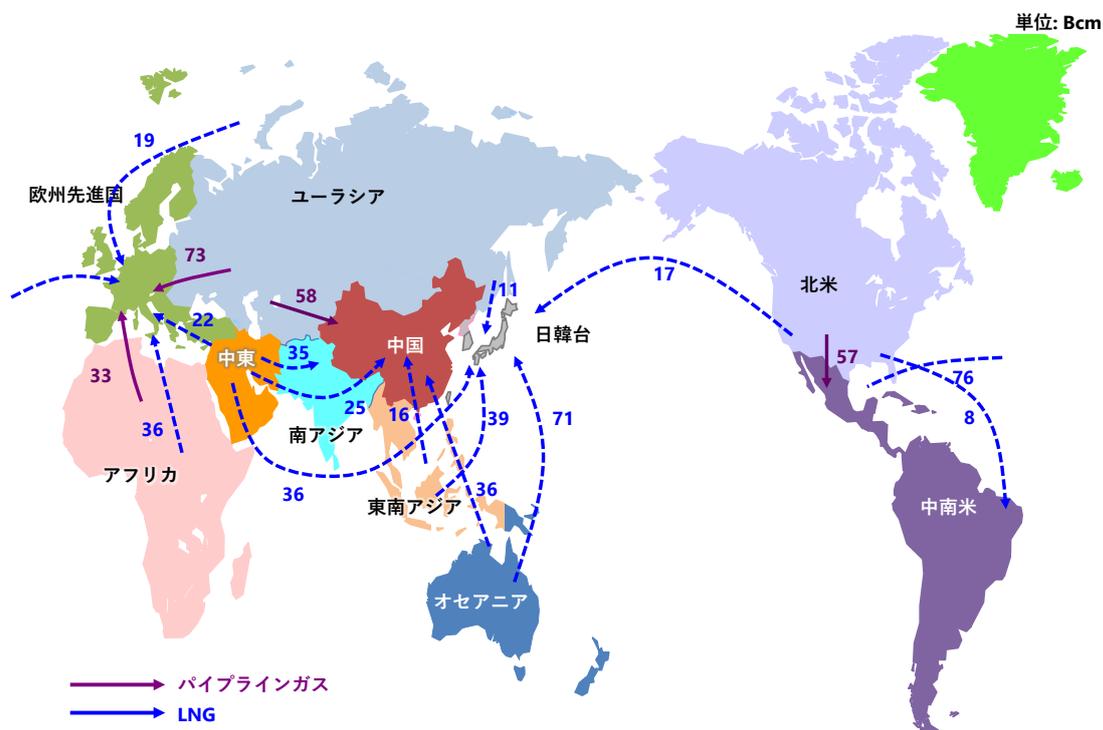
価格面では、長期的には契約価格方式の多様化と最適化、市場の安定成長と投資を支えるバランスの中での価格設定が必要となる。短期的には、ボラティリティ増大への対応が引き続き業界を悩ましている。

この点で、LNG市場安定化につながる政策面、投資確保面の課題への対処が重要である。具体的には、政府・国際レベルでの、トランジションに適合するLNGの基準の明確化、温室効果ガス(GHG)排出量測定・報告・認証(MRV)基準の明確化やクリーン対策装備基準の明確化により、投資対象・融資先としてのLNGプロジェクト優位性を確立することが、LNG市場の安定的な成長と、特に急速に成長する新興市場に向けた供給源安定確保につながる。特にこの点では、2023年、2024年の主要7か国(G7)、2023年のLNG産消会議でLNG市場安定に向けた政府・国際エネルギー機関(IEA)の役割強化が議論されたことが前進である。

表3-3 | 天然ガス生産[レファレンスシナリオ]

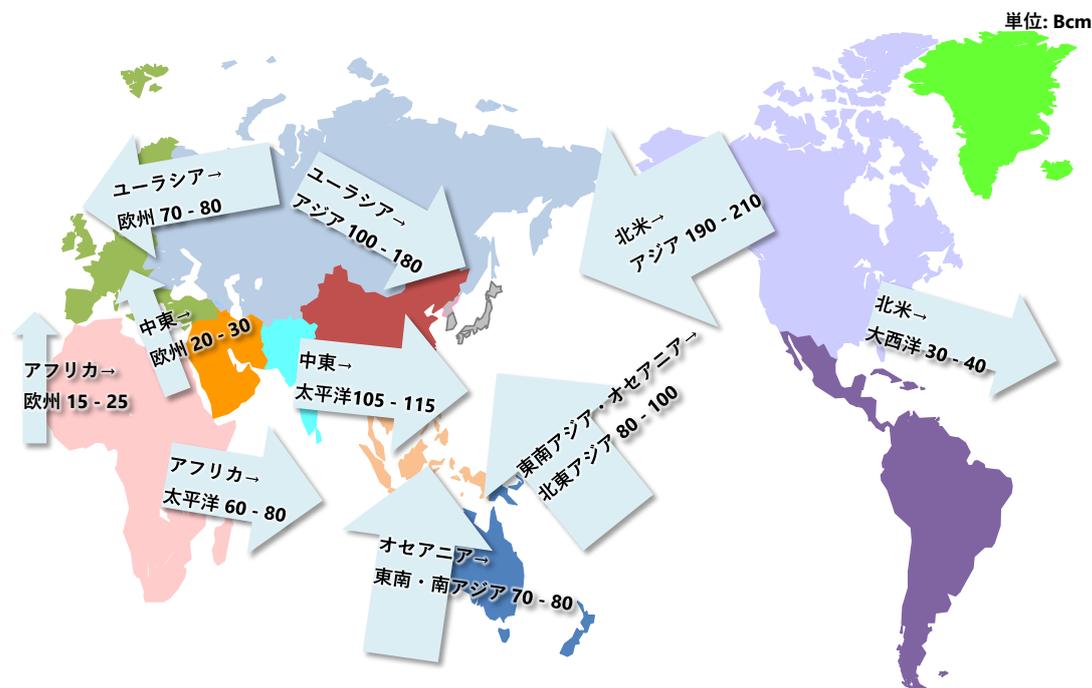
	2022	2030	2040	2050	(Bcm)	
					変化量	変化率
世界	4,210	4,364	4,797	5,407	1,197	0.9%
北米、メキシコ	1,272	1,337	1,426	1,497	225	0.6%
中南米(メキシコを除く)	161	174	225	313	153	2.4%
ヨーロッパ	214	143	130	100	-113	-2.7%
ユーラシア	914	848	864	909	-5	0.0%
ロシア	689	618	610	609	-80	-0.4%
中東	709	777	860	1,013	304	1.3%
アフリカ	254	279	386	548	294	2.8%
アジア	521	642	722	823	302	1.6%
中国	220	240	248	251	31	0.5%
インド	34	45	71	100	66	4.0%
ASEAN	196	220	249	269	73	1.1%
オセアニア	166	165	185	204	38	0.7%

図3-3 | 主要地域間の天然ガス貿易[2023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

#### 世界での需要および供給の地域的分断が進んでいる

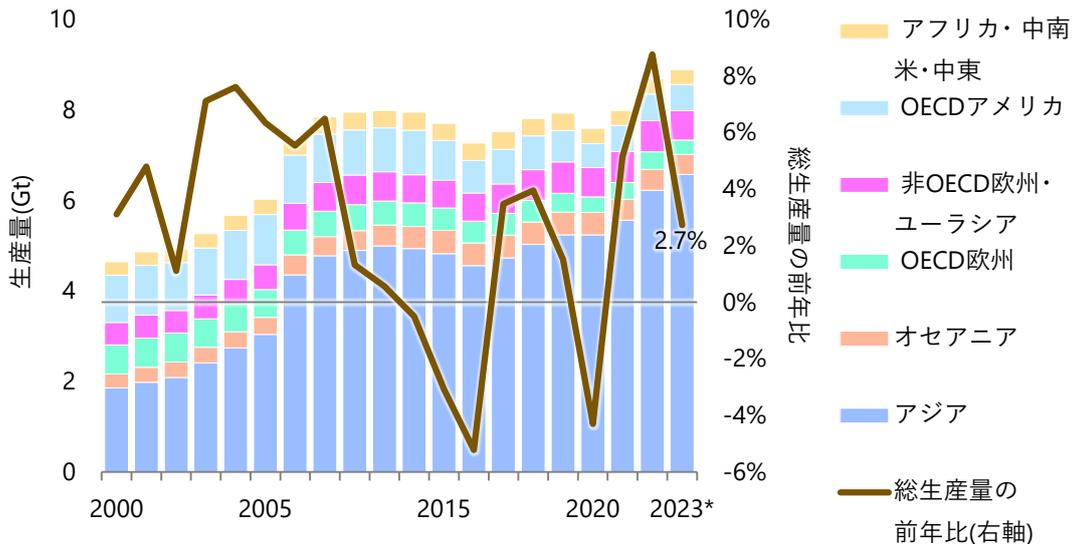
2023年、前年から続く新型コロナウイルス感染症(COVID-19)からの経済回復にともない中国とインドでの大幅な石炭需要増加にけん引され、世界の石炭需要量は史上最高を記録した。また、これら自国需要が伸びた中国、インドでの大幅な生産増に加え、アジア新興・途上国での需要の高まりを受けたインドネシアでの生産も大きく増加し、世界の石炭生産量も史上最高を記録した。

この状況を数字で確認すると2023年の世界の石炭消費量は、8,688 Mt (前年比+2.4%、+200 Mt)を記録した。特に中国とインドが消費量増を加速させている。中国は4,876 Mt (同+6.0%、+276 Mt)、インドも1,272 Mt (同+10.4%、+120 Mt)と増加した。一方で米国は417 Mt (同-10.7%、-50 Mt)、EUは358 Mt (同-22.8%、-106 Mt)と大きく消費を減らしている。特にヨーロッパでは、ロシアによるウクライナ侵攻の影響による石炭発電への一時的な回帰で需要が回復していたが、これへの対応が終わると同時に、脱炭素に向けた行動である石炭火力発電所の計画的な廃止の動きが再開された。これにより電力向け石炭需要が大

大きく減少したと見られる。しかしながら、世界全体では中国、インドをはじめとした需要増加がこれらの需要減少を上回ったことから、需要量は前年に比べ増加した。

また、世界の2023年の石炭生産量も、需要の増加にともない8,954 Mt (同+2.7%、+237 Mt)と増加した(図3-5)。

図3-5 | 世界の石炭生産



注: 2023年は暫定値

出所: IEA "World Energy Statistics and Balances 2024"

生産地域別に見ると、増減のばらつきが顕著となっている。アジアでは旺盛な石炭需要を支えるべく、中国が4,610 Mt (同+3.4%、+153 Mt)、インドが1,050 Mt (同+11.6%、109 Mt)、インドネシアが775 Mt (同+12.6%、+87 Mt)と大きく増産した結果、アジア全体では6,831 Mt (同+5.7%、+370 Mt)となった。その他地域では、OECDアメリカは625 Mt (同-4.6%、-30 Mt)、OECDヨーロッパは316 Mt (同-18.9%、-74 Mt)、非OECDヨーロッパ・ユーラシアは658 Mt (同-4.1%、-28 Mt)、アフリカ・中東米・中東計では322 Mt (同-3.8%、-13 Mt)であり、アジア以外の地域ではいずれも減少した。この合計減少幅をアジアの増加幅が大きく上回った結果、世界全体で前年比プラスを記録したことになる。

2023年の生産動向を主要輸出国に見ると、オーストラリアでは、年初に発生したラニーニャ現象による天候不順により生産が減少、またCOVID-19からの生産回復において労働力確保が遅れていることなども加わり、439 Mt (同-4.1%、-19 Mt)であった。インドネシアでは大幅な増産となっているが、アジアでの石炭需要増加により同国は積極的な増産を進めていることが大きな背景で、775 Mt (同+12.6%、+87 Mt)と初めて700 Mtを突破した。ヨーロッパを主な市場とするコロンビアでは、政情不安、労働者の抗議活動による混乱や天候不順の

影響も加わり、49 Mt (同-23.7%、-15 Mt)と大幅に減少した。インドを中心にASEAN等も主な市場とする南アフリカは、COVID-19感染拡大、鉄道事故、国内需要の減少等により生産量が2020年以降減少していたが、ようやくその傾向に歯止めがかかり232 Mt (同+0.7%、+2 Mt)と前年なみであった。一方、ロシアではウクライナ侵攻による西側各国の禁輸措置やシベリア鉄道のボトルネックなどがあったものの、生産量は若干減少の425 Mt (同-1.1%、-5 Mt)であった。

2023年の石炭貿易は、ウクライナ侵攻によるロシアからの石炭輸出に課せられた制裁の影響を前年同様に受けている。この結果、ロシアからの石炭供給から代替確保に迫られた西側各国と制裁には加わっていない中国やインドなどでのロシア炭輸入継続といった、コールフローが継続している。このような貿易を妨げる要因が存在することから、価格についても2022年のような高騰局面からは下落しているものの、引き続き一般炭を主体に下げ渋りしている。中国とインドは石炭市況が高止まりしている状況から、国内の生産を大幅に引き上げる政策で増加する国内需要への対応を強化。この結果、国内生産は大きく増加した。しかしながら、需給ギャップを埋める目的で輸入も維持しており、輸入量も増加している。両国とも石炭需要が大きいため国内需要に占める輸入炭の占める役割(シェア)は小さいが、世界の石炭貿易に占める量は大きいため、今後とも両国の石炭需給には注意が必要である。このような環境の中、中国の輸入量は474 Mt (同+55.7%、+122 Mt)と大きく増加した。前年は、オーストラリアからの輸入禁止や前述の国内炭優先政策から輸入量は大きく減少していた。2023年は、西側諸国の制裁でロシア炭が市場でだぶついたことなどから中国は積極的に輸入したこと、さらにオーストラリア炭の輸入を2023年に再開したことなどもあり大幅な増加となった。またインドも旺盛な石炭需要により国内炭の大増産を行ったにもかかわらず、中国同様にロシア炭の積極的な調達を行うなど輸入量は246 Mt (同+9.5%、+21 Mt)であった。このような貿易環境から、国際貿易量(一般炭と原料炭の合計輸入量)は、1,486 Mt (同+8.9%、+120 Mt)、内訳は一般炭1,156 Mt (同+7.9%、+84 M)、原料炭322 Mt (同+11.2%、+36 Mt)といずれも前年比増となっている。

#### ウクライナ侵攻継続環境での需給バランス

2024年の石炭需要は、前年に引き続きアジア地域での発電部門を主体とした旺盛な需要増と米国、EUおよび日本での需要減退の構図となると予測される。上期のアジア各国の状況を俯瞰すると、

中国: 電力需要は堅調に伸びているが、水力発電の回復と再生可能エネルギー発電の拡大から、石炭火力発電の伸長が鈍化すると見られている。また、景気減速から鉄鋼やセメント製造での需要は弱含んでいるが、石炭ガス化用途は増加している。

インド：電力部門および非電力部門のいずれも増加を示している。特に前年同様に水力発電が低調なことから、石炭火力発電での消費増が全体をけん引している。

インドネシア：好調な輸出に加え、国内の発電とニッケルを主体とした精錬産業での消費が伸長している。

ベトナム、その他：電力需要が旺盛な中で、水力発電が低調なため輸入炭による火力発電で対応しており、石炭需要が大きく伸びている。

このようにアジア新興・途上国では、前年同様に石炭需要が伸長している。

また、石炭需要が減少している米国とEUでは、電力需要の低迷と再生可能エネルギーの拡大が組み合わさり、電力部門での減少が顕著になっている。また米国の場合、安価な天然ガスも石炭需要減につながっている。また、日本、韓国でもLNG価格の前年からの下落などの影響から石炭火力発電が稼働減となっており、2023年から引き続き減少となっている。このようなバランスから、2024年の需要量は前年とほぼ横ばいになると予測している。

一方、世界の石炭生産量は、インド、インドネシアで生産が引き続き増加する一方、中国は産炭地である山西省での操業保全強化から前年比で微減と予測する。さらに米国とEUでも引き続き減少が続くと見ている。これら以外の国々の状況では、オーストラリアは2022年～2023年にラニーニャ現象による深刻な気象被害を受け生産減少に見舞われた。足元では、このような気象災害による影響は発生していないが、主要輸出先である日本での需要減や国内での労働力不足などもあり生産量は落ち込んだ2023年レベルに留まると予測されている。ロシアの石炭生産量は、西側各国の輸入禁止措置の影響を前年同様に受けているが、大きな減少にはならないと見られている。しかしながら、ウクライナとの戦争状況また中国、インドといった制裁に参加しない国々の輸入対応の変化によって、生産が影響を受ける可能性も否定できない。

石炭貿易においては、大輸入国である中国とインドの動向が大きな影響を及ぼす。中国は国内石炭産業保の目的から輸入量を年間300 Mt程度に制限してきていたが、2023年は国内需要増対応から制限を緩和したため、輸入炭量が474 Mtと前年から大幅な増加を記録した。輸入ソースとしては、インドネシアやロシアに加え、政治的摩擦から輸入停止をしていたオーストラリアからの輸入を2023年1月に再開するなど調達が多様化をしている。また、モンゴルからの原料炭輸入も大きく増加している。2024年に入り、政府の環境および操業安全強化により産炭地の山西省での減産もあり上期の輸入量は前年比で増加している。しかしながら、石炭火力発電の操業低下もあり下期は大きく伸びないと予測されている。インドは、前年同様に水力発電が渇水で低調なことから、石炭火力発電の稼働が高い状況が続いており、2024年も輸入量は高い水準で推移すると見られている。地産地消による石炭火力発電

増強を掲げるインドではあるが、輸入ソースの分散化・多様化についても取り組んでいる。例えば、ロシア炭についてイラン経由での輸入やモンゴル炭を試験的に輸入するなど石炭調達の安定性や持続性についても取り組んでいるようである。さらにベトナムは、2024年上半期に水力発電の不調から、石炭火力発電量を大きく増やしたことから輸入量が増加した。今後の水力次第ではあるが、現状は落ち着きを取り戻してきている。このようなアジア新興・途上国での輸入需要増加と対照的に、EU、日本、韓国、台湾では石炭需要減少から輸入の減少は2024年も続くと思われる。

供給側の状況としては、アジア各国の旺盛な輸入需要に対しては、世界最大の石炭輸出国であるインドネシアが増産によって対応すると見られている。インドネシア政府は、2024年の石炭生産割当量を922 Mtと前年比で約30%引き上げた。これにより生産者にとっては、需要が伸びている国内向供給規則に対応しかつ輸出向け増産も可能という、生産増のインセンティブが働く形となっている。2024年1月～4月に前年同期比ですでに8.0%を超える増産になっている。オーストラリアでは、COVID-19および悪天候影響からの回復途上にあるが、主要な輸出国である日本、韓国、台湾の需要減の影響もあり、足元の輸出量は低調で2024年は2023年と横ばいの水準と予測される。

このようにアジア新興・途上国での輸入増の一方で、EUと日本、韓国、台湾での輸入減により、2024年の石炭貿易量は前年比で横ばいと予測される。しかしながら、前述のとおり中国、インドの石炭需給バランスが崩れた場合、大きな影響が発生することには引き続き留意することが重要である。

## 石炭市況

2022年2月に発生したロシアのウクライナ侵攻によるエネルギー危機の影響を受け、石炭価格は急騰し、オーストラリア一般炭/ニューキャッスル積FOB<sup>9</sup>価格(6,000 NAR<sup>10</sup>)は\$400/tを超える歴史的価格を記録。このような高値の状況が、2023年第1四半期まで続いていた。ただ、北半球が暖冬となったこともあり、石炭およびLNG・天然ガスの需給の緩和が進み、第2四半期には一般炭価格が\$150/tを切るレベルまで急落した。その後、夏場の需要期に一時的に市況が上昇したものの、秋口以降は\$150/t以下となり、2024年上期も同じようなレベルで推移している。

またオーストラリア一般炭は、インドネシア炭ほかに比べ高カロリーの品位でありその代替が限定されるため、2022年のように供給バランスが著しくタイト化すると価格は一気に高騰しやすい。通常のマーケット環境では原料炭価格が一般炭価格よりも高い。しかしなが

<sup>9</sup> 本船渡し

<sup>10</sup> 真発熱量(Net as received) 6,000 kcal/kg

ら、ウクライナ侵攻後の需給環境では、この格差が逆転しオーストラリア一般炭価格が原料炭価格を上回る状況が2022年7月から2023年1月まで続いた。2023年に入り中国の禁輸措置の解消から原料炭価格の上昇と一般炭市場の需給緩和から、足元では通常の原料炭高に戻っている。

なおインドネシア炭FOB価格(4,200 NAR)については、2022年のウクライナ侵攻影響で上昇が見られたものの、ヨーロッパが天然ガス代替とする石炭スペックにはかなわないことからオーストラリア炭のような急騰とはならず、2023年第2四半期以降は\$100/tを下回る水準で安定している。ただし、この水準でも歴史的には高価格帯であり、インドネシアの増産・輸出意欲につながっていると言える。

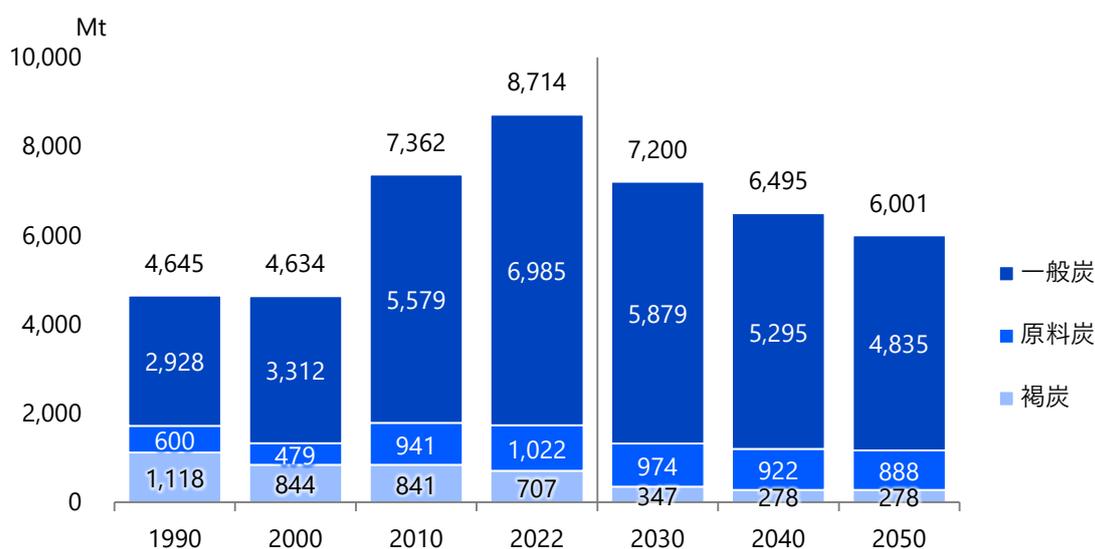
#### 需要に見合った供給体制の維持

欧米をはじめ先進国では脱炭素が一段と加速し、新興・途上国においてもカーボンニュートラルの表明がなされ、化石燃料の中でもとりわけ石炭の消費・生産を厳しく抑制する方向性は多くの国で共通認識となっている。すでに欧米での石炭消費は減少の一途をたどっている。一方、中国、インドおよびアジア新興国においては、COVID-19感染影響からの経済活動回復にともない、エネルギー需要の増加が続いている。また、ロシアのウクライナ侵攻による天然ガス不足から石炭への需要シフトが一時的に発生したが、2023年にはこれも収まっている。足元では、これまでの脱炭素の流れから資源メジャーの石炭上流部門から撤退や縮小あるいは再編の動きが継続している。この動きの中で需要が堅調に伸びているアジアの財閥やコングロマリットの資金援助を受けた企業が、売却される石炭資産の買手に名乗りを上げていることには注目したい。

各国のエネルギー事情および足元の石炭需要の現状を踏まえると、世界レベルでの脱石炭の実現は、現実的には長期的な取り組みと捉えざるをえない。2023年の石炭消費量は前年比で増加し史上最大を記録した。ただし、世界的な需要増をけん引したのは中国、インドであり、また、対ロシア経済制裁の手段としてのロシア炭輸入禁止策は、石炭貿易フローの変化をもたらし、短・中期的に石炭供給国の生産に影響を与える可能性がある。世界の石炭需要を再確認すると、短中期では経済成長にともない中国、インド、ASEANをはじめとするアジアやアフリカ等で、長期的には中国を除くインド、ASEAN等のアジアとアフリカ等で需要は拡大する。特に新規鉱山開発や既存操業の維持・更新に対する従来型の石炭上流投融資は、脱炭素の動きの中で大幅に縮小や制限されているため、今後の供給力について影響が懸念されている。前述のアジア企業の石炭事業への参画は、この点からも注目に値すると見ている。

世界の石炭生産は、需要に対応して2020年代半ばごろまで増加し、その後減少に転じ、以降は減少傾向が続く。生産量は、2022年の8,714 Mtから2030年には7,200 Mt、2050年には6,001 Mtにまで減少する(図3-6)。炭種別に見ると、一般炭生産は発電用需要の減少にともない2020年代半ばにはピークを迎え、その後減少に転じる。生産量もこれに合わせ2022年の6,985 Mtから2030年には5,879 Mt、2050年には4,835 Mtまで減少する。この中で、足元から2030年ごろまでに中国での石炭から再生可能エネルギーへの電源シフトが急速に進む。この結果、石炭需要は2030年ごろまで急速に減少し、それ以降は2050年に向けては緩やかな減少となる。また、主に鉄鋼生産の原料として用いられる原料炭の生産量は、2023年の1,022 Mtから、2050年には888 Mtと緩やかに減少する。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廃止にともない、生産量は2022年の707 Mtから漸減し、2050年には278 Mtに減少する。

図3-6 | 世界の石炭生産[レファレンスシナリオ]



将来に向けて石炭供給国は、自国の需要を満たしたうえで国際石炭市場すなわち輸出需要に対応して生産を行う。一方、中国やインドなどの石炭多消費かつ生産国は、国内需要を満たすべく国内生産を拡大し、不足分を他供給国から輸入する。日本のような石炭資源が少なく、生産が経済的でない諸国は、輸入に依存する。

主要石炭生産国・地域の状況を見ると、欧米先進国やポーランドをはじめEU加盟国である東欧の産炭国では、新規炭鉱開発だけでなく、既存炭鉱の維持・拡張や輸送インフラの整備等もさらに実施が困難となる。オーストラリアでは、国内の石炭消費および輸出の是非は、世論を二分する重要な関心事となっている。連邦政府は従来の温室効果ガス対策の厳格化を2022年の政権交代後に打ち出し、石炭鉱山を含む化石燃料の将来的な生産に大きな影響を

与えつつある。また産炭州政府も、気候変動対応政策をにらみ、石炭輸出以外の外貨獲得手段を模索する動きを強めている。さらに石炭の主要な輸出先であるインド、ASEANにおいて石炭需要が今後も増加する中で、現在、競合関係にあるインドネシアからの石炭輸出量が同国の政策から先細りすると想定される。オーストラリアからの供給量(特に一般炭)拡大が期待される場所であるが、足元の政策や投資環境からは難しいことが想定される。オーストラリアにおける炭鉱の合併・買収(M&A)状況には引き続き注視が必要と考える。

これまでに主にヨーロッパへの供給源となっていたコロンビアでは、先進国企業が撤退し、さらに政情不安定となっており、中長期的な生産量の大幅な増加は見込みにくい。国内供給、インド、ASEANを主市場とする南アフリカでも、同様に先進国企業の撤退など石炭産業の変革が進んでいる。同国では生産の中心である既存炭田の埋蔵量が枯渇に近づき、新規炭田への移行が必要となる。一般炭の主要輸出国であるインドネシアは、これまで主として需要伸長が著しい輸出マーケットに歩調を合わせて生産を拡大させている。一方で政府は、石炭資源保護の観点から生産量を抑制し、供給先を国内優先とする方針を大前提としている。しかしながら前述のとおり、毎年発表される政府の石炭生産枠は大幅な増産を可能とした数量となっており、足元では国内向けにも輸出向けにも大きな支障は出ていない。足元で国内需要も拡大しており、今後の政府の動向には引き続き注意が必要である。

一方、中国およびインドは、国内資源の活用に重点を置き、これまでに石炭火力発電の建設を急速に進めてきた。今後、中国の需要は2020年代半ばをピークに減少、一方、インドの需要は2050年に向けて増加する。両国は、国内炭を供給の主体としながら、国内需給調整弁として輸入炭をこれまでどおり活用するため、国際市場で引き続き重要な役割を果たす。

表3-4 | 一般炭生産[レファレンスシナリオ]

	2022	2030	2040	2050	2022-2050	
					変化量	変化率/年
世界	6,985	5,879	5,295	4,835	-2,150	-1.3%
北米	456	239	91	61	-395	-6.9%
米国	391	230	85	56	-335	-6.7%
中南米	67	57	51	49	-18	-1.1%
コロンビア	59	49	43	41	-18	-1.3%
OECDヨーロッパ	45	16	11	9	-36	-5.5%
非OECDヨーロッパ・中央アジア	376	322	303	299	-77	-0.8%
ロシア	254	201	182	175	-79	-1.3%
中東	0	0	0	0	0	-0.1%
アフリカ	248	229	241	268	19	0.3%
南アフリカ	245	206	209	221	-24	-0.4%
アジア	5,531	4,796	4,403	3,975	-1,556	-1.2%
中国	3,903	3,047	2,406	1,850	-2,053	-2.6%
インド	840	977	1,204	1,317	477	1.6%
インドネシア	682	656	668	674	-8	0.0%
オセアニア	261	221	195	174	-87	-1.4%
オーストラリア	260	220	194	173	-87	-1.4%

表3-5 | 原料炭生産[レファレンスシナリオ]

	2022	2030	2040	2050	2022-2050	
					変化量	変化率/年
世界	1,022	974	922	888	-134	-0.5%
北米	77	66	67	68	-9	-0.5%
米国	53	48	48	48	-4	-0.3%
中南米	10	12	13	14	4	1.2%
コロンビア	9	11	12	14	5	1.6%
OECDヨーロッパ	14	14	15	16	1	0.3%
非OECDヨーロッパ・中央アジア	109	115	115	115	6	0.2%
ロシア	105	107	107	108	3	0.1%
中東	2	2	2	2	0	0.2%
アフリカ	8	18	24	31	23	5.1%
モザンビーク	5	14	20	27	22	6.6%
アジア	641	567	485	416	-224	-1.5%
中国	554	463	351	253	-301	-2.8%
インド	57	71	99	128	72	3.0%
モンゴル	24	24	23	22	-2	-0.3%
オセアニア	161	181	201	225	64	1.2%
オーストラリア	160	180	200	224	64	1.2%

石炭貿易量は、2022年の1,366 Mtから2040年には1,234 Mtへと減少するが、その後はほぼ横ばいで推移し、2050年の貿易量は1,231 Mtとなる。炭種別で見ると、一般炭の貿易量は脱炭素化の動きの中で中国の輸入量が2020年代をピークに減少に転じるため、2022年の1,072 Mtから、2050年には841 Mtに大きく減少する。一方、原料炭は、EU、日本に加え中国での鉄鋼需要の減退もあり需要が漸減してゆくが、インドを中心とした新興・途上国での鉄鋼需要増がこれらの減少量を上回ることから、貿易量は2022年の286 Mtから2050年には385 Mtに増加する。

また主要輸出国別で見ると、オーストラリアは、引き続き現状レベルの供給量を維持するが、一般炭が減少し原料炭が増加といった数量バランスが需要の変化に合わせて進む。インドネシアは、自国の需要増加から生産量は維持しながら輸出量を絞ってゆく傾向を今後示す。中国の需要減少もあり当面市場への影響は大きくないが、2030年代以降、国内と輸出の供給バランスによってはアジア市場へ影響することもあり得る。ロシアは、EUや日本のロシア炭禁輸政策から短中期では減少し、その後もその減少した水準で横ばい推移する。またコロンビアも2020年代半ば以降、その供給量を徐々に減らしてゆく。

図3-7 | 世界の石炭貿易(輸入量) [レファレンスシナリオ]

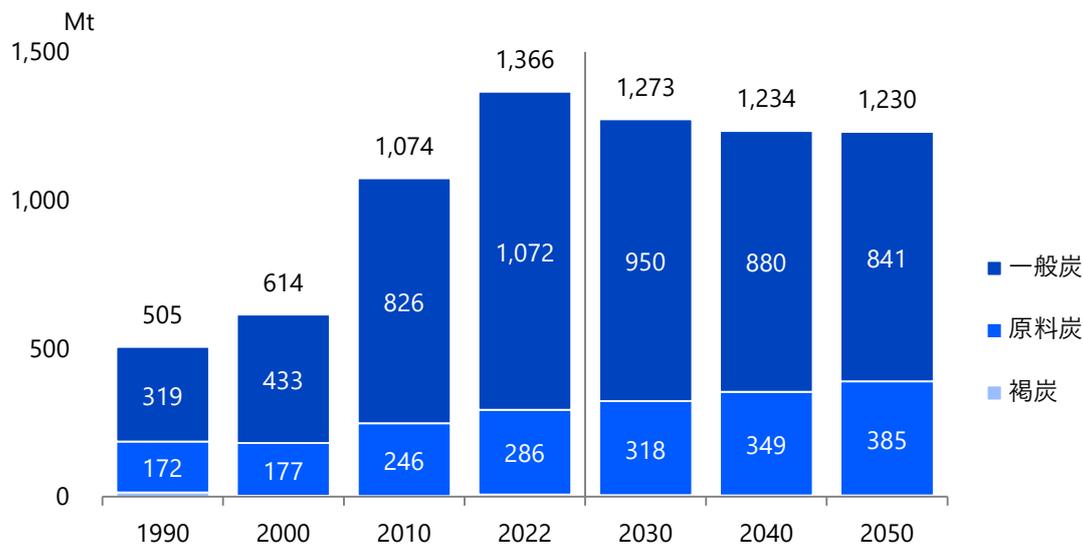
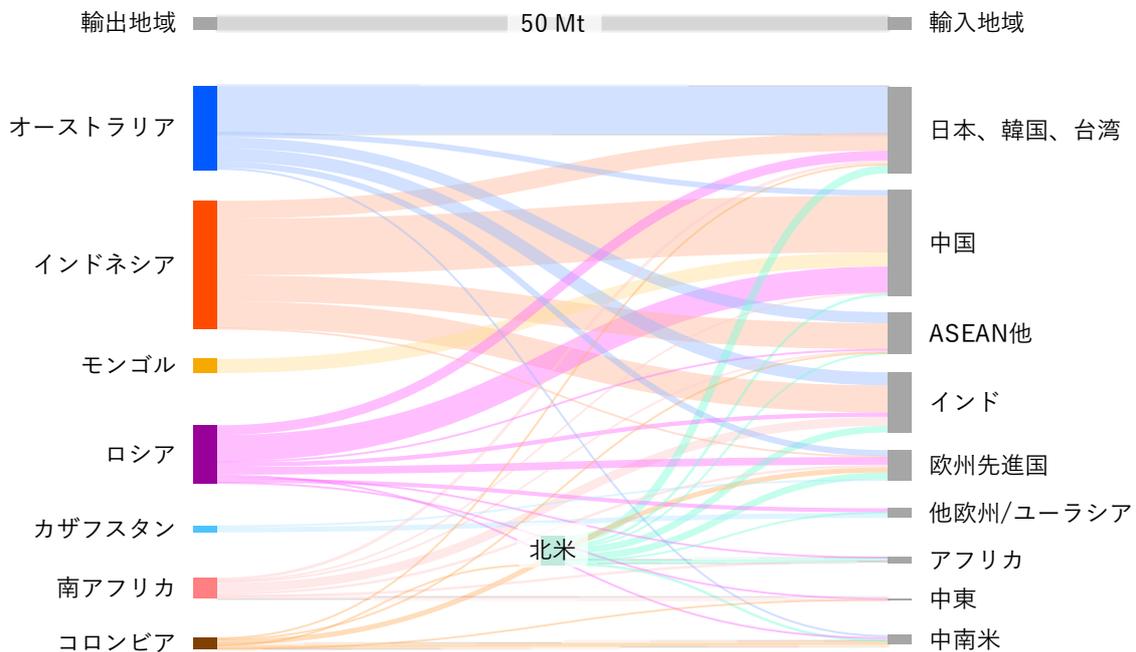


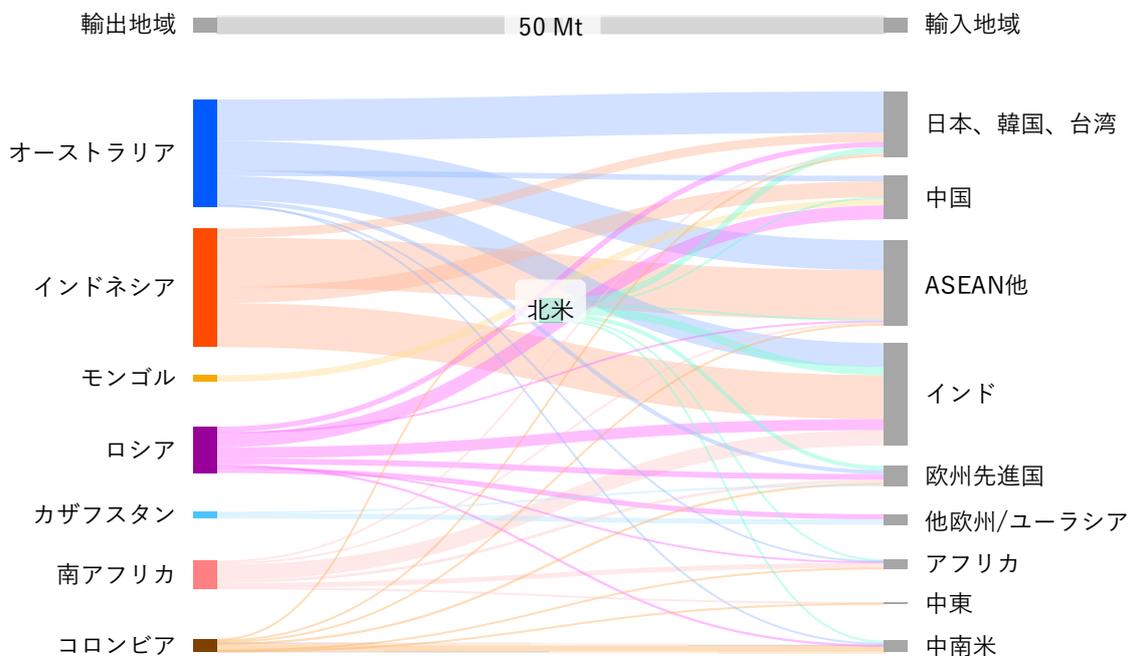
図3-8 | 主要国・地域間の石炭貿易[2023年]



注: 一般炭と原料炭の合計値。原則2 Mt以上を記載。南アフリカはモザンビークを含む。

出所: IEA “Coal Information 2024”、TEXレポート等を基に推定

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。2 Mt以上を記載。南アフリカはモザンビークを含む。

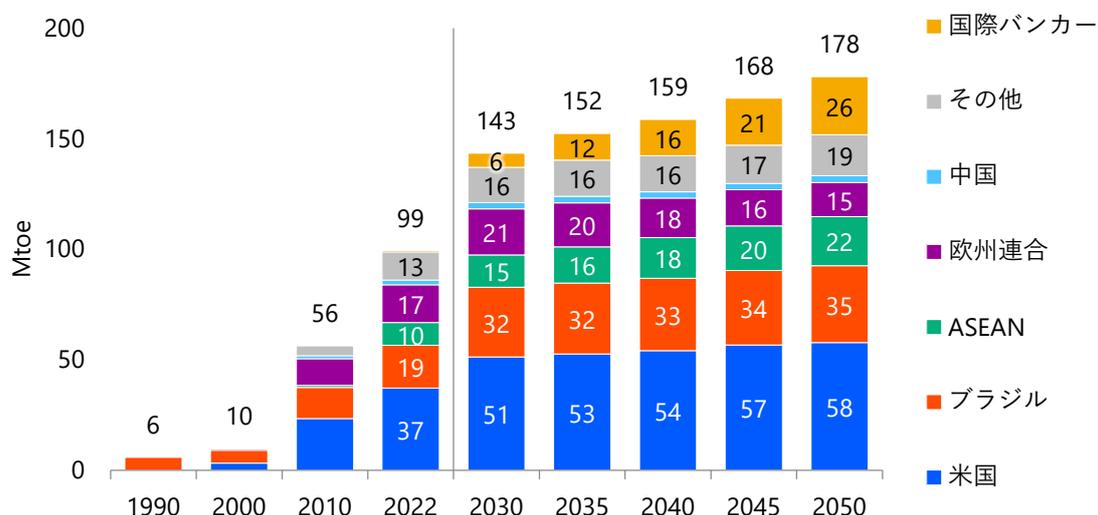
### 3.4 輸送用バイオ燃料

気候変動対策、エネルギー安全保障、農業振興の一環として、バイオエタノールとバイオディーゼルに代表される液体バイオ燃料の普及が進んでいる。足元では、自動車用バイオ燃料の利用は米国、ブラジル、東南アジア、EUに偏っている。

1990年代からバイオ燃料の消費量は大幅に増加したものの、2010年以降、バイオ燃料に対する投資の低迷が続いている。それでも、2050年には自動車用バイオ燃料の消費量は現状より拡大する(図3-10)。第1世代のバイオ燃料の環境影響や食料との競合に対する懸念が強まっているため、セルロース系バイオ燃料や藻類由来のバイオ燃料等、次世代バイオ燃料の開発とコスト削減に対する取り組みが強化される。アジアではASEANを中心にバイオ燃料の需要が大きく伸びるが、米国やブラジルほどの規模には至らない。

また、自動車用以外では、現在は利用実績が少ないが、国際航空や海運におけるバイオ燃料利用が拡大する。EUは2023年に航空燃料のクリーン化法案「ReFuelEU Aviation」を採択し、域内の空港にジェット燃料を供給する事業者を対象に、供給燃料全体のうち持続可能な航空燃料(Sustainable Aviation Fuel: SAF)の割合を一定以上とする規制を実施する予定である。将来は再生可能エネルギー水素由来のSAFも期待されるものの、現段階ではバイオ燃料由来のSAFが価格競争力を持っている<sup>11</sup>。

図3-10 | 輸送用バイオ燃料消費[レファレンスシナリオ]



<sup>11</sup> World Economic Forum (WEF), “Clean Skies for Tomorrow: Sustainable Aviation Fuels as a Pathway to Net-Zero Aviation” (Nov 2020), <https://jp.weforum.org/publications/clean-skies-for-tomorrow-sustainable-aviation-fuels-as-a-pathway-to-net-zero-aviation/>

## 3.5 発電

### 近年の動向

#### 電力需要の増加が継続

世界の経済成長、新型コロナウイルス禍からの回復やデータセンターによる追加的な電力需要増加を背景に、世界の発電量は直近の10年間(2013年～2023年)で年率2.5%のペースで増加した。2023年の増加量もまた、直近10年の平均値と同程度の前年比2.5%増であった<sup>12</sup>。各需要部門における電化の進展やデジタル技術によるコンピューティング需要の増加は、引き続き電力需要の押し上げに寄与しうる要因となりうる。

他方で、後者のデジタル技術はグリッド管理や個々の発電設備、需要側設備の運用をより効率化することが期待され、エネルギー効率の改善やコスト低減に寄与する可能性がある。

#### 二極化する石炭火力発電

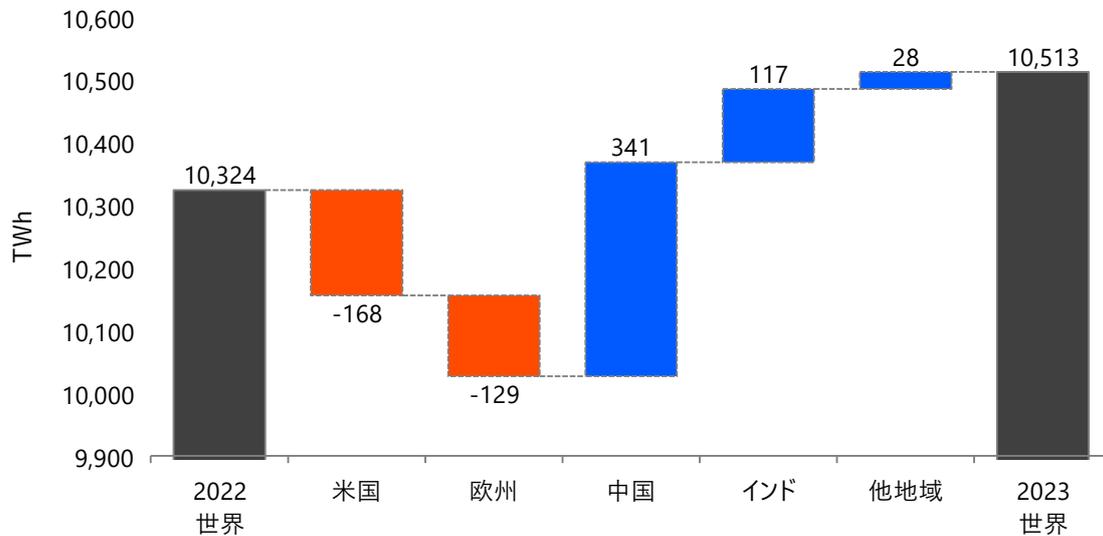
2023年における世界全体の石炭火力発電量は、前年比1.8%増の10,513 TWhであった。この石炭火力発電を巡る動向は、先進国と新興・途上国で対照的なものとなった。

OECD諸国では脱石炭火力発電に向けた取り組みが着々と進み、石炭火力発電量は同-13.9%と著しく減少した。この減少の背景には、ウクライナ危機により2022年に深刻化した天然ガス供給不足が緩和されたこともあるが、大量に導入された再生可能エネルギーの影響もまた小さくなく、今後も脱石炭に向けた動きが進んでゆくと見られる。

他方で新興国における石炭火力発電量は、同6.1%と大幅に増加した。そのうちの3分の2は中国、6分の1がインドにおけるものである。このような新興国における電力需要の底堅い増加は、化石燃料火力発電の利用拡大の必要性を示している。また、先進国においてもデータセンターにおける電力需要の上振れ可能性を鑑みると、既設の化石燃料火力発電設備の早期廃止に待ったがかかる可能性も無視できない。アンモニア・水素混焼などを織り交ぜつつ、電力需要増加に対応する余力を残すことが肝要である。

<sup>12</sup> Energy Institute, Statistical Review of World Energy (2024)

図3-11 | 石炭火力発電量と変化への寄与



出所: Energy Institute, Statistical Review of World Energy (2024)

こうした趨勢の差異は、首脳国会合における合意にも端的に表れている。2024年4月にイタリアで開かれたG7環境相会合では、2035年までにCO<sub>2</sub>削減対策が講じられていない石炭火力発電を段階的に廃止することなどが合意され、共同声明にもその目標が織り込まれた。他方で、新興・途上国を含んだ20か国・地域(G20)は、2023年7月に開かれたエネルギー相会合では、脱炭素社会の実現を目指すことが合意されつつも、具体的な化石燃料低減の段取りや、再生可能エネルギーの導入量を巡る目標の合意には至らなかった。先進国が進める脱炭素・脱石炭の動きに新興・途上国は必ずしも追随するものではなく、各国の経済情勢やエネルギー事情を踏まえた「多様な道筋」の必要性が示された。

#### 太陽光は特に中国で著しい増加、風力はインフレを受けて減速

再生可能エネルギー、その中でも太陽光・風力による発電量の増加が著しい。2023年の太陽光発電量は前年比24.2%増、風力は同10.3%増となり、太陽光と風力で発電量の13.2%を占めるようになった。太陽光については、特に近年中国での発電量の増加が著しく、世界全体の増分の半分を占める。また、第14次五か年計画(2021年～2025年)のもとで太陽光発電設備の生産能力を集中的に拡大させ、国内のエネルギー供給のみならず設備の海外輸出も著しく伸長している。他方、風力は増加が続きつつも、その増加率は太陽光のそれほど著しくはなく、また過去2年間(それぞれ前年比+17%、+13%)から減速した。長期化するインフレーションを受け、資材価格の高騰が導入拡大のブレーキとなった。

この数年、米国のインフレ抑制法の承認、EUのREPowerEU計画、日本ではエネルギー基本計画やグリーントランスフォーメーション(GX)実現に向けた基本方針・分野別投資戦略な

ど、過去に比べ野心的な再生可能エネルギーの導入目標と実施策が相次いで設定されている。今後もこの分野における投資は先進国や中国を中心に強化されると見られる。

## 見通し

### 発電電力量: アジア、アフリカで急速に拡大、先進国でも増え続ける

世界で継続する経済成長、電力へのエネルギー転換といった従来の要因に加え、デジタル技術の隆盛を背景に電力消費は2050年まで年率1.8%で拡大を続ける。これにより、世界の発電量は2050年に2022年の1.6倍となる47,956 TWhに増大する(図3-12)。その増分18,813 TWhのうち80%が新興・途上国に由来する一方、エネルギー需要全体が低減する先進国でも発電量は年率1.1%で増加を続ける。発電、送電設備に対する新規投資は世界全域で重要な課題となる。急速な経済成長を続けるアジアの発電量は、2022年の14,310 TWhから年率2.0%で増加し、2050年には世界のおよそ半分となる24,913 TWhに達する。アジアの中で、これまで需要増加をけん引した中国の増加ペースは鈍化するが、それでも2050年時点で世界最大の発電大国の座を維持する(図3-13)。加えて、経済成長著しいインド、ASEANは2050年までに発電量がそれぞれ3.0倍、2.6倍となり、欧州連合を大きく上回るあるいは匹敵する規模まで増加する。アジア以外では、アフリカの電化が大きく進展し、2050年までに発電量が2022年比3倍以上の2,797 TWhと著しく拡大する。

図3-12 | 世界の発電電力量と電力最終消費[レファレンスシナリオ]

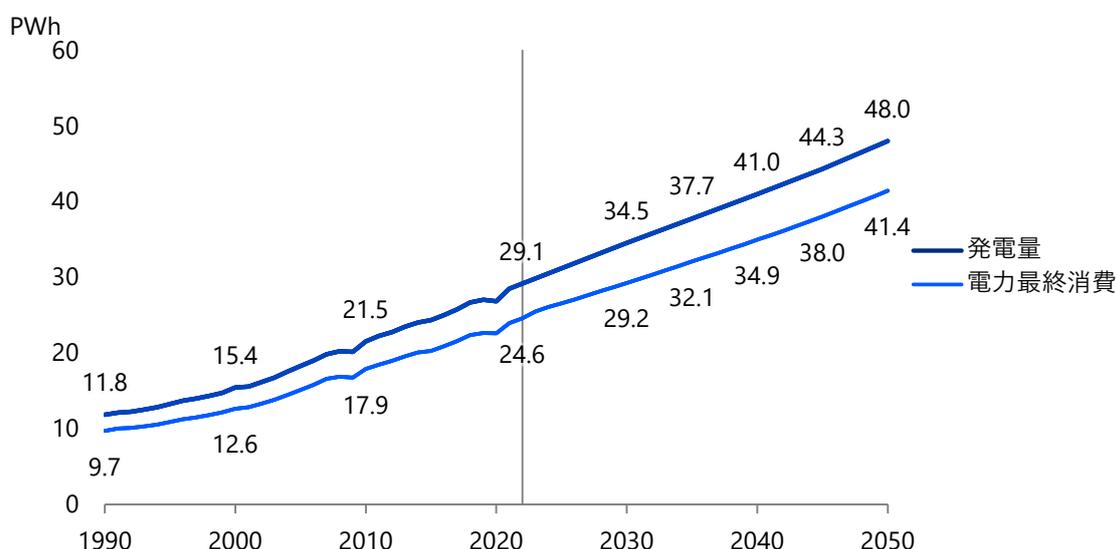
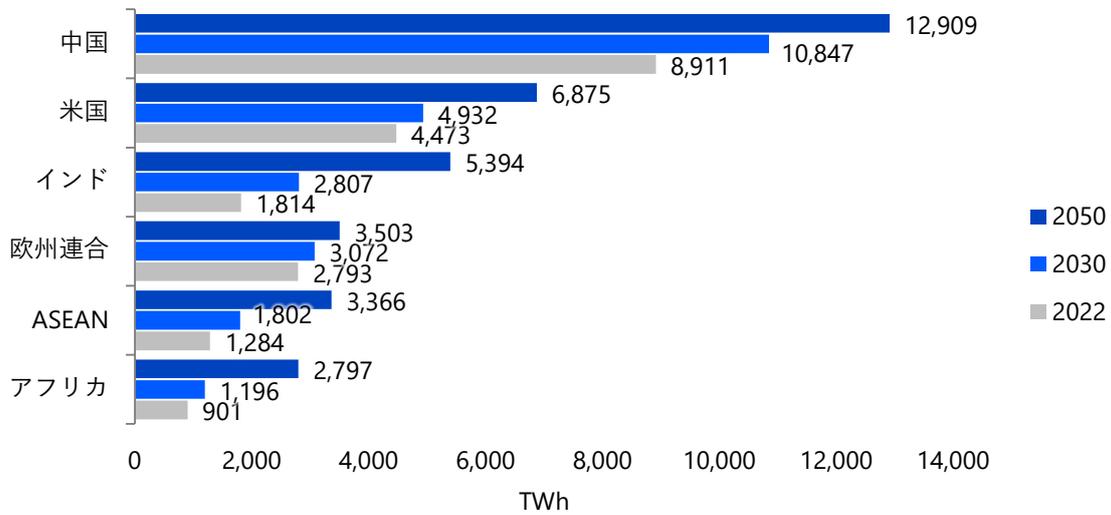


図3-13 | 主要国・地域の発電電力量[レファレンスシナリオ]

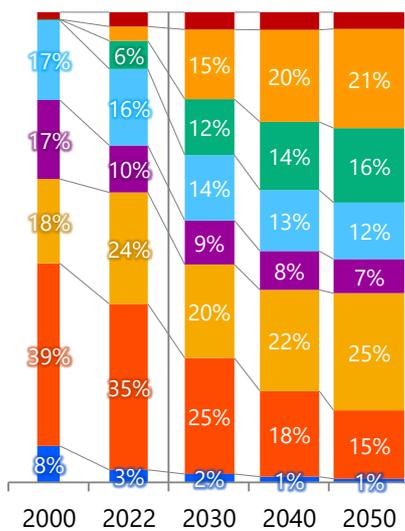


発電構成: 天然ガス火力が最大の電源に

世界の発電構成において、2022年時点で最も大きなシェアを占めているのは石炭であるが、2050年には天然ガスが最大の電源となる(図3-14)。天然ガスは、2022年のウクライナ危機以来、需給バランスが崩れて価格が著しく高騰していたが、今後は供給能力の拡大などから平準化が見込まれ、2050年にかけてシェアを再び高める。先進国、新興・途上国を問わず、低廉かつ安定的な天然ガスの供給が中長期的に重要な課題であり続ける。

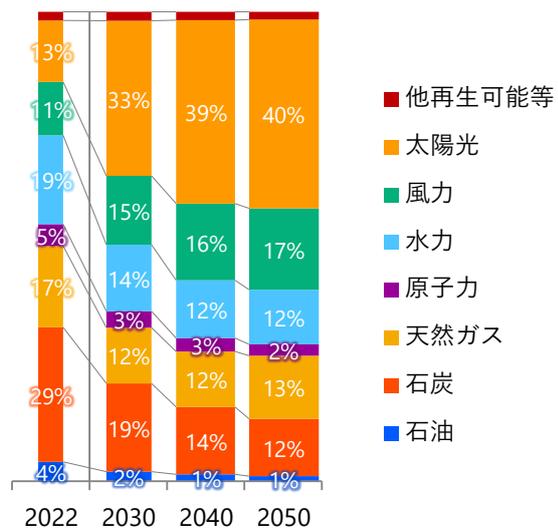
図3-14 | 世界の発電構成[レファレンスシナリオ]

発電電力量



注: 棒の幅は総発電量に比例

発電設備容量



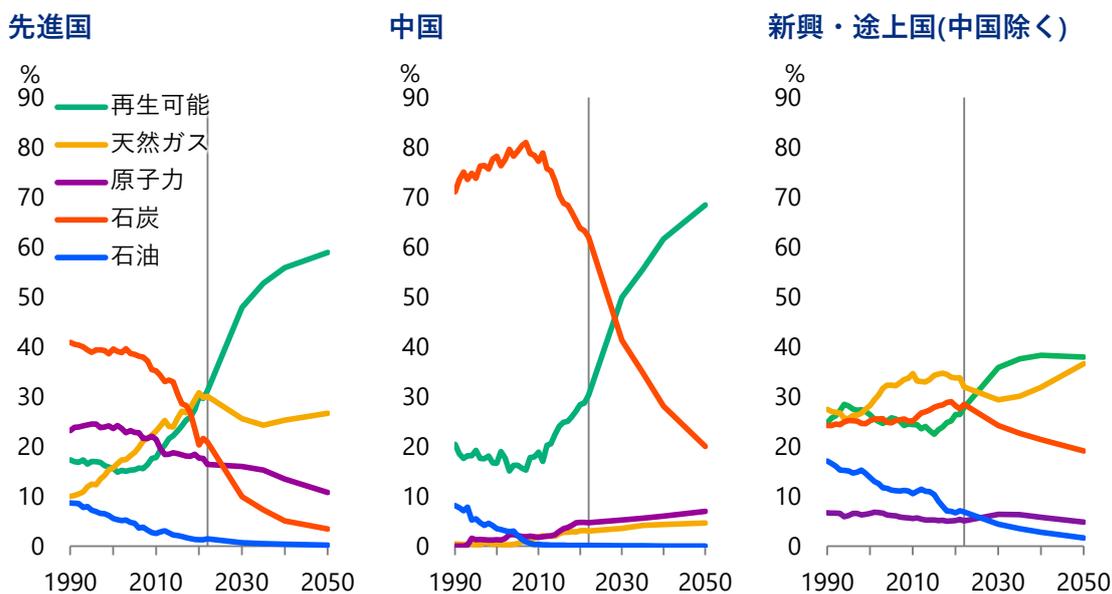
注: 棒の幅は総発電設備容量に比例

石炭は、イタリア、カナダ、英国、フランス、ドイツなどの先進国が石炭火力発電の段階的な廃止方針を、それ以外の先進国でも低効率石炭火力発電の廃止などを表明しており、それらは概して目標に近い年度で達成が見込まれる。加えて、近年は新興・途上国においても気候変動緩和策や大気汚染対策として、石炭火力発電の新規増設に年限を設ける、天然ガスや太陽光・風力等の他電源への転換を志向する動きが見られる。こうした世界的な潮流を受けそのシェアは足元より低下するが、新興・途上国を中心に低廉かつ安定的な電源としての利用が継続し、2050年時点で足元の3分の2程度の発電量が残存する。その一部は新規増設されるものであり、設置後25年～40年と言われる運転期間を通じて発生するCO<sub>2</sub>排出量を極力低減すべく、新興・途上国に対する技術協力やバイオマス、長期的にはアンモニア混焼等のオプションを備えることが気候変動対策と当面の安価な電力供給を両立するカギとなる。

風力・太陽光・地熱等による発電量は、政策的な後押しとコスト低減を追い風に、2050年まで年率5%で急速に拡大し、そのシェアは合わせて41%にのぼる。とりわけ、先進国では2030年ごろには天然ガスを追い抜き最大の電源となる。再生可能エネルギーの導入を近年協力に推進している中国でも、昨今の急速な導入が継続することで、2035年までに石炭を追い抜きやはり最大の電源となる。先進国の発電量全体に占めるシェアは、2030年には48%、2050年には59%に達し、このうち出力変動性の太陽光・風力は2050年には発電量の45%を占める。昨今顕在化している課題である出力変動への対策、発電適地と電力需要地を結ぶ系統拡充は、再生可能エネルギーが主力の電源として存在感を増すことでより重大な挑戦となる。原子力は、エネルギーセキュリティの確保、気候変動対策の観点から、アジアを中心に新規着工が進んで発電量は足元から25%程度増加する。しかし、2050年までの電力需要の増加率を上回るほどは拡大せず、発電構成に占めるシェアは7%に縮小する。

新興・途上国(中国除く)においても再生可能エネルギーは風力を中心に増加傾向が続き、2030年ごろには石炭、天然ガスと入れ替わり最大の電源になる。ただしそのシェアは30%台後半にとどまることは先進国との大きな違いである。増加する電力需要を賄うため、石炭は比率を低下させつつも、2050年段階で発電量の22%程度を、天然ガスは短期的にはシェアを落とすものの長期的には拡大を続け再生可能エネルギーに肉薄する第二の電源となる。このような化石燃料の安定供給確保およびCO<sub>2</sub>排出削減に向けた効率改善や長期的な混焼・二酸化炭素回収・貯留(CCS)オプションは重要な意味を持ち続ける。変動性再生可能エネルギーの導入拡大は新興・途上国の旺盛な電力需要増加への対応とCO<sub>2</sub>排出削減とを同時に満たす有望な電源である一方で、急速な経済成長を背景に電力需要が伸び続ける環境下において不可欠なディスパッチ可能な火力、水力等電源は一定量の確保が求められ、設備容量の維持、拡張が欠かせない。

図3-15 | 先進国、新興・途上国の電源構成[レファレンスシナリオ]

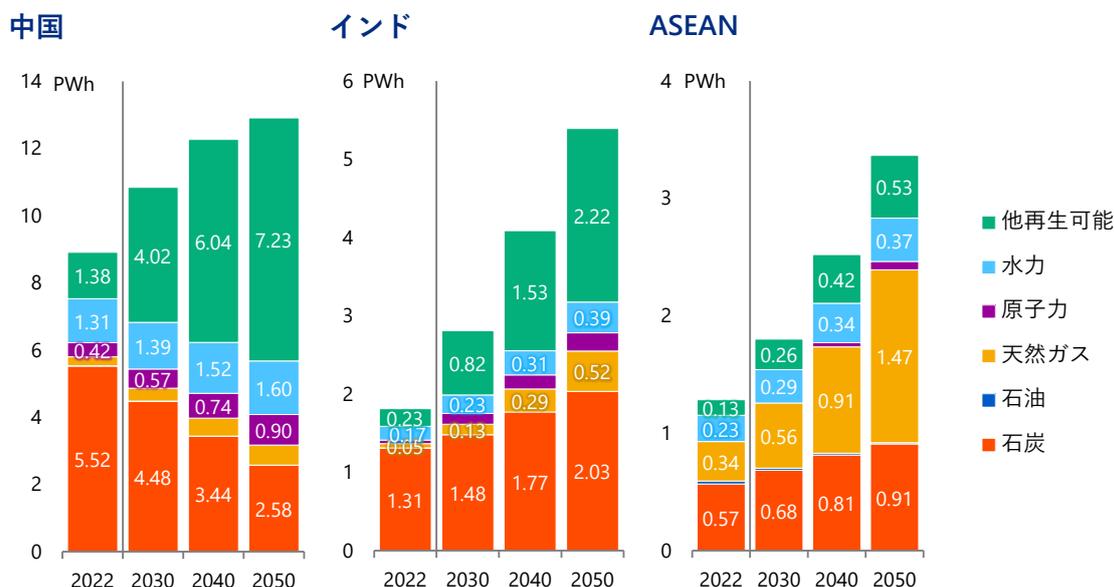


#### アジア新興地域における石炭と再生可能エネルギーの見通しは三者三様

アジアでは石炭火力発電が2022年時点で57%と最大のシェアを占めているが、今後は天然ガス、再生可能エネルギーへのシフトが進み、2050年にはその値は24%となる。ただし、このような電源トランジションの様相は国、地域によって大きく異なる(図3-16)。近年著しい再生可能エネルギーの設備拡張を行う中国では、2050年までに太陽光・風力等による発電量が2022年の5倍以上になり、発電の主軸となる。ただし中国では2023年時点でも石炭火力発電の新設が行われており、そのシェアは減りつつも一定規模の利用が保たれる。

インドでも再生可能エネルギーの拡張が太陽光・風力ともに進み、2050年においては石炭を追い抜き最大の電源となる。ただし、中国と異なるのは今後も石炭による発電量が増加を続ける点であり、旺盛な電力需要増加を賄うために原子力、水力、天然ガスを含めた可能なオプションを総動員して2022年の3倍近い需要拡大に応えることがこの国における重要課題となる。

図3-16 | 中国、インド、ASEANの電源構成[レファレンスシナリオ]



ASEANでは前述の2か国と異なり、再生可能エネルギーの伸長の傍ら、かつて第一の電源であった天然ガスの利用が大きく拡大して再び最大の電源となる。ただし、その情勢は国によって大きく異なり、タイのような官民ともに脱石炭火力発電の動きが根強い国では石炭から天然ガスや再生可能エネルギーへのシフトが進む一方、インドネシア、フィリピンのように、急速な電力需要の増加を背景に石炭が電源の主軸となり続ける地域、ラオスやベトナムのように豊富な水力を含む再生可能エネルギーポテンシャルを活用して電源の低炭素化を推し進める国など多種多様である。いずれにしろ、電力が著しく増え続けるこの地域で低廉な供給を実現することは容易な課題ではなく、地域ごとの需給特性に即した多様な道筋の探索が求められている。

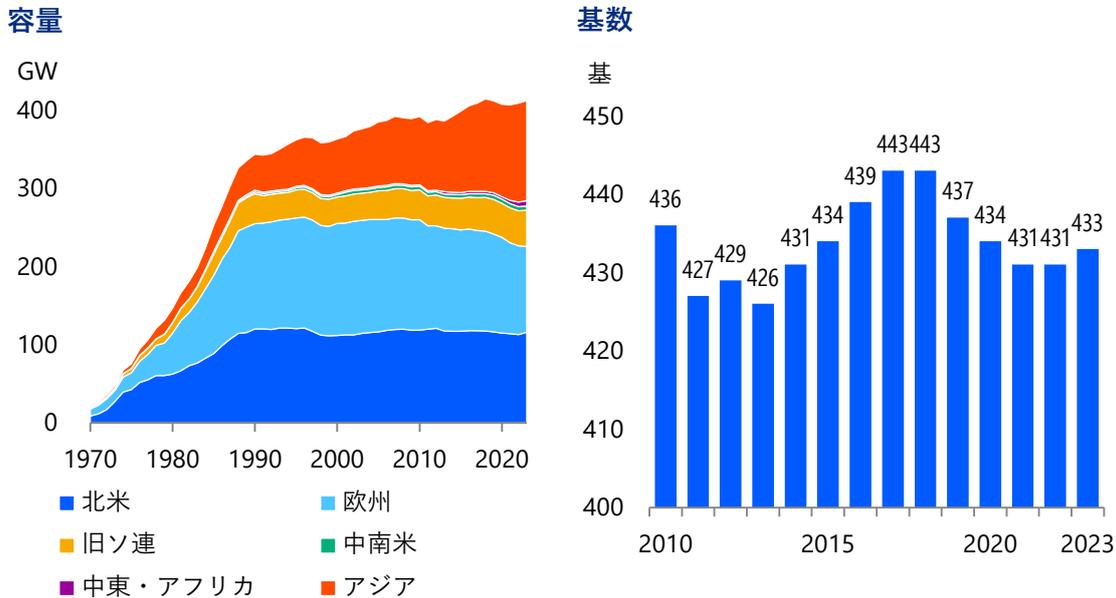
## 原子力

### 近年の動向: 強調される原子力の役割、導入のカギは顧客側の動向

世界の原子力発電の設備容量は、長期的に見ると増加傾向にある。2019年から2021年にかけては3年連続で減少が続いたが、2022年および2023年は増加となった(図3-17)。1970年代から1980年代にかけては、日本や欧米諸国が多く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、低炭素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の後には、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。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、既設原子炉の長期運転を目指す動きの双方が見られる。

図3-17 | 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低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年間を超えて、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。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。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。

日本においても2023年5月に成立した、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長期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。ただし、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。2024年6月には関西電力大飯発電所3、4号機が後者の制度に基づく認可を取

得した。今後は運転開始からの年数と実際の稼働年数について、プラントごとにさまざまなケースが出てくることが想定されるため、安全性を今まで以上にきめ細かく確認することが重要になる。

このように各国で既設炉の長期運転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あり、2024年5月には防城港4号機が営業運転を開始した。さらなる拡大に向けた動きも進んでおり、2024年2月から7月にかけて、およそ5基が着工している。さらに、2024年8月には国務院5か所11基の建設計画を承認していることもあり、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。米国でもジョージア州で建設が進められてきたボーグル3、4号機が2023年8月と2024年4月にそれぞれ営業運転を開始した。両機は2013年に着工したものの、当初想定されていた建設期間や費用を大幅に超過する結果となった。2023年4月に営業運転を開始したフィンランドのオルキロト3号機、2024年5月に規制当局より試運転の許可が発行されたフランスのフラマンビル3号機も同様に当初の予定から遅延している。長らく新設が停滞していた欧米諸国で新設炉の運転開始が相次いでいることには大きな意味があると評価できる一方で、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求められる。他方で、尹錫悦政権下で原子力利用の方針を明確化した韓国では、2024年4月に新ハヌル2号機が営業運転を開始したほか、9月には前政権下でプロセスが停止されていた同3、4号機に建設許可が発給された。韓国は輸出計画も順調に進めており、2024年9月にはアラブ首長国連邦で建設を進めてきたバラカ4号機が営業運転を開始している。これにより、バラカでは計画されていた全基が営業運転状態に入ったことになる。そして2024年7月、チェコで行われていた新設計画を巡る入札の結果、韓国水力原子力発電会社がフランスのEDFに競り勝ち、優先交渉権を獲得した。

世界の原子力輸出市場を見ると、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。2022年2月のロシアによるウクライナ侵攻を受け、フィンランドはロシア企業との新規建設契約を打ち切ったが、中国、トルコ、イラン、インド、バングラデシュといった国々ではロシア製原子炉の建設が続行されているほか、2022年7月にはエジプトにて同国初となるエルダバ原子力発電所の建設を開始した。同発電所は原子炉4基構成となっており、2024年1月には4号機が着工している。また、隣国ベラルーシでもロシア製原子炉の建設を行っており、2021年6月には同国初の、2023年11月には2基目の原子炉が営業運転を開始した。このように着実に建設実績を積み上げているロシア企業は、大幅な遅延を生じさせてはいないほか、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いる。主な輸入側である新興・途上国は可能な限り早期に安定的な大規模電源を欲しているうえ、原子力利用の知見が蓄積されていないため、このようなロシ

ア側の提案はニーズに合致しているものと考えられる。西側諸国の原子力産業が世界市場でのシェア奪還を目指すのであれば、こうしたロシア側の戦略を十二分に意識する必要がある。

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権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。しかしながら、ニュースケール社が開発する軽水炉型SMRをアイダホ国立研究所敷地内に建設する計画は、2023年11月に中止が発表された。これは建設費見通しの増加などによって、電力の販売先であるユタ州の共同電力事業体(UAMPS)との契約維持が困難となったことが原因とされている。ただし、SMRについては本件以外にも米国、英国やカナダのオンタリオ州などで進行中の案件があるほか、韓国、ブルガリア、ルーマニア、エストニアなど複数の国が導入に向けた動きを進めている。また、新たな第4世代炉を巡る動きとして、2024年6月にはテラパワー社がワイオミング州にて実証用ナトリウム冷却高速炉「Natrium」の建設作業を、7月にはカイロス・パワー社がテネシー州にてフッ化塩冷却高温炉の「ヘルメス」の建設作業をそれぞれ開始した。特に前者は閉鎖予定の石炭火力発電所付近に建設することにより、既存送電インフラの有効活用や、立地地域の雇用維持といったメリットが期待されている。

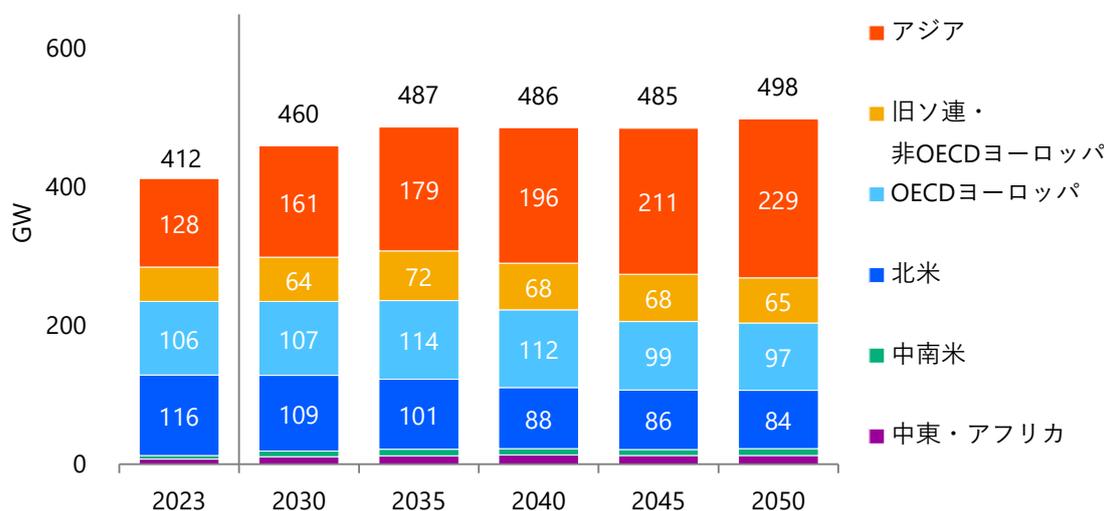
以上のように、原子力を巡っては、その役割に焦点が当てられるとともに、少なからぬ国で利用拡大に向けた取り組みが進められている。ただし、多くの場合において、最終的な導入の成否は国の動きのみならず、費用などの面で顧客が許容可能な条件をクリアできるか否かにかかっている。ニュースケール社とUAMPSのSMR計画中止はそのことを如実に示しているといえよう。世界中で進行しつつあるさまざまな計画に対し、顧客側がどのような反応を示すのかが今後いっそう注目される。

**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**

福島第一原子力発電所事故を契機とした世論の変化や、長期間新設が行われてこなかったことによるノウハウの消失などにより、日本や欧米諸国では従来想定されていた計画どおりに原子力発電所を新設することが困難となっている。1970年代から1980年代ごろにかけて建設された既設炉の閉鎖も進むため、将来的には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一部の炉は重要な低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、498 GWに達する(図3-18)。

図3-18 | 原子力発電設備容量[レファレンスシナリオ]



米国は2023年時点で93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。そのため、設備容量は2050年にかけて低減してゆく。ただし、米国として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。トランプ政権はエネルギー安定供給の観点から原子力を重視し、バイデン政権はそれに加えて気候変動対策の手段として原子力を重視する姿勢を示した。民主党、共和党の両者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。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運転期間の延長や一定程度の新設計画が今後も続いてゆく。

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、温室効果ガス排出削減目標との兼ね合いなどから、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、その建設サイトとして既設炉が立地するパンリー、グラブリーヌ、ビュジェの3か所を選定している。こうした経緯を踏まえると、フランスでは当面の間、経年化した一部の炉が閉鎖されるものの、新規建設が並行することによって、現在の水準を維持ないしは微減の範囲で推移する。2035年以降は経年化による既設炉の廃炉ペー

スが加速し、全体としては減少傾向が続くが、既設炉の長期運転に向けた環境整備も行われているため、事業者としては再生可能エネルギーとのバランスを考慮したうえで、採算上可能な限り設備容量を確保してゆくことになる。

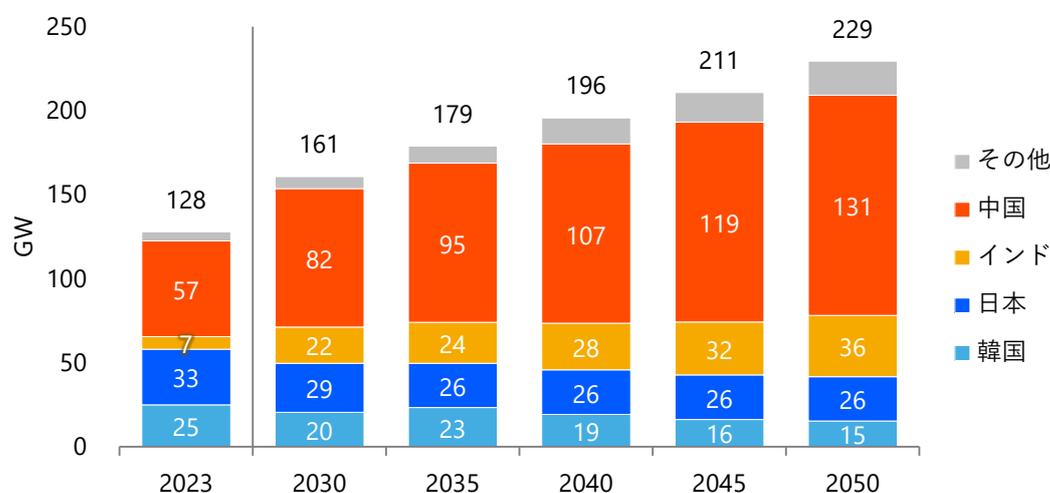
英国では、政府として原子力を維持する方針を示しているものの、経年化した既設炉の廃炉が相次ぐことから、2020年代後半までは合計発電設備容量が低減してゆく。他方で、エネルギー安全保障戦略に基づく新設計画が予定されているほか、政府は投資回収の確実性が高いとされる規制資産ベース(RAB)モデルの導入など、事業環境の改善に向けた施策を進めている。こうした姿勢が継続することで、一時的に落ち込んだ設備容量は2035年ごろに現在の水準近くまで回復し、その後も増加を続ける。

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、昨今の情勢を踏まえて少なくとも2基の運転期間を10年間延長することを決定したため、脱原子力の完了は若干遅れる。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、市場で採算が取れない炉の廃止も進むため、全体として設備容量は2050年にかけて低減してゆく。

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2035年にかけて41 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、2021年6月には鉛冷却高速炉の実証炉を着工している。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、原子力は低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。中国は、2035年には設備容量が95 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2040年ごろには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229 GWに達する。その7割以上を中国とインドが占めることとなる(図3-19)。

図3-19 | アジアの原子力発電設備容量[レファレンスシナリオ]



### 再生可能エネルギー発電

再生可能エネルギー発電設備容量の増加が近年一段と顕著になっている。2015年から2019年は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、2022年には300 GWをそれぞれ超えて、2023年には450 GWを超える水準まで急拡大した。この再生可能エネルギー発電容量の増加の勢いは今後も維持され、2030年ごろまでは500 GW/年程度の増加が続くと見られる。特に、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等、再生可能エネルギー発電設備の設置コストが上昇して太陽光や風力発電コストも初めての増加局面を迎えた。しかし、一時の高騰ではないものの火力発電コストも相対的に上昇傾向のため、結果として再生可能エネルギー発電の相対的な経済的優位性は維持されている。太陽光や風力発電コストの低下傾向は長期的には継続し、火力発電に対する経済的な優位性は今後も維持されると考えられる。こうした経済的な優位性に加えて、長期的なカーボンニュートラルにコミットした国・地域が増加し、それぞれにおいて再生可能エネルギーの導入拡大目標やそのための諸政策が強化されていることから、再生可能エネルギー発電容量の増加が今後もいっそう進んでゆくことは確実である(表3-6)。ヨーロッパにおいては、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脱却が強力に推し進められており、これによって再生可能エネルギー導入に一段と拍車がかかった。さらに大きな影響を持つのが2022年以降、顕著となった中国における太陽光発電と風力発電の導入の加速度的増加で

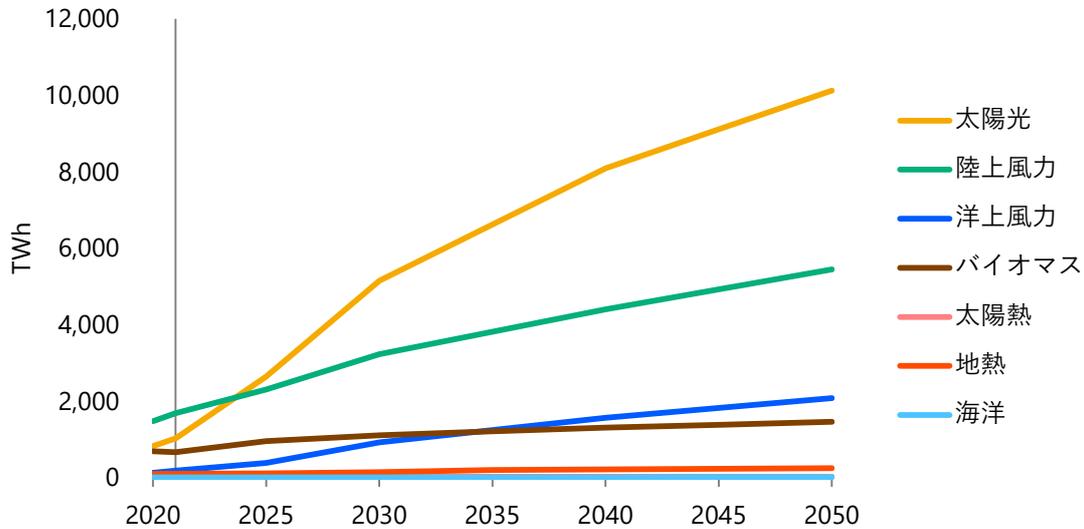
ある。中国の太陽光発電と風力発電の急速な増加は、2050年に向けた世界の再生可能エネルギー導入量の長期的な進展にも大きな影響を及ぼす。

表3-6 | 主要国・地域における再生可能エネルギー導入目標

国・地域	主な目標
米国	2035年までに全電力セクターの脱炭素化(再生可能エネルギー、原子力、水素、CCS等) Biden政権の脱炭素化目標, 2021年4月(The White House)
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 Directive見直し(2023年9月欧州議会で採択) (European Parliament)
日本	2030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36%~38%に 第6次エネルギー基本計画, 2021年10月閣議決定(経済産業省)
中国	2030年まで一次エネルギー消費に占める非化石燃料の割合を25%に(うち風力と太陽光発電の設備容量を1,200 GWに) 2030年までにカーボンピークアウトを達成するためのアクションプラン, 2021年10月公表(国務院)
インド	2030年までに電力消費の50%を再生可能エネルギーで供給(非化石発電設備を500 GWに) モディ首相がCOP26で宣言, 2021年11月(Ministry of External Affairs)
ASEAN	2025年までに一次エネルギー供給の23%、発電設備容量の35%を再生可能エネルギーに ASEAN Plan of Action and Energy Cooperation Phase II, 2020年11月発表(38th ASEAN Senior Officials of Meeting on Energyで採択)

図3-20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、2022年に1,295 TWhであったものが、2050年には10,110 TWhと約8倍増加する。風力発電(陸上と洋上)も2022年の2,120 TWhが2050年には7,595 TWhへと3.6倍と増加する。太陽光発電と風力発電が増加した結果、世界の総発電量における自然変動電源のシェアは2022年で11.7%であったものが、2050年には36.9%へ上昇し、電力システムにおける存在感を一段と増す。

図3-20 | 世界の再生可能エネルギー(水力を除く)発電量[レファレンスシナリオ]



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割を占める中国、ヨーロッパ、米国、インドが今後も市場をリードする(図3-21)。なかでも中国のシェアは今後も拡大を続ける。2050年には50%を超える水準まで拡大し、中国への一極集中が後述する太陽光発電以上に顕著になる。ヨーロッパ、北米等における立地制約と系統制約が厳しくなり増加が鈍化傾向なのに対して、中国での拡大余地が比較的多く残っていることを示唆している。

図3-21 | 風力発電設備容量[レファレンスシナリオ]

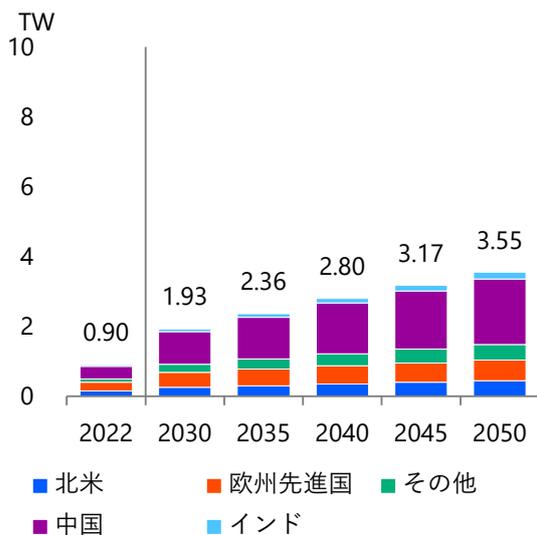
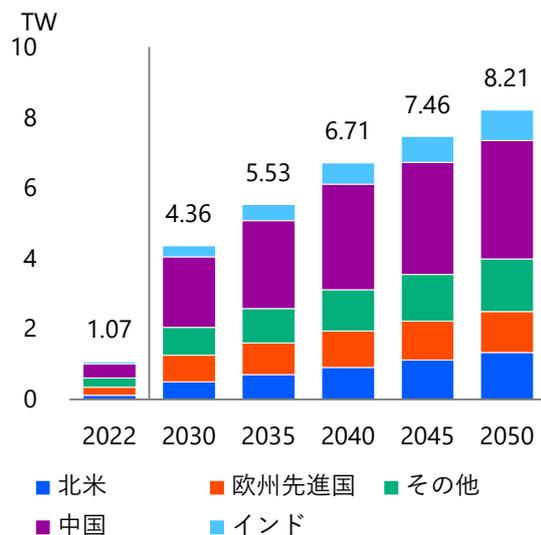


図3-22 | 太陽光発電設備容量[レファレンスシナリオ]



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ため、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2,900 GWと、2022年の840 GWから3.5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4.5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、きわめて高い増加率が想定される。過去を振り返ると、2010年から2023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73 GWに大きく拡大した。ヨーロッパは洋上風力発電の最も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いる。しかし、中国が2020年以降、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32 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洋上風力の世界2大市場の一角をヨーロッパとともに形成するに至った。2050年に向けては中国のいっそうの拡大が想定されている。米国は現時点ではほぼ0の実績であるが、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、世界的な資材価格の高騰や金利上昇による事業費増加のため、2023年以降に開発延期あるいは中止など計画変更の動きが広がっている。長期的には米国が有望な洋上風力市場であることに変わりはないが、短中期的には不透明感が出てきている。中国以外のアジアでは、台湾、韓国、ベトナムにおいて洋上風力市場が形成される見込みである。日本では、2019年の再エネ海域利用法が施行されてから同法の下での洋上風力プロジェクトのための促進区域の指定が進められている。政府もプロジェクト開発だけでなく、国内サプライチェーンの拡充や国内産業の育成に積極的に支援する姿勢を明確にしている。こうした政策的なバックアップも相まって、世界の洋上風力発電設備容量は2023年の73 GWから2050年には650 GWへと9倍程度拡大する。ただし、立地制約や系統制約の影響を受けて、2030年以降は次第に導入速度が鈍化する傾向が出てくる。

太陽光発電は、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3-22)。2022年に一国で世界の発電設備容量累積値の37%を占める中国の高いシェアは今後も維持され、2050年にも40%程度のシェアを占める。しかしながら、風力発電と比較して、米国、ヨーロッパ、インド等のシェアも相対的に高く、中国への集中度はやや低い。風力発電の適地が風況によって地理的に限定されるのに対して、一定程度の日照さえあればどこでも発電できる太陽光発電の普遍性が示唆されている。

2022年の世界の加重平均での大規模太陽光発電の均等化発電原価(LCOE)は\$49/MWh (≈ ¥7/kWh)と推定されており、多くの国において最も低コストの発電源となりつつある。特に、チリやアラブ首長国連邦、サウジアラビアなど日照条件に恵まれた国での大規模太陽光発電の入札では、2021年に\$10/MWh (≈ ¥1.4/kWh)台といった非常に低価格での売電価格

が記録されている。また、住宅や商業施設の屋根等に設置する分散型太陽光発電システムの発電コストも、電力価格の高騰も相まって多くの国や地域において競合できる水準(グリッドパリティ)になってきている。こうした状況から、太陽光発電の競争力は今後もいっそう高まるものと予想される。世界の太陽光発電設備容量は、2022年の1,067 GWから2050年には8,210 GWへと約8倍に拡大する。ただし、2030年以降において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3,630 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2,350 GW、2040年～2050年は1,500 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、自然変動電源の統合、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。後述する技術進展シナリオでは、立地制約に対する諸政策、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。

## 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(CO<sub>2</sub>)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・導入が世界大で加速する。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]

2022年 → 2050年 (レファレンス2050年)

	先進国	新興・途上国
火力発電	初期投資ファイナンススキーム整備	
	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)	
[天然ガスストック効率]	50.3% → 63.6% (56.8%)	38.3% → 55.3% (47.9%)
[石炭ストック効率]	37.4% → 41.1% <sup>13</sup> (44.7%)	33.3% → 40.4% (36.7%)
[IGCC新設導入比率]	0% → 60% (20%)	
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]	264 GW → 331 (223) GW	123 GW → 483 (275) GW
再生可能発電	システムコスト低減	システムコスト低減
	系統安定化技術のコスト低減	低コスト融資
	系統システム効率的運用	電力システムの高度化
[風力設備容量]	407 GW → 1,751 (1,113) GW	543 GW → 3,335 (2,390) GW
[太陽光設備容量]	460 GW → 3,665 (2,793) GW	617 GW → 6,877 (5,290) GW

<sup>13</sup> 先進国の技術進展シナリオでは、今後導入される大部分の石炭火力発電がCCSをともなうことにより、CCS用のエネルギー消費の増加が影響して、効率がレファレンスシナリオよりも低下する

2022年 → 2050年 (レファレンス2050年)

	先進国	新興・途上国
自動車用バイオ燃料	次世代バイオ燃料の開発 フレックス燃料車(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]	60 Mtoe → 108 (79) Mtoe	39 Mtoe → 104 (72) Mtoe
産業	2050年に利用可能な最良の技術(BAT)が100%普及	
運輸	低燃費自動車のコスト低下 ゼロエミッション車(ZEV)の航続距離が2倍に	
[乗用車新車燃費]	19.0 km/L → 48.4 (33.2) km/L	16.8 km/L → 45.2 (25.2) km/L
[乗用ZEV販売比率]	7.3% → 93.9% (48.3%)	12.6% → 86.0% (30.4%)
民生	ストックベースでの家電・機器効率および断熱効率の 改善スピードが約1.7倍に(2050年でレファレンス比約26%改善) 暖房・給湯・ちゅう房用途における電化、クリーンクッキング化	

注: IGCCは石炭ガス化複合発電

### 省エネルギー

技術進展シナリオでの最終エネルギー消費は、レファレンスシナリオと比較して、2030年には石油換算486百万t (Mtoe)、4%、2050年には2,732 Mtoe、23%節減される。2050年の最終エネルギー消費の節減量は、2022年の最終エネルギー消費の27%に相当する。節減量の内訳は、運輸部門が1,046 Mtoe、産業部門が966 Mtoe、民生部門が719 Mtoeである(図4-1)。

運輸部門では道路部門が796 Mtoe、民生部門では家庭部門が400 Mtoeと過半を占める。自動車や家庭の消費機器等において、省エネルギーの余地が大きいためである。また、すべての部門において新興・途上国による節減量が過半を占めており、特に産業部門ではその占有率が8割を超えている。新興・途上国での省エネルギーの実現の可否が、世界の省エネルギー進展の鍵を握っている。

図4-1 | 世界の技術による省エネルギー(レファレンスシナリオ比) [技術進展シナリオ、2050年]



現状で利用可能な高効率技術の適用を鉄鋼やセメント、化学、紙・パルプ等のエネルギー多消費型産業を中心にいっそう拡大することにより、各産業の原単位は2030年時点でレファレンスシナリオより数%程度改善を示す(表4-2)。さらに高効率技術の拡大が加速することで2050年時点では約20%改善する。これにより、新興・途上国の産業部門の消費はレファレンスシナリオから772 Mtoe節減され、素材系産業の生産量の割合が高いアジアでの節減は世界の約8割を占める。高効率技術の導入が新興・途上国の効率を改善する効果は非常に大きい。省エネルギー技術の開発と新興・途上国を含めた積極的な展開が期待される。

運輸部門では、燃費改善や車種構成の変化がいっそう進展する。車種構成においては、ハイブリッド自動車に加え、電気自動車(EV)、プラグインハイブリッド自動車(PHEV)や燃料電池自動車などの導入・普及が拡大する。これらゼロエミッション自動車(ZEV)の新車販売シェアは、レファレンスシナリオと比較して、2030年で32ポイント、2050年には48ポイント上昇する。世界平均の新車燃費は、車種構成変化や燃費改善により、2050年時点ではレファレンスシナリオから15.2 km/L改善して48.4 km/L (2.1 L/100 km)になる。先進国ではZEVが車種構成に占める割合がより早期に上昇することから、運輸部門が省エネルギー量が最も多い部門となる。国際バンカーにおいては、技術革新、運用改善などによる省エネルギーが進展する。同時に、燃料転換の余地が大きく、外航海運では天然ガスが2030年にシェア7.5%、2050年には44%を占める。また、国際航空ではバイオ燃料が2030年にシェア6.9%、2050年には28%を占める。

表4-2 | 世界のエネルギー指標

	2022	レファレンス		技術進展		
		2030	2050	2030	2050	
原単位(2022=100)						
産業	鉄鋼原単位	100	101.5	96.3	95.7	74.5
	窯業土石原単位	100	93.0	77.6	89.6	68.6
	化学原単位	100	97.1	75.7	91.3	61.8
	紙パルプ原単位	100	94.9	84.8	90.9	66.2
	その他産業原単位	100	99.8	75.4	93.9	51.7
運輸	乗用車の新車燃費(km/L)	19.0	21.9	33.2	29.4	48.4
	ZEV新車販売シェア	5.5%	12%	45%	45%	93%
	外航海運の天然ガスシェア	0.2%	4.6%	23%	7.5%	44%
	国際航空のバイオ燃料シェア	0.0%	1.8%	5.9%	6.9%	28%
総合効率(2022=100)						
民生	家庭	100	89.0	70.7	85.1	57.2
	業務	100	86.5	55.2	84.4	42.2
	電化率					
	家庭	28%	33%	48%	35%	57%
業務	55%	59%	71%	60%	78%	

注: 原単位は生産量当たり、総合効率はエネルギーサービス量当たりのエネルギー消費量

民生部門は、経済的な観点等から省エネルギー意識の高い産業部門とは異なり、エネルギー消費節減のインセンティブが働きにくい。そのため、エネルギー消費の削減余地が大きく、世界の家庭の総合エネルギー効率は、レファレンスシナリオと比較して、2030年で4%、2050年で19%改善する。また、業務の総合効率は、2030年では2%、2050年では24%改善する。寒冷地域における暖房・給湯機器の効率改善に加え、新興・途上国における断熱性能の向上等がエネルギー節減に大きく貢献する。国による違いはあるものの、給湯や暖房には都市ガス、液化石油ガス(LPG)、灯油などが用いられることも多いため、両用途に関しては燃料が大きく削減されうる。農村部における電化地域の拡大や近代的調理器具の普及により、エネルギー効率が悪い薪や畜ふんなどの伝統的バイオマスが最も削減される。電力も、冷房・動力・照明等、広い範囲における省エネルギー効果が使用機器の電化による増加寄与を上回り、消費が大きく減少する。

#### Box 4-1 | 自動車のライフサイクル分析: 国や地域に応じたパワートレインの選択を

世界におけるバッテリー電気自動車(Battery Electric Vehicle: BEV)の販売は、2024年10月の時点で、そのスピードがこれまでの急拡大と比較し減速する傾向が見受けられる。例えば欧州では、最大のEV市場であるドイツが当初予算の違憲判決を受けた歳出削減への対応としてEV補助金を2023年12月に停止、フランスも中国生産のEVを補助金の対象外としていることなどから、2024年1月～8月の欧州連合(EU)のBEV登録台数は

前年同期比で43.9%減であった。米国は「Early Adopter」と呼ばれる新しい財・サービスを初期段階で採用する消費者の購入が一巡したとの見方があり、2024年の販売見通しは前年比20%増と、2023年に記録した約40%増と比較してペースダウンが見込まれる。世界最大のEV市場である中国において2024年のBEV/PHEV販売台数は前年比25%増の見通しで、依然として拡大するものの、2022年の82%増、2023年の35%増からは減速しており、消費者の節約志向が背景要因として指摘されている。

このような中、自動車由来の温室効果ガス(GHG)排出削減に向け、液体燃料のカーボンニュートラル化の議論も進んでいる。液体燃料にバイオ燃料や水素を原料とした合成燃料(e-fuel)等カーボンニュートラル燃料の混合率を高めてゆくことで、低炭素化は実現可能である。ブラジルはバイオエタノール混合率27% (E27)を義務化しており、E100も利用可能となっている。インドネシアではバイオディーゼル混合率40% (B40)とE10の導入義務化を2025年に予定しており、タイやインドではE10以上の目標を掲げている。さらに、2023年にはインド主導でグローバル・バイオ燃料・アライアンスが発足しており、バイオ燃料の供給確保とバイオ燃料が適正な価格で、持続的に生産されることに重点が置かれている。また、2024年5月には日本とブラジルの首脳間で、持続可能燃料と高効率モビリティ機器の組み合わせとして需給両側面で脱炭素化をグローバルに推進するべく、The Initiative for Sustainable Fuels and Mobility (ISFM)の立ち上げに合意している。e-fuelはプロジェクトが南米や北欧、米国などで進んでいる。

BEVは走行時にGHG排出をしないものの、より幅広い視点で温暖化対策としての可能性と課題を読み解く必要がある。すなわち、自動車のGHG排出の推計においては、「Well to Wheel」(WtW)として自動車に使用されるエネルギーの供給(Well to Tank)から消費(Tank to Wheel)に加え、自動車の製造と廃棄を含んだライフサイクルアセスメント(LCA)を行う必要がある。また、国や地域によってカーボンニュートラル(CN)燃料の供給可能性や電源構成、エネルギーインフラストラクチャーや社会情勢は大きく異なることから、国、地域ごとのLCA分析が求められる。

#### 乗用車のパワートレイン別LCA分析

本BOX分析では、レファレンスシナリオと技術進展シナリオを組み合わせるCN燃料促進ケースを作成し、CN燃料促進ケースと技術進展シナリオにおける、欧州先進国、東南アジア諸国連合(ASEAN)、インド、ブラジルでの乗用車1台当たりのWell to Tank、Tank to Wheel、製造時、廃棄時のGHG排出量を推計した。

表4-3 | Box分析のケース

	カーボンニュートラル燃料比率 (バイオ燃料+合成燃料)	電源構成等転換、燃料価格、燃費 等
CN燃料促進ケース	技術進展シナリオと同等	レファレンスシナリオと同等
技術進展シナリオ	技術進展シナリオ	技術進展シナリオ

注: ブラジルについてはカーボンニュートラル燃料比率をE100と想定。

実際、LCAベースのGHG排出量を見ると、各国・地域や年ごとにハイブリッド自動車(HEV)、PHEVとBEVの関係は異なる。欧州先進国は現状ではPHEVのGHG排出が最も小さく、BEVがこれとほぼ同等である。2050年時点ではCN燃料促進ケース、技術進展シナリオともにこの関係は変わらない。

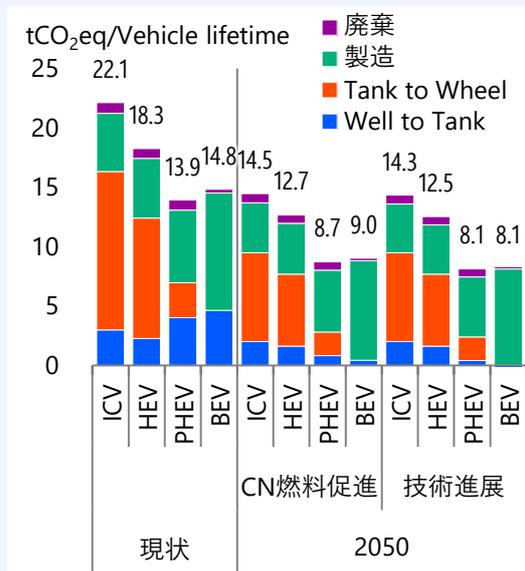
一方、電源構成の脱炭素化が相対的に遅れているASEANでは現状においてHEVとPHEVのGHG排出量は同等でBEVより小さく、インドではHEVが最も小さい。CN燃料促進ケースでは、2050年時点でも、ASEAN、インドとも、HEV、PHEVとカーボンニュートラル燃料の組み合わせが、LCAベースのGHG排出量においてBEVより低いこととなる。電源の低炭素化も進む技術進展シナリオにおいては、2050年時点でPHEVとBEVのLCAベースのGHG排出量がほぼ同等となる。

このように国・地域によって、電源構成の脱炭素化には大きな差異があるため、欧州先進国のように低炭素電源の構成比が高い国・地域では、カーボンニュートラル燃料とPHEVの組み合わせ、およびBEVにおいてLCAベースのGHG排出量が小さくなり、カーボンニュートラル達成への切り札の1つとなる。一方、電源の脱炭素化が相対的に遅れるASEANやインドでは、カーボンニュートラル燃料とPHEVの組み合わせが有力な選択肢になる。

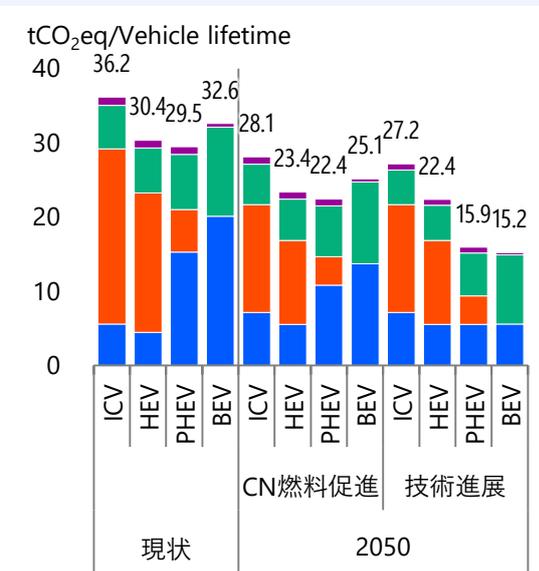
ブラジルでは、すでにE100で走行できる車両が多く、E100では現状でもHEV、PHEVのLCAベースのGHG排出量がBEVよりも小さくなっている。さらに、電源の脱炭素化が完全に進むと想定される2050年でも、HEV、PHEVともBEVと同等レベルのLCAベースのGHG排出量となると見込まれることから、バイオ燃料の供給ポテンシャルが大きいブラジルではカーボンニュートラル燃料とHEV、PHEVの組み合わせ、BEVがカーボンニュートラルに向けた対策として有力になる。

図4-2 | 乗用車の台当たりのGHG排出量(LCAベース)

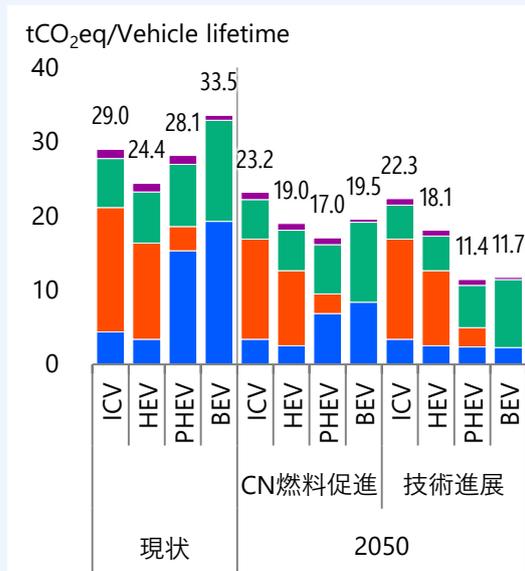
欧州先進国



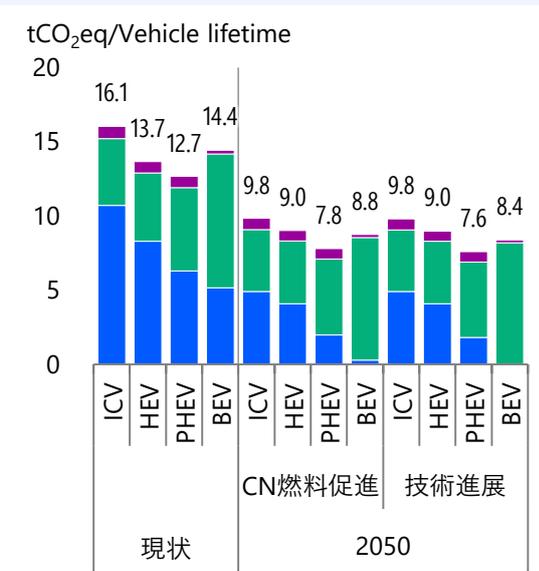
ASEAN



インド



ブラジル

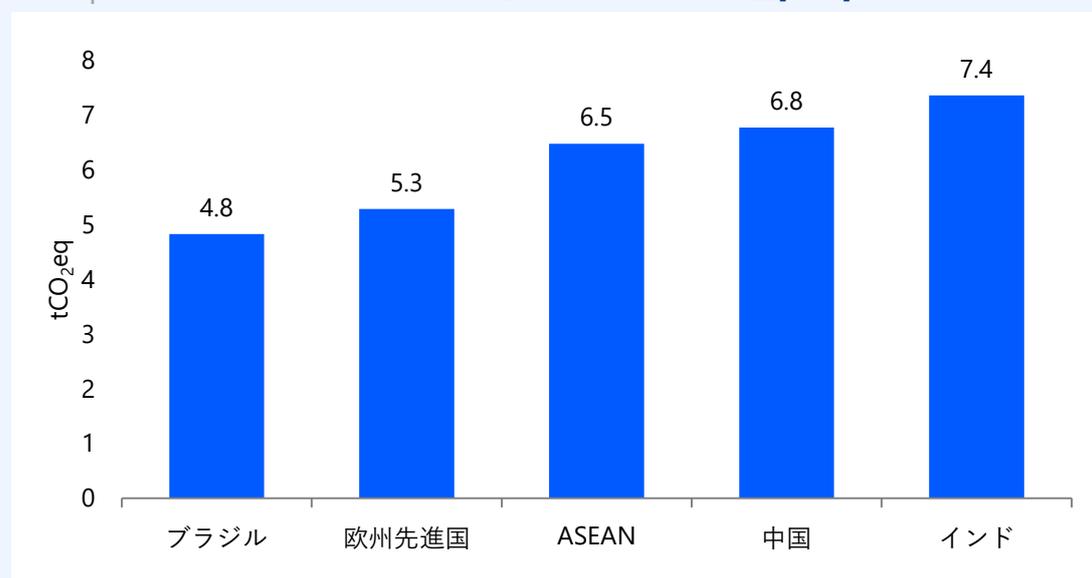


注: Well to Tankは燃料輸送時のCO<sub>2</sub>排出は除く。乗用車の製造、廃棄は、Argonne National LaboratoryのThe Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Technologies (GREET) Model 2021 versionを使用し、すべて国内または域内で行われるものと想定した。e-fuel原料のCO<sub>2</sub>の回収効果(負の排出)は下流・利用者側(自動車使用者)に帰属するものとの前提で計算を行ったためe-fuel製造時の排出量(Well to Tank)は0。

ただし、製造時の排出量が他の部品に比して大きいバッテリーが他国で生産され輸入される場合は、LCAベースのGHG排出量が増加することにも留意が必要である。特に、ブラジルは、電源の脱炭素化がすでに進んでおり、バッテリーにおいて本分析の前提と

なっているブラジル国内での生産ではなく、電力の排出係数が相対的に大きい中国から輸入する場合は、現状においてバッテリーに係る排出量が1.4倍に増える。

図4-3 | BEVの台当たりのバッテリー製造におけるGHG排出量[現状]

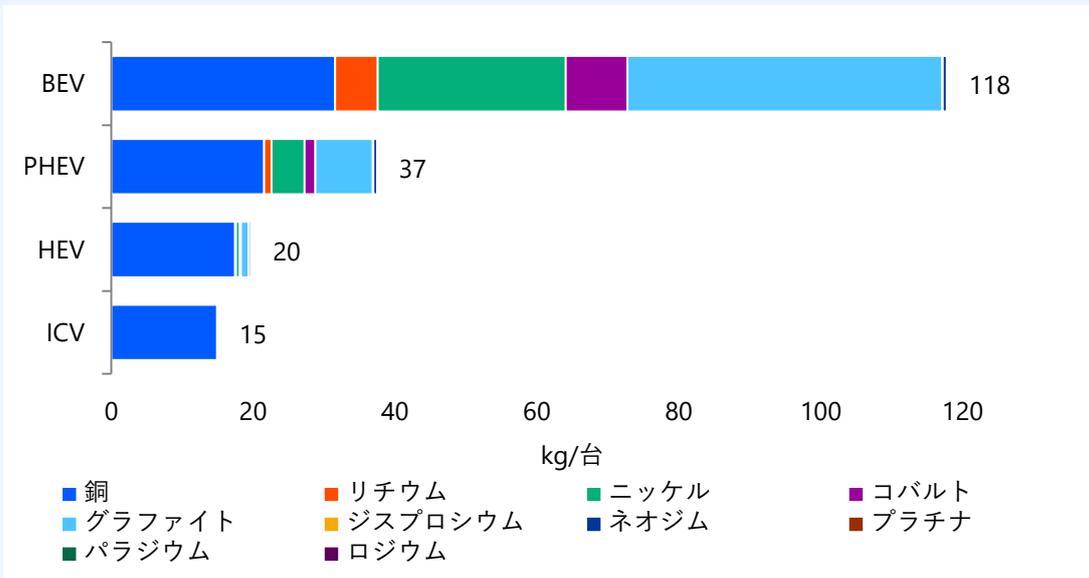


注: 図4-2の製造と対応

#### 乗用車のパワートレイン別重要鉱物使用量

HEVやPHEVをバイオ燃料やe-fuel等のカーボンニュートラル燃料と組み合わせることの利点として、潜在的にBEVと比べて重要鉱物(クリティカルミネラル)の使用量が少なくなる優位性がある。BEVは大容量の駆動用バッテリーを搭載しており、バッテリーの原材料として、ニッケルやグラファイトなどのクリティカルミネラルを使用している。BEVにおけるクリティカルミネラルの使用量はHEVの約6倍、PHEVの約3倍であり群を抜いている(詳しくはIEEJ Outlook 2024を参照)。近年、1充電当たりの走行距離を稼ぐために搭載バッテリーの大容量化が進んでおり、このままBEVが大量に普及した場合、鉱物資源の需給バランスに支障をきたす可能性もあり、BEVの車体費用が高まるリスクもある。

図4-4 | 乗用車1台当たり鉱物使用量



出所: エネルギー・金属鉱物資源機構<sup>14</sup>

#### 乗用車のパワートレイン別使用費用分析

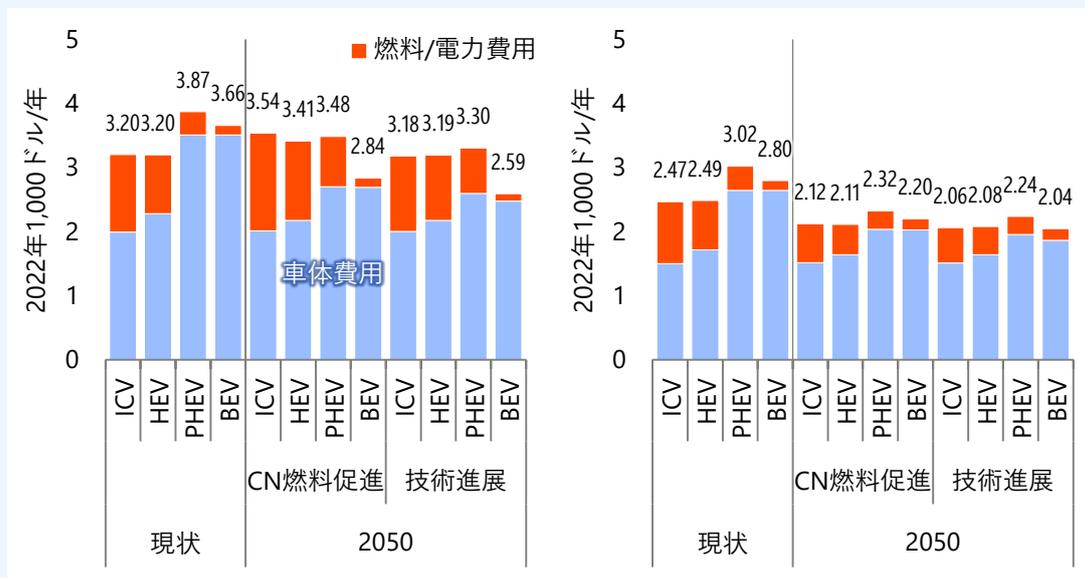
PHEV、BEVは車体費用が内燃機関自動車(ICV)やHEVよりも高価であることが現在の課題として指摘できる。そこで、バッテリー価格の将来推計を考慮した車体費用、燃料・電力の価格を2050年まで想定し、乗用車におけるパワートレイン別の使用費用を比較した。

<sup>14</sup> エネルギー・金属鉱物資源機構(2022)『令和4年度カーボンニュートラル実現に向けた鉱物資源需給調査報告書』

図4-5 | 乗用車1台当たり使用費用

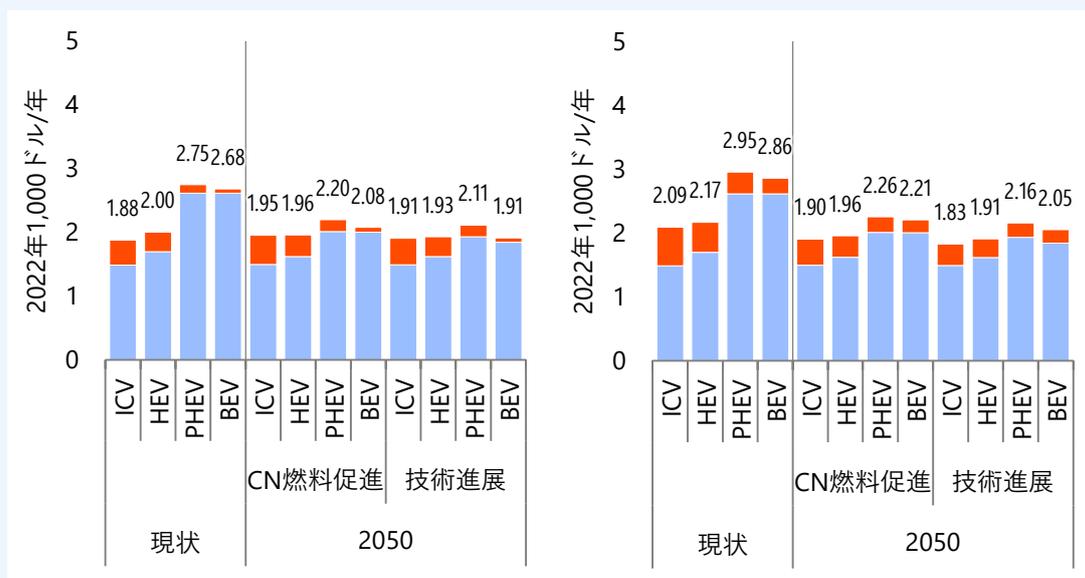
欧州先進国

ASEAN



インド

ブラジル



注: 車体費用は使用年数で除した値。石油、電力価格について、税制、補助金等は変化しないと想定。バイオ燃料は2023年の石油との比率で一定と想定し、ブラジルは既存の補助金が続くと想定。合成燃料は2050年の日本の海外で製造するケースの価格¥300/Lと想定し、日本の石油との比率で他国も適用。

欧州先進国は現状ではICV、HEVがPHEV、BEVよりも使用費用が安価である。これが、2050年ではBEVの車体費用が低下することに加え、石油価格が電力価格に比して高くなる(電力価格がガソリンと比較して低い)ことから、BEVが最も安価となる。ASEANやインド、ブラジル等非経済協力開発機構(OECD)諸国も現状では同様に、ICV、HEV

がPHEV、BEVよりも安価である。2050年でPHEVやBEVの車体費用が低下する場合であっても、ASEANやインドは石油価格が欧州先進国と比較して低いことから、CN燃料促進ケースではパワートレイン別の使用費用でHEVはBEVのそれを下回り、技術進展シナリオでは同等となることも想定される。ブラジルはバイオ燃料価格が低いことから、技術進展シナリオでもそれを下回る。すなわち、車体費用に加えて、石油価格やカーボンニュートラル燃料価格、電力価格が消費者のパワートレイン選択に大きく影響を与えることとなる<sup>15</sup>。

#### インプリケーション

世界の気温上昇を1.5°C上昇に抑制するためには、全体的(holistic)で、柔軟性(flexible)のあるアプローチが求められる。その際、自動車のカーボンニュートラル化に向けては、資源の賦存や国の発展段階と消費者の購買力、自動車利用に関わる燃料・電力価格、そして電源の脱炭素化などさまざまな地域性を考慮する必要がある。

LCA分析の結果が示すように、パワートレインの使用時のみならず、エネルギーの生産や乗用車の製造・廃棄に関わるGHG排出も考慮する場合、地域性によってその評価が大きく異なる。欧州先進国のように低炭素電源の構成比が高い場合、BEVに並んで、カーボンニュートラル燃料とPHEVの組み合わせのGHG排出量が小さくなる。一方、電源の脱炭素化が相対的に遅れるASEANやインドではカーボンニュートラル燃料とPHEVの組み合わせが、バイオ燃料の豊富なブラジルではカーボンニュートラル燃料とHEV、PHEVの組み合わせが、それぞれ自動車のカーボンニュートラル化に向けた有力な選択肢となる。

加えて、LCA分析の結果が示すとおり、すでに電力部門の脱炭素化が進展するブラジルにおいて、電力の排出係数がより高い国で製造されたバッテリーを輸入した場合、バッテリーに関連する排出量はブラジル国内での製造と比較して、最大で40%増加する可能性がある。すなわち、LCAとして、使用段階、廃棄段階の排出量評価に加えて、国内お

<sup>15</sup> BEVは走行距離と使用年数に応じて、バッテリー交換の必要がある。また、これは寒冷地において顕著となる。さらに、BEVの普及割合が増えた場合、どのようにパワートレイン間で公正な形で税を負担し、道路整備費用等をまかなうかといった検討が求められる。加えて、消費者の使用費用以外に、発電設備容量・送配電システムの形成等、社会的な負担も考慮する必要がある。バッテリー価格について本分析では、世界共通としているが、リン酸鉄リチウム電池で生産国において価格が大きく異なること(中国製よりも米国の場合は10%程度高く、欧州の場合は20%高額)との試算がある。このようにBEVの車両価格に大きく影響するバッテリー価格についても、生産国によって異なることや、将来の技術進展等も踏まえた本分析以外での検討項目がある点には留意が必要である。

よび第三国でのバッテリー製造を考慮したうえでのパワートレイン別のGHG排出の評価が求められる。

重要鉱物の供給は、現在中国など特定国による寡占状況となっており、カーボンニュートラル燃料とHEV、PHEVとの組み合わせは、重要鉱物への依存が大きくなるBEVに比して安全保障上のメリットが大きいことも重要なインプリケーションの一つであろう。

自動車のカーボンニュートラル化に向け、その手段が「Affordable: 手頃な価格」で実施可能か、については消費者負担の観点から特に新興・途上国において重要である。例えば、ASEANやインド、ブラジルの分析で提示したとおり、バイオ燃料等のカーボンニュートラル燃料の利用を踏まえたHEVの利用が、2050年においても「Affordable」な選択肢となりうる可能性がある。今後も、重要鉱物資源の需給バランスや技術開発のバッテリー価格への影響を踏まえた車体費用の見通しに加えて、将来にわたっての石油価格やカーボンニュートラル燃料価格、電力価格の相対関係に影響する制度(税制や助成措置等)の綿密な検討が求められる。

### 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市場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2022年の11.7%から2050年には53.1%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・太陽光電力の時間変動性に起因する課題として、急激な発電出力変動(周波数変動)や余剰電力、年に1回～2回程度発生するとされる「曇天無風期間」などがある。また、空間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、その他の課題として非同期電源<sup>16</sup>の増加にともなう系統慣性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においては、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

<sup>16</sup> 同期電源とは、自らが回転エネルギーを持つことで、タービンが回転し続ける力である慣性力や発電機同士が同速度で回ろうとする力である同期化力を有し、電力系統の安定化に資する機能がある電源。火力発電、水力発電、原子力発電など。これに対し、非同期電源(インバータ電源)とは、そうした機能がない電源。太陽光発電、風力発電など。

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が想定される。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、EV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。また、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。

風力発電(陸上風力と洋上風力の両者を含む)の導入は、すべての地域においてレファレンスシナリオ比で加速し、世界の設備容量は2030年に2,260 GW、2050年には5,160 GWに達する(図4-6)。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空間的・時間的な偏在性が緩和され、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に加え、中国、台湾、日本、米国でも導入が進む。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。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、2050年には50%を占める。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、米国、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比して大きな差はない。

太陽光発電も世界的に導入が加速し、世界の設備容量は2030年には5,020 GW、2050年には10,690 GWに達する(図4-7)。技術進展によって系統制約、自然変動電源の系統安定性への影響、そして立地制約が一定程度克服された結果として、2050年のレファレンスシナリオとの比較で、風力が1.5倍、太陽光が1.3倍の増加規模となる。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、これらの地域に加えて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してみると、後者がヨーロッパで1.3倍に拡大しているのに対して、インドでは1.5倍、中国・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倍と大差はなく、現在主要市場ではない国々やエリアにおいても技術進展によっていっそう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4-6 | 風力発電設備容量[技術進展シナリオ]

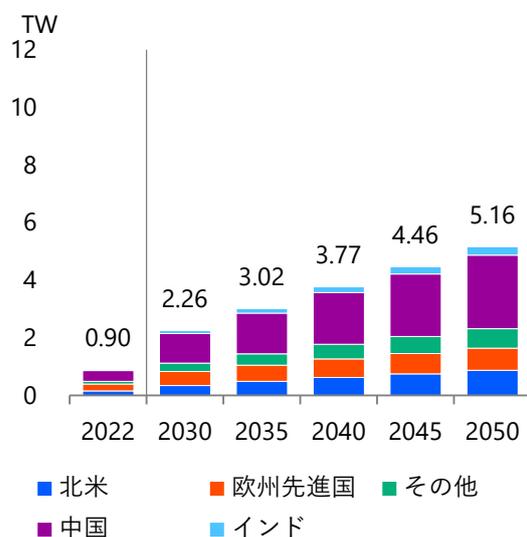
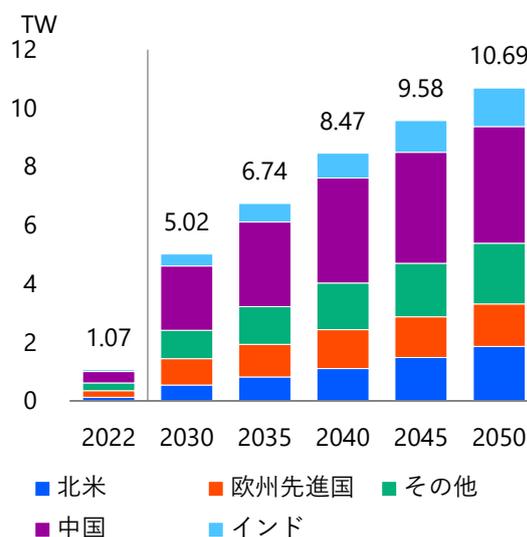


図4-7 | 太陽光発電設備容量[技術進展シナリオ]



近年、カーボンニュートラル社会への取り組みが世界的に高まっているが、今世紀半ばごろまでの実現には自然変動電源の導入を技術進展シナリオ以上に加速させる必要がある。電力需給の様相が様変わりする可能性があり、それを見越した技術選択が重要である。例えば、エネルギー貯蔵の観点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の活用に加え、自然変動電源の発電出力の週・月・季節変動に対応するため長期間の貯蔵に適した技術が必要となる可能性がある。そのような貯蔵技術にはレドックスフロー電池や水素がある。レドックスフロー電池は出力と貯蔵容量を独立して設計できる特長があり、電解液を増やすことで大規模かつ長期間の貯蔵にも対応できる。水素についても水電気分解と水素貯蔵、水素発電の設備容量を独立して選択できる。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も期待されており、欧米では蓄電池はすでにアンシラリーサービス市場に参入している。また、水電解もアンシラリーサービスへ活用するための制度設計を目指した実証がヨーロッパを中心に行われている。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、最適な組み合わせ追求してゆく必要がある。

## 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、特に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、米国やカナダなどでは近年、具体的なユーザー候補が現れ導入を検討しているほか、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。

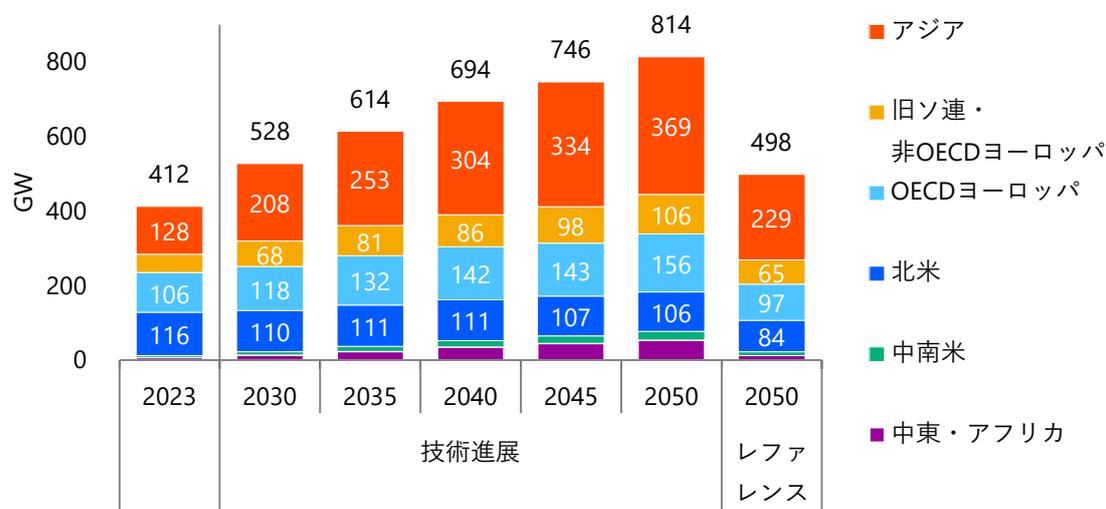
社会全体の大幅な低炭素化を目指すうえで、電力部門以外での取り組みも重要となる。前述の新型炉をはじめ、原子力技術は発電用途にとどまらず、地域熱供給、産業用熱供給、水素製造、海水淡水化など多様な用途に活用されることが期待されている。ただし、現状の原子力はベースロード電源として運用することが前提とされており、今後も多くのエネルギー需要が電力化されてゆくことが予測される以上、それは2050年においても変わらない。第一義的な役割である電力供給を全うしたうえで、余剰となった電力や熱の有効活用を検討してゆくことになるであろう。

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って、設備容量が現在の水準から低下する。ただし、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、下げ幅が縮まる。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。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、低炭素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。

野心的な低炭素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2023年の412 GWから2050年には814 GWに拡大する(図4-8)。これは、レファレンスシナリオでの設備容量498 GWの1.6倍に相当する。

図4-8 | 原子力発電設備容量[技術進展シナリオ]



北米では2025年以降に設備容量が微減するものの、必要な既設炉の維持や新設が行われることで、2050年時点で106 GW程度の水準を維持する。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、米国とカナダはともにSMRや第四世代炉の開発を積極的に推進していることから、2030年代以降はそれらの実用化も見込まれる。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。

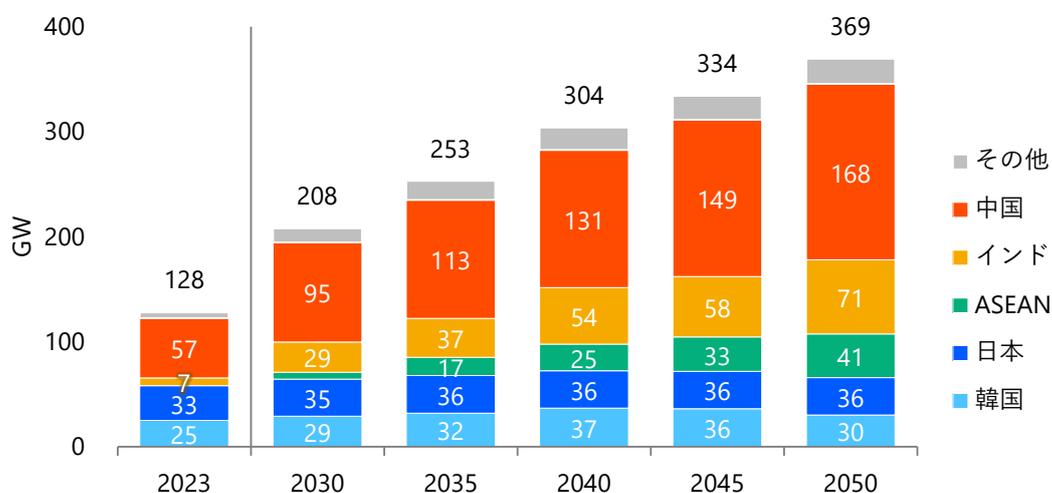
野心的な温室効果ガス排出削減目標を掲げる欧州先進国では、経年化した既設炉が廃炉される一方で、新設やリプレースも政策的に推進される。そのため、設備容量は2023年の106 GWから2050年には156 GWまで拡大する。ヨーロッパ最大の原子力利用国であるフランスでは、2050年にかけて設備容量が徐々に減少してゆくが、新設計画も増えるため、レファレンスシナリオと比して緩やかな減少となる。英国では最先端技術の大型軽水炉の建設がいっそう促進され、2050年にはエネルギー安全保障戦略によって定められた最大目標値である累計24 GW（既設を含む）が実現される。欧米諸国では新設計画のノウハウ消失や建設開始後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。次以降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2023年の30 GWから増加を続け、2050年には53 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、2030年ごろより新設炉が順次運転開始を迎え、以降設備容量は着実に拡大する。特に中東では、化石燃料依存の経済から脱却することが政策上の優先事項となるため、すでに建設を進めているアラブ首長国連邦や、建設計画を表明したサウジアラビアを中心に新設が相次ぎ、中東全体で2030年に11 GW、2050年に29 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369 GWに達する(図4-9)。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2023年時点でこそ0であるが、2030年ごろから営業運転が順次開始され、2050年には発電設備容量が41 GWに達する。これは、同時点の日本の設備容量(36 GW)を上回る値である。

図4-9 | アジアの原子力発電設備容量[技術進展シナリオ]



## 水素

クリーン水素およびクリーン水素を原料とした低炭素燃料(アンモニア、合成メタン、合成燃料[e-fuel]等)は、電化が難しい用途における脱炭素化策や、主に調整電源としての火力発電の代替策として注目されている。

米国は、2022年8月に成立したインフレ抑制法(IRA法)によって、クリーン水素製造に10年間の税控除を打ち出した。また、超党派インフラ法に基づく総額70億ドルの支援スキームにおいては、7か所の地域クリーン水素ハブ(Regional Clean Hydrogen Hubs, H2Hubs)を選定し、水素利用も含めたクリーン水素ネットワークの構築を目指す。EUは、ウクライナ危機以降、脱ロシアの一環として、再生可能エネルギー由来水素(グリーン水素)の利活用を促進する取り組みを加速している。2022年3月に発表したREPowerEUでは、2030年までに再生可能エネルギー由来水素を域内製造で10 Mt/年、輸入で10 Mt/年供給するとの目標が設定された。また、再生可能エネルギー由来水素のEU域内市場流通の確立とEUへの輸入再生可能エネルギー水素に対する支援を目的に創設された欧州水素銀行(European Hydrogen Bank, EHB)は、2024年4月に、EU域内の再生可能エネルギー由来水素の製造に関する7件の補助案件を採択し、€0.37/kg-H<sub>2</sub>~€0.48/kg-H<sub>2</sub>水準の補助金が提供される。ドイツは2024年7月に、国際水素・水素由来燃料調達メカニズム「H2Global」の初の入札結果<sup>17</sup>を公表した。

<sup>17</sup> 落札案件はエジプトで製造したグリーンアンモニアで、契約価格は€1,000/tである。

アジア地域では、中国は、2022年3月に「水素エネルギー産業中長期発展計画」を発表し、2025年までに再生可能エネルギー由来水素の製造量を100 kt/年～200 kt/年、燃料電池自動車の保有台数を5万台にする目標を掲げている。また、風力や太陽光の資源が豊富で安価に調達できる地域で大規模な再生可能エネルギー由来水素製造プロジェクトが相次いで導入されている。中国政府は、2024年7月に公表した石炭火力発電の脱炭素化アクションプランでは、石炭火力発電の脱炭素化措置の1つとしてグリーンアンモニアの混焼を明記した<sup>18</sup>。韓国は、世界初の水素発電入札制度を開設し、水素・アンモニア発電の利用拡大を図っている。日本は、2023年6月に6年ぶりに水素基本戦略を見直し、2030年に最大3 Mt/年、2040年に12 Mt/年、2050年に20 Mt/年のクリーン水素・低炭素燃料の導入目標を掲げている。2024年5月に「水素社会推進法」<sup>19</sup>が成立し、クリーン水素・アンモニアを対象とした価格差支援と拠点整備支援が実施されることになり、今後の水素・アンモニアの利用拡大が期待される。

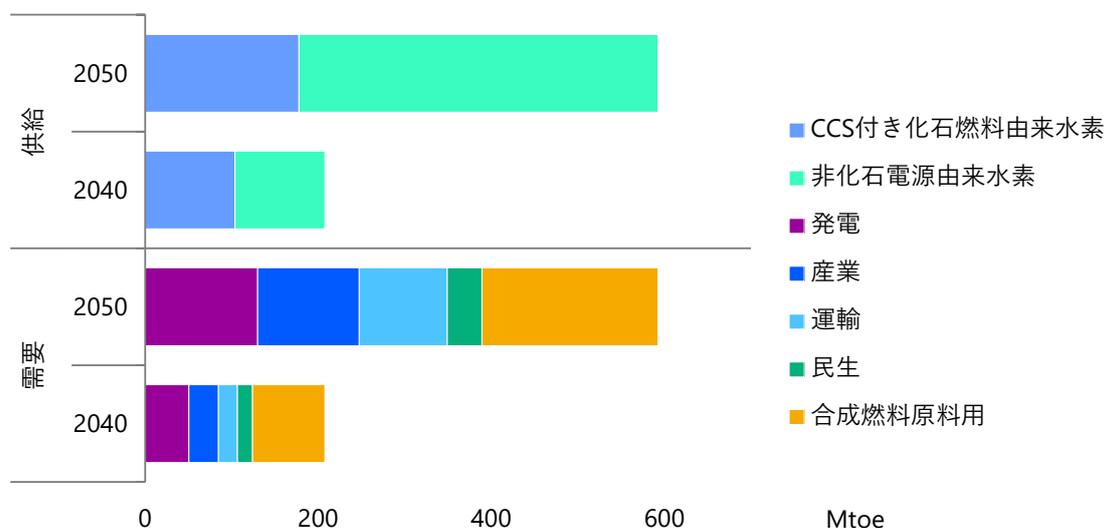
技術進展シナリオでは、クリーン水素の主な利用先は、発電、低炭素燃料の合成、産業部門、運輸部門である(図4-10)。現状で運輸部門における主な水素利用先は燃料電池自動車であるが、バスやトラックなど年間走行距離が長く電化が難しい重量自動車が必要な用途である。加えて、船舶や飛行機の脱炭素化には水素や水素由来のアンモニア、合成メタノール(e-methanol)、合成灯油(e-kerosene)等が重要なオプションになる。産業部門、特に高温熱需要に対しても水素や水素由来の低炭素燃料の利用が見込まれる。また、高炉水素還元や水素直接還元など水素を活用した製鉄技術は現状ではまだ実証段階であるものの、将来は鉄鋼部門の重要な脱炭素化策として導入が拡大する。民生部門の水素利用は水素導管・配管など配送インフラの整備が比較的容易な地域に対して限定的に導入される。

水素製造については、価格競争力があるため、短期的にはCCS付の化石燃料由来水素(ブルー水素)が進むが、将来には再生可能エネルギー発電と水電解装置のコスト低減が予想される。また、フランスや、米国などは原子力を用いた水素製造にも取り組んでいる。2050年時点では、クリーン水素供給の7割程度が再生可能エネルギーなど非化石電源由来の水素となる(図4-10)。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・地域も有望なクリーン水素の製造・供給源となる。ヨーロッパ、北米、東アジア、インドなどがクリーン水素や低炭素燃料の主要な需要先となる。

<sup>18</sup> グリーンアンモニア混焼以外の脱炭素化措置は、バイオマス混焼、CCSである。

<sup>19</sup> 「脱炭素成長型経済構造への円滑な移行のための低炭素水素等の供給及び利用の促進に関する法律案」

図4-10 | クリーン水素の需給[技術進展シナリオ]



水素輸送を目的に水素を水素キャリアに変換するためには大規模な設備投資と追加的なエネルギー投入が必須となり、コスト増につながる。したがって、水素キャリアへの変換・輸送を最小限に留める必要があり、水素の製造と需要は地理的に近いことが望ましい。しかし、ヨーロッパ、日本、韓国など見込まれる水素需要が大きいものの安価なクリーン水素の供給ポテンシャルが限定的と思われる地域・国にとっては、海外からの水素の長距離輸送も必要となる。クリーン水素の経済的な国際サプライチェーンの構築に向けては、液化水素、メチルシクロヘキサン(MCH)、アンモニア、合成メタン、合成燃料等の水素キャリア合成の大幅なコストダウンが求められる。また、サプライチェーン全体のCO<sub>2</sub>排出量の抑制も重要な課題であり、クリーン水素・低炭素燃料のカーボンフットプリント認証スキームの構築が必要となる。

### 二酸化炭素回収・貯留

CCSは、多様な排出源からCO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>を回収するだけでなく、大気中からCO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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り、その意味では、今後人類が、長期的に大気中のCO<sub>2</sub>の濃度を安定的に維持してゆくためには、なくてはならない技術であるといえる。

今世紀半ばでのネットゼロの実現に向けて、特に先進国を中心に、CCSの導入に向けた支援制度の整備が進んでいる。CCSの実施は、企業にとっては純粋に追加コストとなるため、何らかのインセンティブを与えないと、その導入は進まない。このため、例えば米国では、これまでCCSを実施した企業に対しては、回収・貯留したCO<sub>2</sub> 1 t当たり20ドルの税額控除が与えられてきたが、2022年に成立したインフレ抑制法では、この税額控除額を一気に\$85/tにまで引き上げることで、CCSの導入を促す政策が導入されている。また、カナダやオーストラリアなどにおいては、CCSを実施する事業者に対しては、初期投資に対する補助金の供与と併せて、CCSによって回収・貯留されたCO<sub>2</sub>に対しては、それぞれの国における排出権取引のクレジットを供与するなどの制度が整えられている。英国では、まだ商業化されたCCS案件はないものの、すでに国内4か所にCCSを集中的に実施するハブの候補地が特定されており、その実現に向けて、実際のCCS実施コストとCCSを実施することで得られる排出権取引のクレジットとの差額を政府が補填する制度が設けられている。

こうした世界の動きに対して、日本でもCCSの商業化に向けた動きが着々と進んでいる。2024年5月には、CCSを実施するうえでの法的な権利や義務を定めたCCS事業法が制定された。また同年6月には、経済産業省とエネルギー・金属鉱物資源機構(JOGMEC)が、CO<sub>2</sub>の分離・回収から輸送、貯留までのバリューチェーン全体を一体的に支援する「先進的CCS事業」として国内外9か所での回収・貯留計画を選定し、重点的な財政支援を行う方針を明らかにしている(表4-4)。特に国内の案件については、貯留先や回収源、輸送手段などの点で多様な性格を有する案件が支援の対象として選ばれている。日本政府は、2050年時点でのCCS実施目標を1.2億t/年～2.4億t/年と定めており、その実現に向けて今回選ばれた先進的CCS事業についても2030年までに実際の貯留を開始することを求めている。

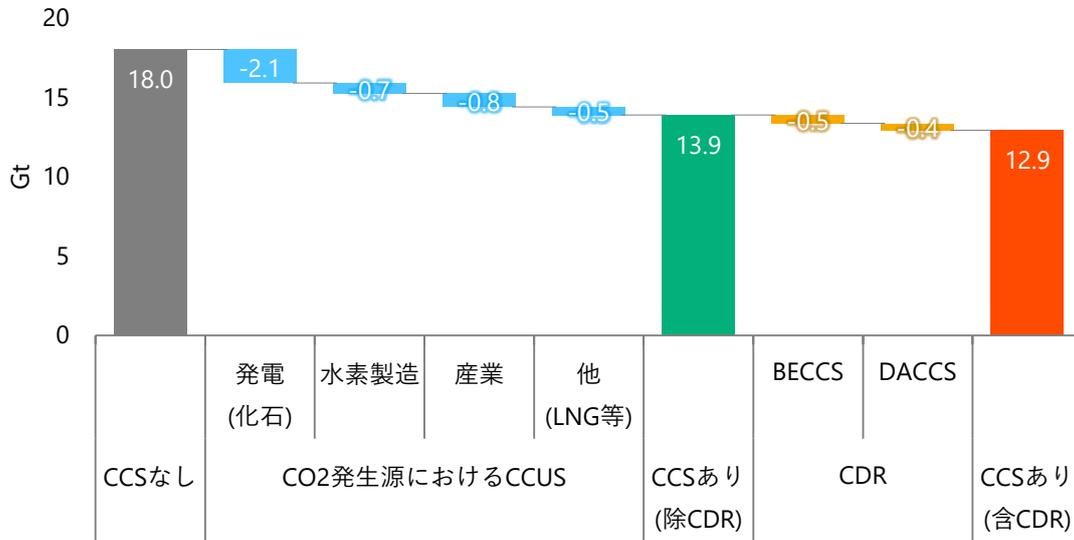
技術進展シナリオにおいては、CCSの導入を見込んでいる。CCSの実施を想定する部門としては、大きく発電部門と産業部門とに分けられる。発電部門に関しては、先進国においては新設の石炭・液化天然ガス(LNG)火力に対し、アンモニアや水素混焼を見込んでいない火力発電所にはすべてCCSの適用を想定しており、新興国・途上国においても、中国やインド、東南アジア、中東などCCSを実施できる貯留場所や実施できる企業が存在している地域においても火力発電所へのCCSの適用が進むと想定した。また、産業部門においては、同じく先進国や一部の新興・途上国においては、製鉄部門、セメント部門、化学部門にCCSの適用が進むと想定した。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CO<sub>2</sub>の回収・貯留設備が敷設されると想定した。

表4-4 | 先進的CCS事業選択案件

貯留先	貯留量	回収源	輸送手段
苫小牧地域 (帯水層)	約150万/年～200万t/ 年	苫小牧地域製油所、 火力発電所	パイプライン
日本海側東北地方 (海域帯水層)	約150万/年～190万t/ 年	製鉄所、セメント工 場、地場排出事業者	船舶およびパイプ ライン
東新潟地域 (既存油ガス田)	約140万t/年	化学工場、製紙工 場、発電所	パイプライン
首都圏 (海域帯水層)	約140万t/年	製鉄所他	パイプライン
九州西部 (海域帯水層)	約170万t/年	製油所、火力発電所	船舶およびパイプ ライン
マレーシア マレー半島沖北部 (減退油ガス田)	約300万t/年	鉄鋼、化学、石油精 製他	船舶およびパイプ ライン
マレーシアサラワク 沖 (海域枯渇油ガス田)	約190万/年～290万t/ 年	製鉄、発電所、化学 工場他	船舶およびパイプ ライン
マレーシア マレー半島沖南部 (海域減退油ガス田、 帯水層)	約500万t/年	発電・化学・セメン ト・石油精製他	船舶およびパイプ ライン
大洋州 (海域減退油ガス田、 帯水層)	約200万t/年	製鉄所他	船舶およびパイプ ライン

出所: 経済産業省

図4-11 | CCS実施量[技術進展シナリオ、2050年]



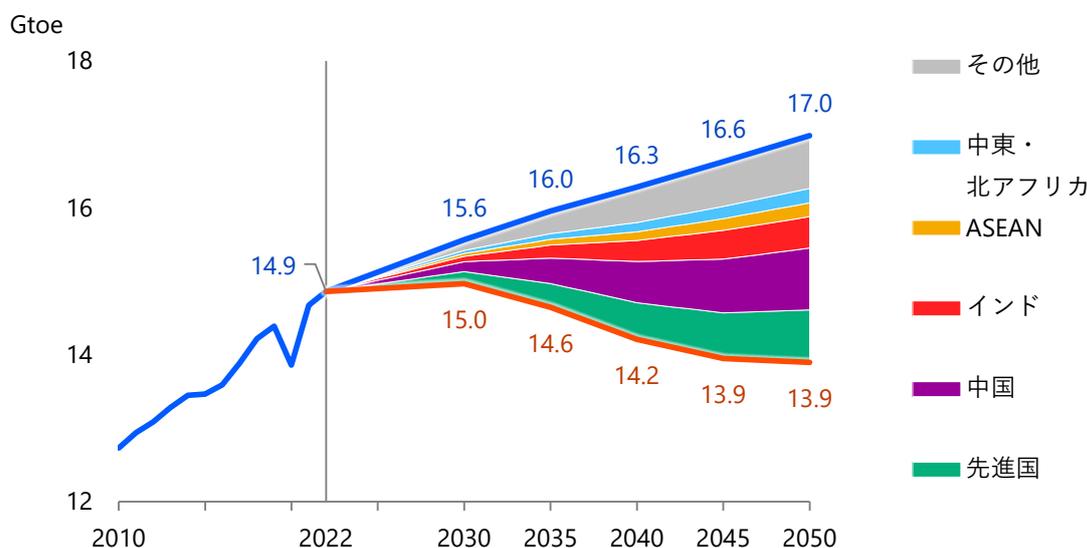
## 4.2 エネルギー需給

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く、省エネルギー・気候変動対策のさらなる推進にはあらゆる手段の総動員が必要

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等もあり2030年までは増加するものの、2030年以降は省エネルギーがさらに進むことで減少に転じる。2035年における一次エネルギー消費はレファレンスシナリオ比-1,311 Mtoe (-8.2%)となり、2022年比では-215 Mtoe (-1.4%)となる(図4-12)。2040以降はCCS等の増加にともない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3,091 Mtoe (20.8%)となる。2050年までの累積節減量は省エネルギー等が進み、43.5 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、中東・北アフリカ(MENA)、ASEAN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72%を占める。特にインド、MENA、ASEANは合わせて26%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、気候変動対策のカギとなる。

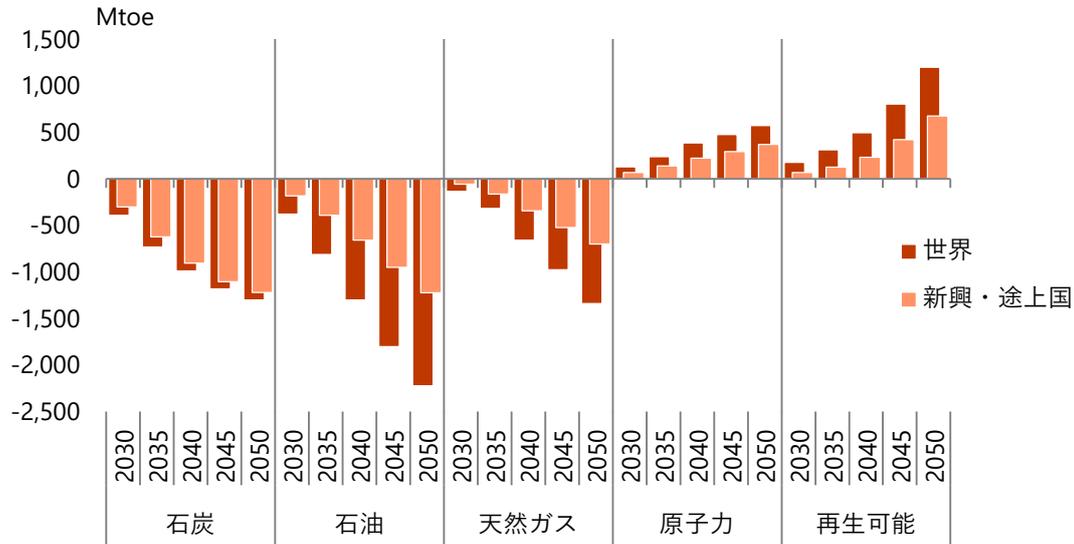
図4-12 | 世界の一次エネルギー消費と省エネルギー(レファレンスシナリオ比) [技術進展シナリオ]



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4.9 Gtoe (39%)の節減、累積節減量は63.2 Gtoeとなる(図4-13)。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、2050年において節減量の9割を占める。石油は自動車の電動化が進むことで、2035年には0.8 Gtoe、2050年には2.2 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0.3 Gtoe、2050年には1.3 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63%、32%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、生活を維持し改善し続けることはできない。

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では、新興・途上国が94%、インド、MENA、ASEANが合わせて33%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65%、56%、インド、MENA、ASEANの寄与率はともに27%を占める。つまり、技術進展シナリオは30年弱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。

図4-13 | 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]

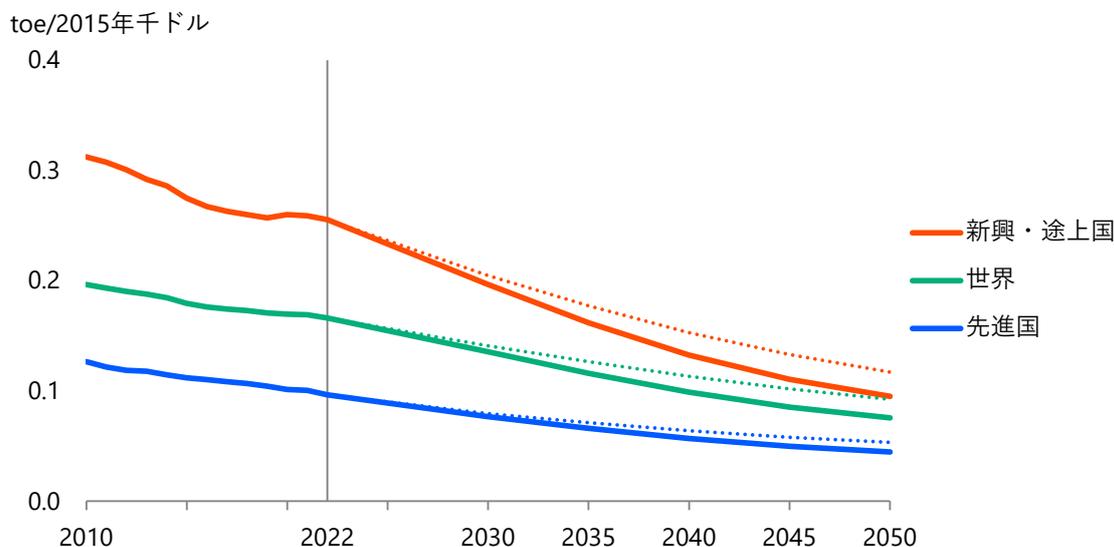


世界が1.5°C目標を達成するには、2030年までに年平均で4%を上回るエネルギー効率の改善率が必要であるとされている。しかし、技術進展シナリオにおける2022年から2030年にかけての世界の国内総生産(GDP)原単位の減少は、先進国は年平均で2.8%、新興・途上国は3.2%であり、十分ではない(図4-14)。その後、2050年には先進国の原単位は2022年比56%減、新興・途上国の原単位は足元における効率改善余地が大きいため63%減と大きく減少する。もし、技術進展シナリオにおける2050年の世界のエネルギー消費を原子力、再生可能エネルギーおよびブルー水素<sup>20</sup>製造用の化石燃料の計6.7 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2022年比で78%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るペースであり、2050年に世界全体でカーボンニュ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。

技術進展シナリオを実現し、さらにCO<sub>2</sub>排出量の削減を推し進めるためには、先進国も新興・途上国もハイペースで省エネルギーを進め、またエネルギー源の脱炭素化も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・途上国への技術移転、国際的な資金調達力や意識不足などの省エネルギーバリア解消などは必須条件となる。また、一国内においても、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、都市部と農村部に対してそれぞれふさわしい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。

<sup>20</sup> 化石燃料を分解しその際に排出するCO<sub>2</sub>を回収して製造される水素

図4-14 | 一次エネルギー消費量のGDP原単位[技術進展シナリオ]



これらのCO<sub>2</sub>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および先進国と新興・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。

#### Box 4-2 | 足元の省エネルギー動向と今後の課題: 注目すべき「ストック効率」の重要性

##### エネルギー効率改善ペースの倍増とは何を意味するのか?

COP28では、エネルギー効率改善ペースを現状から2030年まで倍増させる世界的取り組み強化への合意がなされた。各国で消費者への負担を考慮しつつ国内での省エネルギー対策強化および先進国から途上国への支援の具体的な検討・政策形成が行われている。

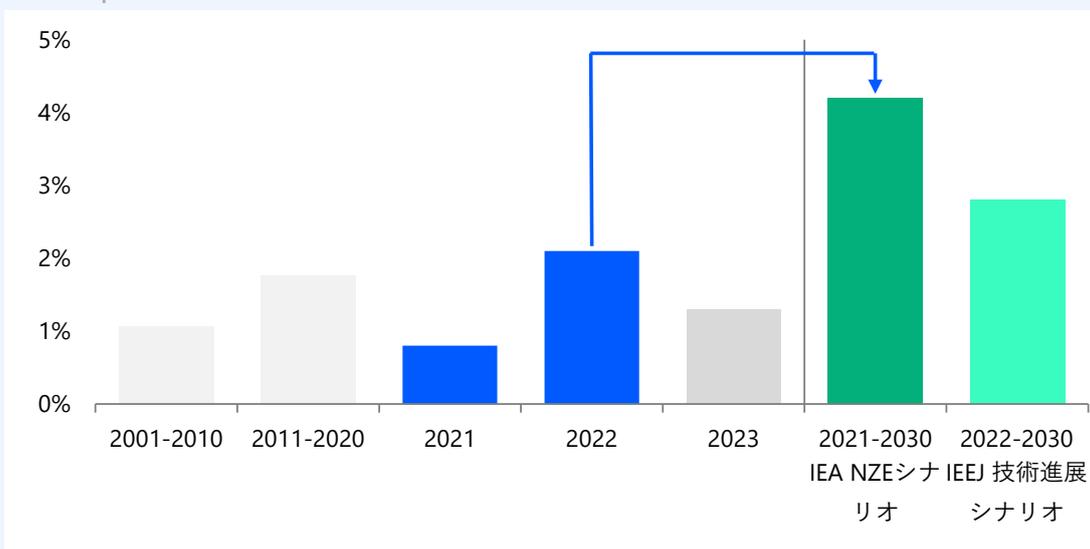
2030年までのエネルギー効率改善ペースの倍増<sup>21</sup>目標は、2050年までに世界のCO<sub>2</sub>排出量をネットゼロにするためバックキャストとして国際エネルギー機関(IEA)が策定したネット・ゼロ・ロードマップの分析結果を踏まえている。同分析は、現在から2030年ま

<sup>21</sup> COP28での合意における「エネルギー効率改善」とは、定義が明確にはなされていないが、Box 4-2において、これは一次エネルギーのGDP当たり原単位を示すものとする。

でに世界全体で、年間のGDP<sup>22</sup>当たり一次エネルギー原単位の改善率を2022年の2%から倍増して2030年まで毎年4%で改善することを意味する。

2022年は、図4-15が示すとおり、エネルギー原単位の改善が過去よりも大きく進展し前年比2%の改善率を呈した年であった。同年は世界的なエネルギー価格の高騰による産業部門での生産調整や各国での節電・節ガスに関わる行動変容の進展が見られ、そして暖冬による欧州での暖房需要が従来よりも低減した。2010年～2020年の同年平均改善率は1.5%、そして、2021年は同0.8%、2023年にはこれが1.3%にペースダウンしていることから、2022年の改善ペースが高かったことが分かる。

図4-15 | 世界のエネルギー原単位改善率



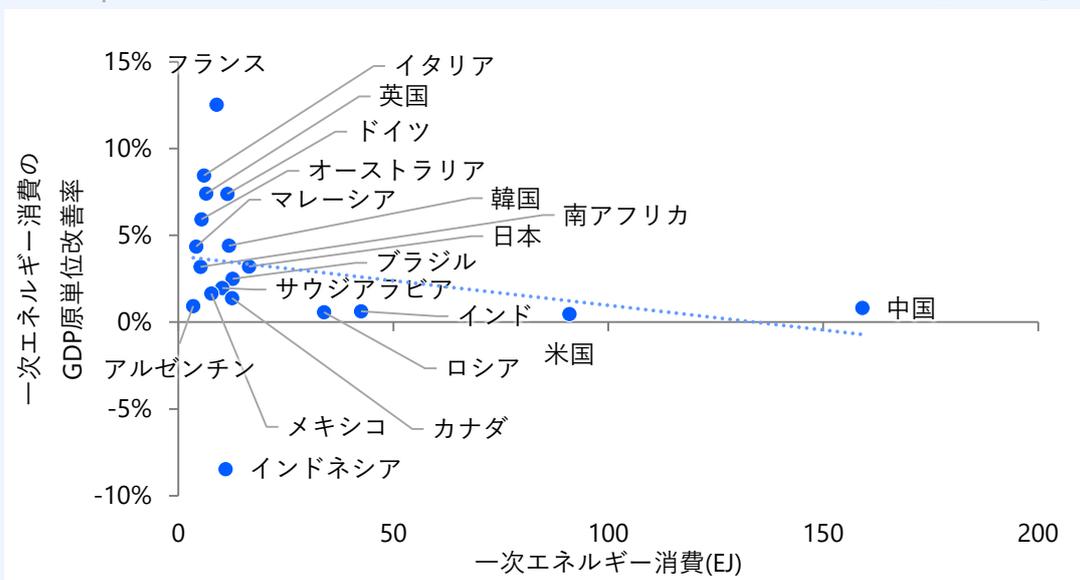
出所: IEA (2024). Energy Balances., IEEJ, およびIEA (2023). Net Zero Roadmap.

図4-16が示すとおり、G20加盟国において、2022年のエネルギー原単位改善率は国により大きく異なる状況を示していた。ドイツや英国では7%改善、イタリアでは同8%、そしてフランス<sup>23</sup>は、13%の改善であった。

<sup>22</sup> IEAは購買力平価ベースのGDPを活用しているが、IEEJは為替レートベースのGDPを用いて分析を行っている。

<sup>23</sup> フランスの2桁改善については、同年に国内での原子力稼働が停止したことにより、電力を輸入に依存したため、発電部門へのエネルギー投入量の節減が寄与している。

図4-16 | 一次エネルギーのGDP原単位改善率と一次エネルギー消費の関係[2022年]



出所: IEA (2024). Energy Balances. より作成

エネルギー消費が相対的に大きい中国、米国、インド、ロシアでは、2022年のエネルギー原単位の前年比改善率は0.5%から0.8%の間であった。欧州等での高い改善率と比較して、エネルギー消費が大きい国での改善率鈍化があり、結果として世界平均で2%という改善ペースとなった。2022年における中国のエネルギー原単位の改善率が0.8%と同国の2020年～2021年の原単位改善率が3.2%であったのと比較して鈍化したのは、中国経済の成長率が3%に減速した一方で、石油化学産業の拡大により、フィードストックとしての石油需要が拡大したことが主な要因として挙げられる。ASEANは2015年以降原単位の向上がほとんど見られず、2022年は2%悪化している。これは生活水準の向上にともない、自動車やエアコンディショナーなどの家電機器の普及台数拡大が影響しているものと考えられる。

このように2022年は、欧州における原単位向上が特に目覚ましく2%向上を達成したが、今後の世界のエネルギー需要をけん引するインド、ASEANはもとより、その他の主要国は先進国・途上国とも原単位向上は鈍化傾向であり、4%達成の目標が過去の趨勢から見ると容易ではないことが分かる。

#### 将来見通し

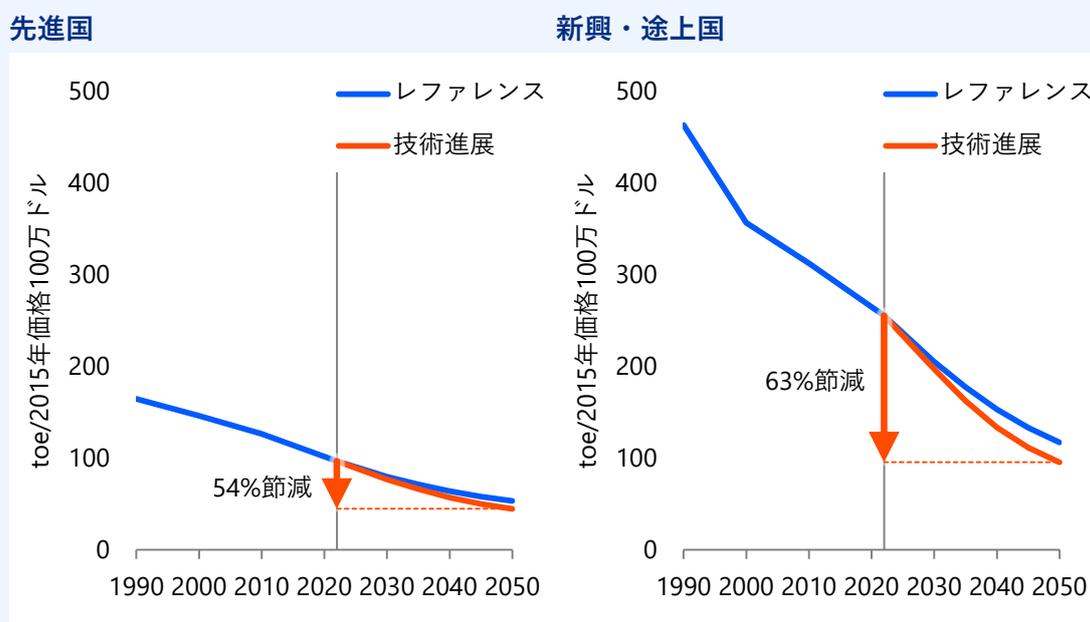
将来に目を転じると、高効率技術の導入拡大をもたらす技術進展シナリオにおいて、先進国では2030年まで一次エネルギーのGDP原単位は年率2.8%で改善、新興・途上国では同3.2%で改善する(表4-5)。先進国および新興・途上国のいずれにおいても2030年～2040年での原単位改善ペースが最も速く、各3.0%、3.8%で、その後、2040年～2050年

にかけて、同改善ペースはそれぞれ2.6%、3.3%になる。エネルギー原単位の水準では、2022年と比較して、2050年には先進国で54%節減、そして新興・途上国では63%節減の水準に達する(図4-17)。世界全体で見ると、2022年から2030年の間は2.5%であり、技術の最大限の導入を見込む技術進展シナリオでも4%目標には及ばないことが分かる。

表4-5 | 一次エネルギーのGDP原単位と改善率

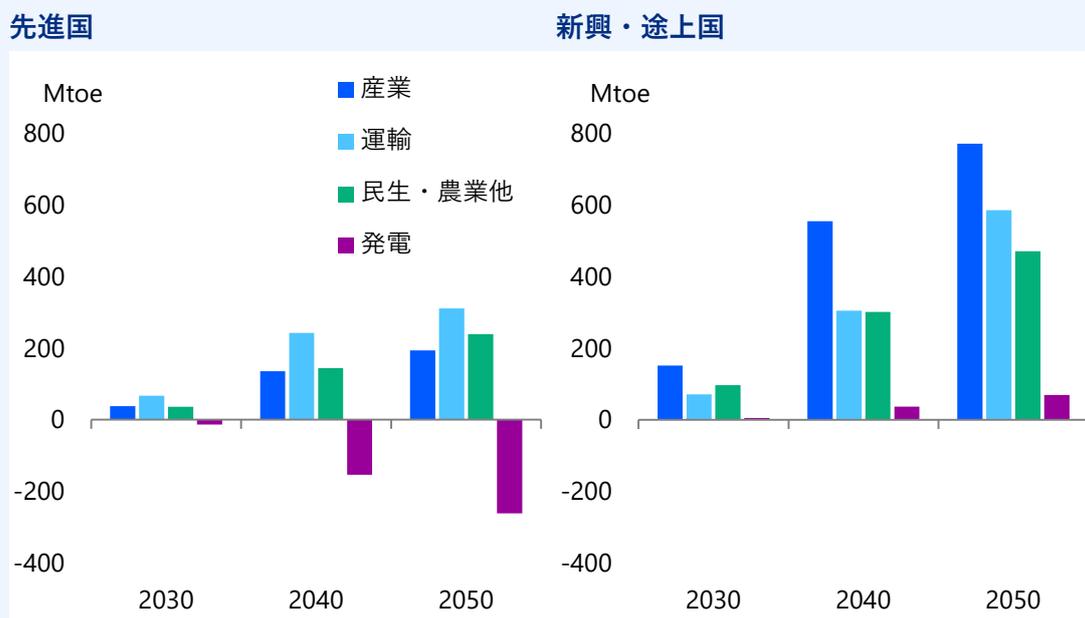
	2022	レファレンス			技術進展			2030	2040	2050	2022/2030	2022/2030	2022/2030
		2030	2040	2050	2030	2040	2050						
先進国	96	79	64	53	-2.4%	-2.0%	-2.1%	77	57	45	-2.8%	-2.6%	-2.7%
新興国・途上国	255	205	153	117	-2.7%	-2.8%	-2.7%	197	133	95	-3.2%	-3.6%	-3.5%

図4-17 | 一次エネルギーのGDP原単位



レファレンスシナリオと技術進展シナリオの差分を省エネルギー量として定義すると、図4-18のように先進国および新興・途上国において、部門別・時間軸によって省エネルギー量の規模感が異なる。先進国では乗用車でのBEVが内燃機関自動車と比較し、コストメリットが出ると推計される2035年以降に普及が進展し、運輸部門の省エネルギーに寄与する。対照的に、先進国において、需要側での化石燃料から電力へのシフトにより電力向けの投入エネルギーは技術進展シナリオにおいてレファレンスシナリオよりも増エネルギーとなる。新興・途上国において、産業部門は、中国でのサービス産業化や新規導入設備の高効率化により省エネルギーが大きく進展する。新興・途上国における運輸部門の省エネルギーは、先進国よりも電動化が5年～10年程度遅れ、2040年以降に進展する。

図4-18 | 部門別省エネルギー量



注: レファレンスシナリオと技術進展シナリオの差分として、正值を省エネルギー、負値は増エネルギーを表す。

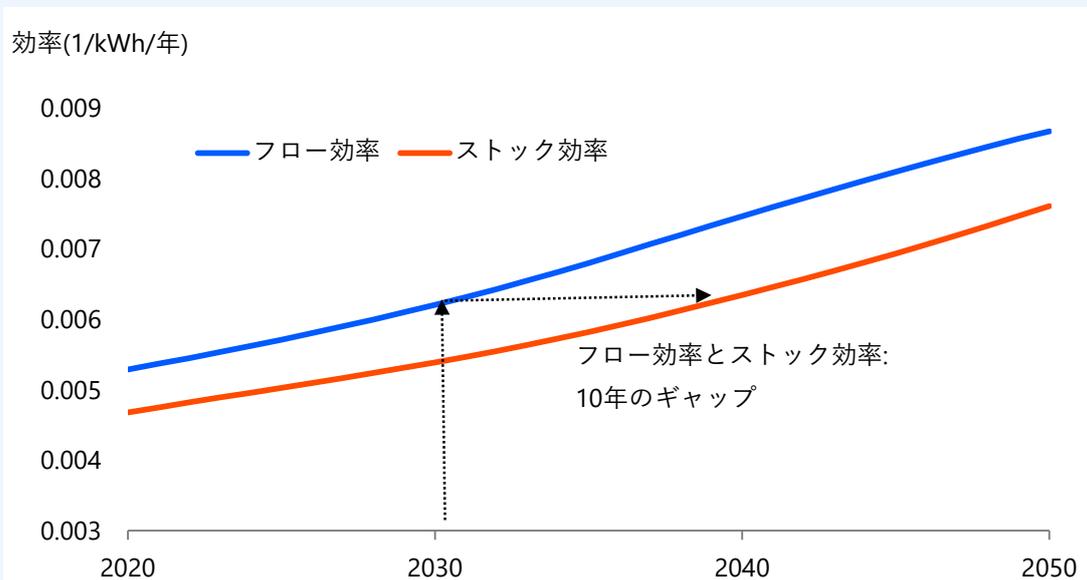
技術進展シナリオの結果が提示するように、現在から2030年という予測期間の早い段階で、毎年エネルギー原単位の改善率を4%に向上させることは、技術導入や運用改善等において「非連続的」な対応がない限り達成は容易ではない。エネルギー効率改善ペースを加速するには、機器や技術の利用と導入に関わるさまざまな要因を考慮する必要がある。具体的には、高効率技術のコスト低減のタイミング、需要部門での電化と発電部門における再生可能エネルギー導入拡大<sup>24</sup>、そして将来的に世界経済のけん引役を担う途上国の産業構造のサービス化等、さまざまな要素の進展スピードとその規模感が影響するが、エネルギー効率改善のペースを決める要因として特に重要なのは「機器や技術の入替は、連続的にのみ進み時間を要する」ことである。

図4-18が示すとおり、量の観点からは、2030年までのシナリオ間の差分である省エネルギー量は相対的に小さく、2040年代以降にシナリオ間でのギャップとしての省エネルギー量が拡大する。そして、スピードの観点からは、2030年～2040年の間に先進国および新興・途上国のいずれにおいてもエネルギー効率改善ペースが高まり、その後そのスピードはやや緩やかになる(表4-5)。

<sup>24</sup> 太陽光や風力のkWh当たり一次エネルギーへの換算係数は、3.6 MJである一方、火力発電の同換算係数は、国により異なる効率水準を反映して8 MJ～9 MJ程度となる。一次エネルギー原単位の改善において、電源構成における再生可能エネルギー割合を増やすことが有利に働く。

これは、「機器や技術の置き換え」に時間を要することを意味する。家庭の機器や乗用車等の置き換えには10年～20年、建築物や産業の大型設備の置き換えはメンテナンスを繰り返しながらより長く、30年～50年以上使用が継続される。エアコンを例にとると、平均耐用年数を15年と想定した場合、基準の向上により新規販売に適用される効率水準を最良水準に引き上げたとしても、それが一国の平均ストックの効率として浸透するには、約10年の時間を要する(図4-19)。すなわち、「今日」の基準強化等の政策効果が実を結ぶのは、「10年後」の世界においてであり、高効率技術導入の加速化に向けた対策を今すぐに行う必要があることを示唆する。

図4-19 | フロー効率とストック効率の比較(エアコンの例)



注: ここでの効率は、エアコンによる冷房時の電力消費の逆数を示しており、値が大きほど効率が低いことを示す。フロー効率とは、販売時の効率であり、ストック効率とは15年の耐用年数を考慮したうえで、一国におけるエアコンストック全体の効率を示す。

#### インプリケーション

機器・技術の耐用年数の長さを踏まえ、将来にその省エネルギー効果が実を結ぶためにも、高効率技術の導入促進対策・政策を速めることが肝要である。一度選択された機器や技術は10年以上の長きにわたり使用され続ける「ロック・イン効果」も併せて考慮し、省エネルギー制度の中でもとりわけ基準の策定とともに向上が優先して取りうるべき対策である。

機器や技術の効率向上から得られる省エネルギー量は、小さい効果の積み重ねである。他方で、過去の延長線上にない「非連続的」な省エネルギー効果を実現するには、技術のパッケージ化およびシステムとしてのアプローチが求められる。例えば、高効率技術

の集合体であるネットゼロエネルギービル(ZEB)の導入促進に向け、規制的アプローチとともにインセンティブの付与などを行う必要がある。

新興・途上国において、省エネルギーポテンシャルは大きい。そして、先進国と比較して、相対的に安価な省エネルギーオプションが残されている。しかしながら、基準や制度、インセンティブと情報提供が未整備であることや、高効率技術の導入に関わる初期費用の高さが課題となり、そのポテンシャルが実現されない場合が往々にしてある。基準の形成は、照明や建築基準、エアコン規制、自動車の燃費規制、モーターの基準、エネルギー管理に関わる規制等、これらをすべて投入する必要がある。しかしながら、人材やノウハウが不足しているために新興・途上国においてこれらのすべては整備されていない場合がある。

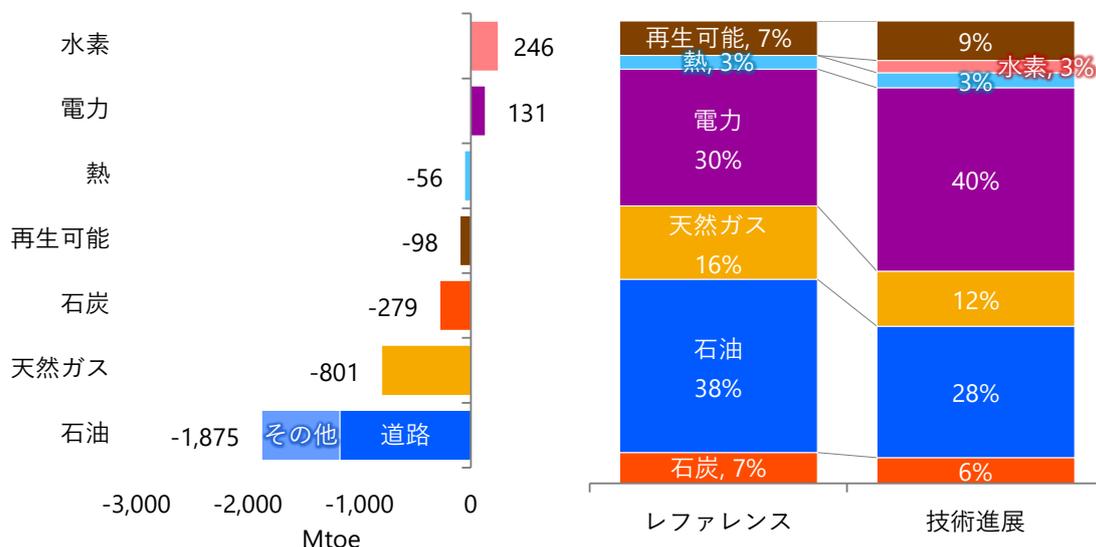
課題の解消に向けて、先進国からの制度形成支援、ノウハウ移転および省エネルギープロジェクトの実施が不可欠である。省エネルギープロジェクトは再生可能エネルギー等、他のカーボンニュートラルプロジェクトと比較して、事業規模が小さいことを受けて、採算性の観点から投資家から優先的には選択されない場合がある。こうした経緯を考慮し、複数の省エネルギープロジェクトのパッケージ化することも求められる。

#### 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カギ

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4-20)。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ともなう道路部門の石油消費の減少である。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。

石油の節減量がエネルギー全体の節減量に占める規模を鑑みると、燃費改善と車種構成の変化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。

図4-20 | 世界の最終消費の変化(レファレンスシナリオ比) [技術進展シナリオ、2050年]  
図4-21 | 世界の最終エネルギー消費構成 [2050年]

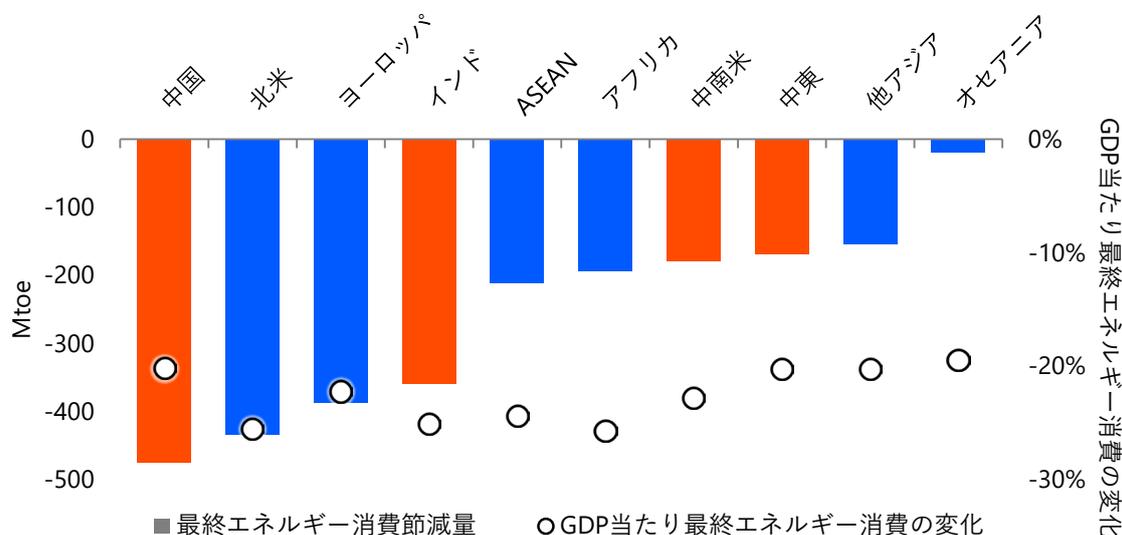


技術進展シナリオにおける最終エネルギー消費は、省エネルギーの進展により、石油、天然ガス、石炭といういずれの化石燃料もレファレンスシナリオ比で節減される。一方、高効率かつ低炭素な電力による省エネルギーとCO<sub>2</sub>排出抑制を狙った電化が促進されることで、電力は増加する。2050年における電力シェアは、レファレンスシナリオ比10ポイント増となる(図4-21)。電化が難しい用途での低炭素化手段として期待される水素は、レファレンスシナリオではほとんど導入されないが、技術進展シナリオへの移行で最も増加するエネルギー源となる。再生可能エネルギーは、薪炭材や畜ふんといった伝統的バイオマスがクリーンエネルギーに代替されることで、量としては減少するが、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。レファレンスシナリオからのこうした増減はありこそすれ、技術進展シナリオでもすべての主要なエネルギー源に対する需要が存在する。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、各種エネルギー源を安定的に供給することが重要である。

#### 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では、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4-22)。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大きい国・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4-22 | 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1,202 Mtoeであり、世界全体の節減量の44%という大きなシェアを占める。なかでも中国とインドの存在感は大きく、中国の節減量は476 Mtoe、インドは360 Mtoeと、合わせて世界全体の節減量の約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ている。先進国からの高効率技術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展させ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388 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%を占めていることが特徴であり、OECD諸国を中心に、より効率化された家庭用あるいは業務用機器の導入が進められ、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434 Mtoeと、世界全体の節減量の16%を占める。このうち、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ことから、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影響を強く受けて、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169 Mtoeのうち、3分の1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26%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、利用エネルギーの近代化と高効率消費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うえでは、より広範な利用者が入手できる価格帯の高効率消費機器の普及や、近代的エネルギーの供給体制整備が大切な要素となる。

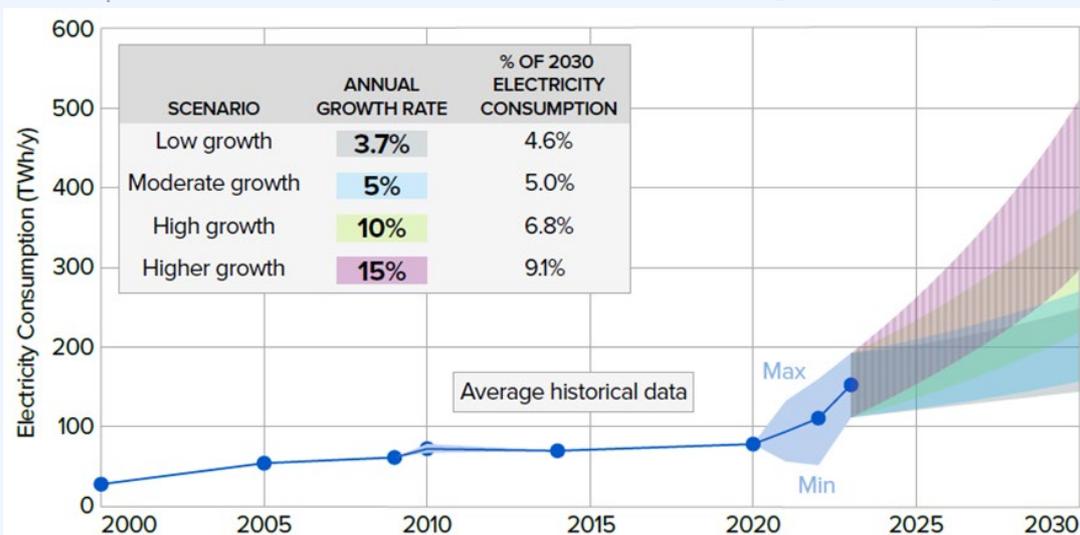
#### Box 4-3 | データセンター等の電力需要増加にともない発生する問題に対する解決策

米国におけるデータセンターの電力需要は、生成人工知能[AI]（コンテンツを自動生成するAI）の普及にともない今後大きく増加すると見込まれている。特に、2022年11月にOpenAIのChatGPTがリリースされたことで、AI技術の利用が急速に拡大しており、これが電力消費に大きな影響を与えるとされる。例えば、Google検索1回当たりの消費電力量は0.3 Whであるのに対し、ChatGPTへの問い合わせ1回当たりの消費電力量は2.9 Whと約10倍にも達する。このように、AIを活用したサービスの普及により、データセンターの電力需要が今後増加し続けることは確実であるものの、増加の程度については不確実性が残る。

米国電力中央研究所(EPRI)は2024年5月に発表した報告書で、2030年時点のデータセンターの電力消費シェアを4つの成長シナリオで試算している。低成長シナリオではデータセンターの年間消費電力量の増加率を3.7%、中成長シナリオでは5.0%、高成長シナリオでは10%、そしてより高成長シナリオでは15%と仮定しており、それぞれのシナリオに基づく消費電力量のシェアは、低成長で4.6%、中成長で5.0%、高成長で6.8%、より高成長では9.1%まで増加するとの結果が得られている。さらに、McKinsey & Companyの2023年1月の報告書では、米国のデータセンターにおける年間消費電力量の増加率が2030年まで約10%に達すると予測している。このように、AI技術の進展はデータセンターの電力需要を加速させ、将来的に米国全体のエネルギー消費において重要な位置を占めることが予測されている。

米国におけるデータセンターの需要は特定の地域に集中しており、この偏在が各州の消費電力量に大きな影響を与えている。特にデータセンターが消費電力量に占める割合は州ごとに大きく異なる。EPRIの試算によれば、2030年時点での米国全体のデータセンター消費電力量の約80%が、バージニア州、テキサス州、カリフォルニア州等の特定の15州に集中しているとされている。特にバージニア州のデータセンター消費電力量は突出しており、2023年時点では339億kWhに達している。これは次に大きいテキサス州の218億kWhや、3位のカリフォルニア州の93億kWhを大幅に上回っている。さらに、2030年にはバージニア州のデータセンターの消費電力量が同州全体の消費電力量の31%を占めると予測されており、テキサス州は6%程度に達すると見込まれている。

図4-23 | 米国におけるデータセンターの消費電力量の見通し[2023年～2030年]



出所: Electric Power Research Institute [EPRI]. (2024). Powering Intelligence: Analyzing Artificial Intelligence and Data Center Energy Consumption. Retrieved September 2, 2024, from <https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002028905/0/Product>

バージニア州北部、特に「データセンターアレー」と呼ばれる地域にデータセンターが集中している理由には、いくつかの歴史的・地理的要因が存在する。まず、1990年代初頭に世界初のネットワーク接続地点である「MAE-East」(Metropolitan Area Exchange, East)が設置されたことが挙げられる。このポイントを通じて世界中のインターネットトラフィックが流れるようになり、データセンターの集積が進んだ。

また、大手インターネットサービスプロバイダのAOLが1990年代にバージニア州に拠点を設置した際に、光ファイバーケーブルや電力インフラの整備が進んだことも大きな要因である。さらに、2009年にバージニア州でデータセンター向けの税制優遇措置が導入されたことや、電力料金が米国平均よりも低いこともデータセンターの集積を促進したとされる。このように、バージニア州をはじめとする一部の州にデータセンターが集中することは、今後も米国のエネルギー消費に大きな影響を与える要因として注目されている。

データセンターの導入にともなう電力需要の増加に関する問題は、今後のエネルギー政策や電力インフラの計画においてきわめて重要である。特に、電力需要の増加に対応するために考慮しなければならない主な課題として、供給力の確保、火力燃料調達/ベースロード電源の確保、そして電力系統の最適化が挙げられる。

図4-24 | データセンター等の電力需要増加にともない発生する問題、その対策のイメージ



まず、「供給力の確保」については、データセンターなどの電力需要が今後どれほどのスピードで増加するか不透明である中で、対応できる供給力を短期的に確保することが課題となっている。一般的に、発電設備の建設期間はデータセンターの建設期間よりも長期となる。したがって、データセンターの需要増加が急速に進行した場合、供給力が中長期的に不足するリスクが高まると懸念されている。日本においては、容量市場制度や長期脱炭素電源オークション制度によって、一定期間先の供給力を確保する仕組みが整えられているが、これらの制度とデータセンターの需要増加のタイミングが必ずしも一致しない場合、供給力の確保に支障が出る可能性がある。それでも、容量市場制度には対象期間の1年前に追加オークションを実施することができるという仕組みがあり、必要に応じて短期的に供給力を追加で確保することも可能である。しかし、短期で確保できる供給力は限定的であるため、供給力の不足を根本的に解決するには至らない可能性もある。

このため、需要の増加に対して迅速に対応できるよう、供給力を確保する制度が必要である。具体的には、容量市場や容量追加オークションの導入が考えられるが、これだけでは不十分であるため、電源の新設を促進する制度(日本における長期脱炭素電源オークション、米国テキサス州における長期低金利ローンプログラム等)や、休止中の電源を予備として維持する制度(日本の予備電源制度)が求められる。また、需要施設がバックアップ発電設備を所有し、需要反応リソースとして活用することも重要であり、その

ためのベストプラクティスを広く共有することも一案である。さらに、発電事業者と長期電力購入契約(PPA)を締結している場合には、系統接続を優先的に許可する仕組みも考えられる。

次に、「火力燃料調達/ベースロード電源の確保」も重要な課題である。データセンターは、安定した電力を常時消費するベース負荷であるため、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー発電が急速に増加している現在、これらの間欠性を補う形で天然ガス火力発電が必要となる場合がある。天然ガス火力発電に依存する場合、燃料である天然ガスの安定的な調達が求められるが、燃料供給に問題が生じた場合、電力供給に深刻な影響を及ぼす可能性がある。特に、国際的な燃料市場の変動や供給チェーンの問題が発生すれば、燃料価格の高騰や供給不足が電力供給のリスクを増大させる。さらに、世界的な脱炭素化の進展にともない、天然ガスの需給がひっ迫するリスクも無視できない。

このため、これらのリスクを軽減するために、PPAに燃料調達に関する長期的な内容を盛り込むことが重要である。また、クリーンなベース電源である地熱発電などの開発や、小型モジュール炉(SMR)などの新しい原子力発電技術の導入を検討することが求められる。

最後に、「電力系統の最適化」の課題も存在する。データセンターが局所的に集中して建設される場合、その地域における送配電容量が不足し、系統増強が必要となる。送電系統の増強には多額の費用がかかり、またそのための時間も長期間を要するため、データセンターの計画と整合性を取ることが難しい場合がある。例えば、米国バージニア州では、データセンターの接続が急増したため、電力供給の制約が生じ、新規の接続が一時停止された事例がある。このような事態を避けるためには、送電網の拡充とともに、地域ごとの電力需要を事前に精密に予測し、適切な時期に系統の増強を行う必要がある。また、送電系統の増強にかかる費用は、その地域の需要家に集中して負担が発生する可能性があり、これは電気料金の上昇や、地域住民への経済的な影響を引き起こすおそれがある。

このため、需要施設を電源に近い場所に立地させることや、送電可能量が十分にある地域を選ぶ(ウェルカムゾーン)ことが重要である。送配電事業者との調整を進めることで、電気料金を抑制し、無駄な系統増強を避けることが求められる。対策としては、送電事業者が送電可能量に関するデータを公開し、需要施設に対する適切な立地を促進することが有効である。また、送電可能量が不足している地域への接続については、系統増強コストを負担するような需要施設が優先接続を行う仕組みも検討されるべきである。

さらには、電源から直接電力供給を受ける「共立地負荷」(Co-located Load)を促進することも、系統増強を抑制する手段の1つとして考慮されることも重要である。ただし、電力系統等への影響等の精査、系統運用コストの負担に係る整理を行っておくことが前提である。日本でもダイナミック・ライン・レーティング(気象条件に応じて送電容量を動的に最適化)の活用が進められており、これも送電容量拡大に寄与する対策として注目すべきである。

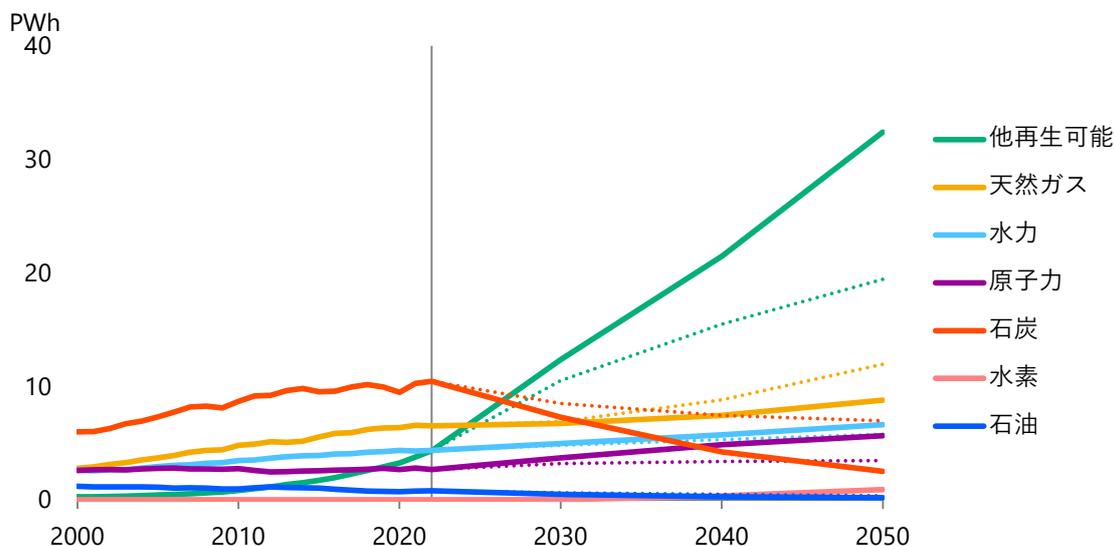
なお、上記は供給側や系統側での対策を中心に言及しているが、データセンター等の需要施設側でも省エネルギーを促進させてゆく等の対応を行うことは論を待たない。

### 電源構成

2050年の発電量は57,091 TWhに達し、これは2022年の約2倍に相当する。この需要水準はレファレンスシナリオに比べ9,134 TWh大きいものであり、増加要因は電化の進展により最終需要における電力の割合がレファレンスシナリオの30%から10ポイント上昇したこと、さらに水素製造のための追加的な需要が増えることである。気候変動対策が進む世界においては省エネルギーの取り組みが進む一方で、電化や水素製造による電力需要の増加の影響がより大きく、必要な発電量はよりいっそう高まる。世界の気候変動対策がどのように進展するかには不確実性がともなうが、いずれのシナリオにおいても2050年の発電電力量は足元の1.6倍～2倍程度大きいものになり、相応の供給力を確保することは今後のエネルギー供給において必須の課題といえよう。

電源構成は現在のものから大きく様変わりする。石炭については先進国を中心に、脱石炭の取り組みが急速に進むことで石炭火力発電量は現在から大幅に減少、2050年には足元のおよそ4分の1となる(図4-25)。これとは対照的に、太陽光・風力等、バイオマスに代表される再生可能エネルギーが最大の電源となる。総発電量の53%が変動性再生可能エネルギーとなり、その出力変動への対応は各地域における重要な課題となる。その一環として、石炭、天然ガス火力を代替するディスパッチ電源として、CCSの貯留ポテンシャルが存在する地域ではCCS付き火力発電が、そうでない地域では水素火力が2040年ごろから本格的に導入される。また、系統用、需要家用ともに蓄電池が急速に普及し、需給バランスの調整に寄与する。

図4-25 | 世界の発電量[技術進展シナリオ]

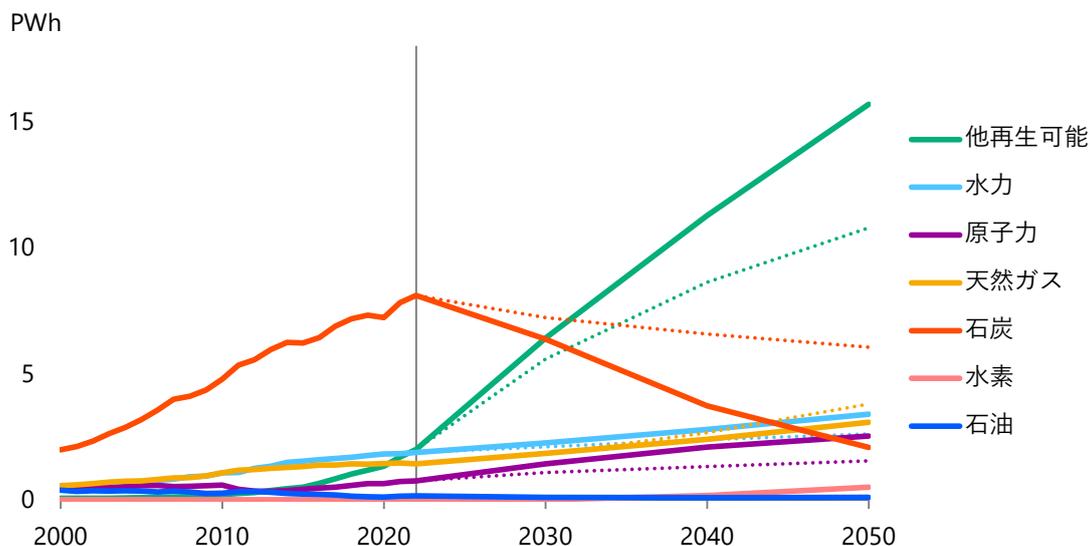


注: 点線はレファレンスシナリオ

アジアにおいても、現在最大の電源である石炭の発電量が同様に減少し、2030年ごろに最大の電源の座を再生可能エネルギー(水力除く)に譲る(図4-26)。ただし、この減少は日本、韓国に代表される先進国におけるものであり、新興・途上国では一定数の新規建設が進む。言うまでもなくその高効率化、大気汚染への対策が重要な事項であり、将来的にはCCS導入や水素、アンモニア、バイオマスの混焼によるCO<sub>2</sub>排出の抑制に備えることが望ましい。昨今導入ペースが加速している再生可能エネルギーは、2030年以降さらに増加が加速し、特に中国、インドで集中的に導入される。他方、これらの地域では経済成長が持続することから、再生可能エネルギー大量導入と両立した電力の安価、安定した供給が重要な課題となる。変動性再生可能エネルギーのみならず、水力、地熱のような他の再生可能エネルギー、原子力、そして排出対策を行った火力などあらゆる発電オプションを検討することが、旺盛な需要増加を満たすために求められる。

天然ガス火力の発電量は2040年ごろまで堅調に増加し、再生可能エネルギーの出力変動に対して有望な調整手段となる。また、それらに加え、2050年代にかけては水素発電が本格的に導入され、天然ガス同様に需給バランスの調整を支える。

図4-26 | アジアの発電量[技術進展シナリオ]



注: 点線はレファレンスシナリオ

### 原油生産

技術進展シナリオでは、自動車の電動化の急速な進展をはじめとする最終エネルギー消費部門での燃料代替や省エネルギーのいっそうの進展等により、石油需要の伸びは抑制される。石油需要は2030年までにピークアウトし、2050年には日量56百万bbl (Mb/d)とレファレンスシナリオと比べて46%少ない。このような需要減少により、生産量はすべての地域で減少する。ただし、コスト競争力が高い中東石油輸出国機構(OPEC)諸国の生産量は2050年時点でも25.3 Mb/dを維持する。その結果、OPECの市場シェアはレファレンスシナリオよりも若干上昇し、2050年時点で44%となる。

表4-6 | 原油生産[技術進展シナリオ]

(Mb/d)

	2022	2030	2040	2050	2022-2050	
					変化量	変化率/年
原油生産計	95.4	90.8	74.0	56.1	-39.3	-1.9%
OPEC	35.0	34.0	30.1	25.3	-9.8	-1.2%
中東	28.3	27.5	25.0	21.4	-6.9	-1.0%
その他	6.8	6.5	5.2	3.9	-2.9	-2.0%
非OPEC	60.3	56.8	43.8	30.8	-29.5	-2.4%
北米	22.4	23.9	18.1	13.3	-9.1	-1.8%
中南米	8.2	7.8	7.4	5.5	-2.6	-1.4%
欧州・ユーラシア	17.7	14.5	10.5	6.4	-11.3	-3.6%
中東	2.9	3.1	3.0	2.7	-0.2	-0.3%
アフリカ	1.6	1.3	1.1	0.8	-0.8	-2.4%
アジア・オセアニア	7.6	6.2	3.8	2.1	-5.5	-4.5%
プロセスゲイン	2.3	2.4	2.1	1.7	-0.6	-1.1%
石油供給計	97.7	93.2	76.0	57.8	-39.9	-1.9%

注: 原油には天然ガス液(NGL)を含む

### 天然ガス供給

省エネルギー技術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2040年で16%、2050年には29%低い水準となる。しかしながら、技術進展によりGHG排出に関してよりよく管理することによって、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年の生産量はレファレンスシナリオを3割～4割下回る低い水準となる。ロシアを含む非OECDヨーロッパ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。中東では、カタール、イランが、技術進展シナリオにおいても生産量の増加は大きいものの、2050年の同地域の生産量は、レファレンスシナリオを1割～2割下回る水準となる。

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。

表4-7 | 天然ガス生産[技術進展シナリオ]

	2022	2030	2040	2050	(Bcm)	
					2022-2050 変化量	2022-2050 変化率
世界	4,210	4,205	4,040	3,857	-353	-0.3%
北米、メキシコ	1,272	1,278	1,195	943	-329	-1.1%
中南米(メキシコを除く)	161	160	144	140	-21	-0.5%
ヨーロッパ	214	96	71	63	-151	-4.3%
ユーラシア	914	795	725	724	-190	-0.8%
ロシア	689	545	474	465	-224	-1.4%
中東	709	736	743	855	146	0.7%
アフリカ	254	316	405	411	157	1.7%
アジア	521	634	571	536	15	0.1%
中国	220	230	160	87	-133	-3.3%
インド	34	54	42	23	-11	-1.4%
ASEAN	196	215	245	272	76	1.2%
オセアニア	166	190	185	185	19	0.4%

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おおむね3割～8割減少する。純輸出地域では、ロシアを含む非OECDヨーロッパは微減、中東では2050年の域内貿易分を除く純輸出量がレファレンスシナリオ比でおおむね6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、需要量の減少がこれを上回る。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並みとなる。

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、同等のフットプリントでもより大量の輸送を行うことが可能となる。

#### LNG市場安定化につながる政策面・投資確保面の課題とクリーン化対策

2023年4月、主要7か国(G7)エネルギー・気候変動担当大臣会合、5月のサミットにおいて、天然ガス・LNG重要性が認知された。2024年のG7大臣・サミット会合でもこの原則は継続されている。「排出抑制対策されている」すなわちトランジションに認められるLNGの基準確立が重要となる。この文脈で、メタン・GHG排出測定・実測強化と国際基準化の重要性、排出削減対策における国際協力の重要性が、前記のG7大臣会合・LNG産消会議でも強調された。

表4-8 | LNG生産におけるクリーン化の課題

	クリーン電力による電化	CCS
概要	LNG生産プロセスの電化	原料ガス中およびプロセス中のCO <sub>2</sub> 回収
優位性	操業信頼性向上と維持費低下 GHG管理向上およびプロセスにおける天然ガス消費量削減	周辺工業設備と共同することで経済性向上
課題	好適なクリーン電力確保 バックアップ電力確保 近隣工業設備との負荷変動調整	CCS適地の確保 既存LNG設備の場合、統合にコスト・時間を要する プロセス中のCO <sub>2</sub> 回収は、原料ガスよりも難度が高い

2022年3月以降、国際LNG市場で長期契約での引き取りコミットメント増加により、米国、中東を中心にLNG投資・建設活動が活発化している。これらの計画中のLNGプロジェクトにおいては、GHG排出削減のためCCS、また再生可能エネルギーを活用した電動ドライバーの採用織り込みが増加している。技術進展シナリオにおいては、こうした対策織り込みが、新規LNGプロジェクト、既存LNG生産設備とも増加することが見込まれる。このような対策織り込みにより、LNGプロジェクトの経済的優位性、環境面での優越性がアピールされることにより、LNGプロジェクト開発の資金ニーズに対応する多様な金融手段が発展することが期待される。

技術進展シナリオにおいても、途上国市場も含めた買主側の柔軟性・契約期間短期化要求、信用度が相対的に低い買主のすそ野拡大を踏まえて、これら市場のトランジションにも対応するためのクリーンなLNGを確保すべく、共同調達を含む国内外買主間の連携の構築が有効となる。このことは、長期契約を含めた日本のLNG必要量安定確保にも貢献する。

これらを支えることとなるのは、各国政府がLNGのトランジション期およびそれ以降にもわたるLNG・天然ガスの重要な役割を明示し、これに対応するためのクリーンなLNG・天然ガスの定義を明確化してゆく政策や、その具体的施策となる。

表4-9 | LNG市場安定化への長期的課題

米国、カナダ、オーストラリア、東アフリカ等での新規LNGプロジェクトの実現 既存LNG生産設備の維持・拡張(適切な気候変動対策織り込み)
トランジションおよびそれ以降についてのLNG役割の明確化 LNG買主は柔軟性要求(長・短期取引組み合わせ)ある中で、 <b>安定需要を確保して長期コミットメントを確保する策が必要</b>
長期的契約価格方式変化: 原油連動主流から、天然ガスハブ価格方式連動拡大、複合要素拡大など、価格決定方式多様化
トランジションおよびそれ以降に対応するLNGプロジェクト基準明確化 液化におけるCC(U)S/電化の標準化
契約短期化傾向も踏まえた資金調達方法の開発(短期化要求と長期コミットメントニーズのギャップ対応) 信用度が低い買主すそ野拡大への対応(買主間提携)

## 石炭供給

カーボンニュートラルの実現に向け、代替燃料への転換、石炭利用効率の向上が強化され、発電、製鉄、その他産業部門等、さまざまな分野で石炭利用を最小化する取り組みが進展する。再生可能エネルギーや原子力の拡大により、電源構成における石炭の割合が多く、国で低下する。ただし予備力の確保や慣性力の維持等、電力システムの安定確保の観点や、再生可能エネルギーの導入が困難な国・地域では経済性の観点からも、一定程度の石炭火力発電が維持される。

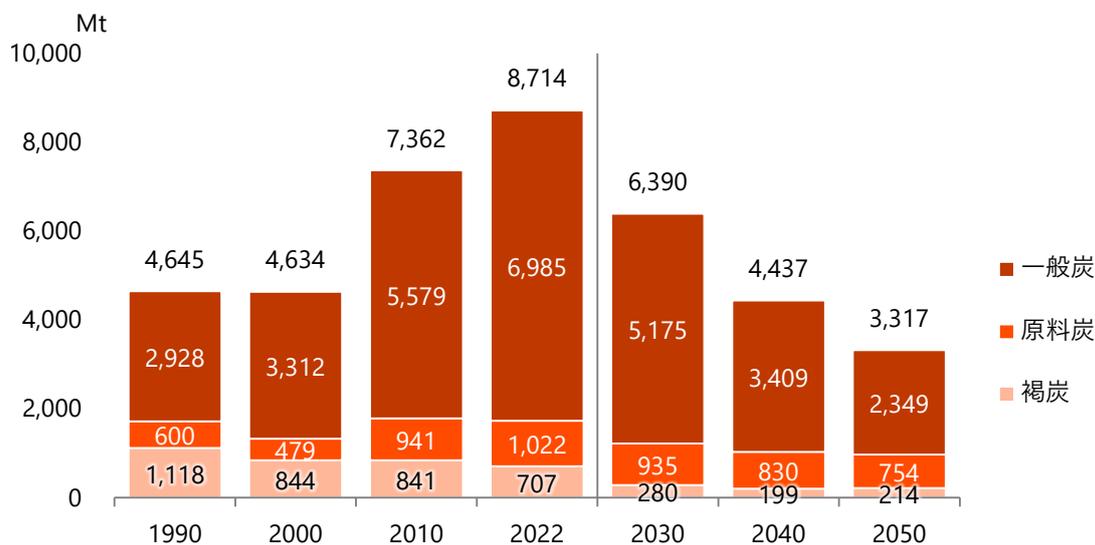
先進国では、非効率な石炭火力発電設備の休廃止が進められ、また、限定的ながらリプレースが行われる場合には石炭ガス化複合発電(IGCC)やアンモニア混焼、水素混焼等、熱効率の高さや混焼技術等により、石炭消費を極力抑える技術が採用される。また、CCS装置の設置なども商業ベースの検討も取り組まれており、個々の発電所や産業施設における石炭の消費効率が向上し、CO<sub>2</sub>排出原単位が低下する。

新興・途上国でも、老朽化した低効率設備のリプレースや新規大型発電所建設の際には、低炭素・脱炭素が国際社会から強く求められる。また、技術進展によるコスト低下により、他の燃料・電源が有力な選択肢となることで、石炭需要は減少する。

こうした動きにともない石炭生産量は、2022年の8,714 Mtから2050年の3,317 Mtまで減少する(図4-27)。炭種別に見ると、一般炭生産量は2022年の6,985 Mtから2050年には2,349 Mtに、原料炭生産量は2022年の1,022 Mtから2050年には754 Mtに、褐炭生産量は2022年の

707 Mtから2050年には214 Mtに減少する。レファレンスシナリオと比較すると、2050年において石炭全体で2,684 Mt減少する。炭種別内訳では一般炭は2,486 Mt、原料炭は134 Mt、褐炭は64 Mtの減少となる。

図4-27 | 世界の石炭生産[技術進展シナリオ]



石炭生産は需要減少もありほとんどの国が生産量を減らす。特に一般炭では国内需要減からの影響から、2050年の生産量は2022年対比で、米国が352 Mt減少し39 Mt、中国も3,235 Mt減少し668 Mtと大幅に減少する。さらに、2050年のインドも一般炭は43 Mt減少し、797 Mtに減少するものの、原料炭は国内の鉄鋼需要増加により104 Mtと47 Mtの増加となる。また、輸出が主体のオーストラリアでは、一般炭は116 Mtと144 Mtの大幅減少が見込まれるが、原料炭は197 Mtと37 Mtの増と炭種によりバラツキが生じる。

表4-10 | 一般炭生産[技術進展シナリオ]

	2022	2030	2040	2050	2022-2050	
					変化量	変化率/年
世界	6,985	5,175	3,409	2,349	-4,636	-3.8%
北米	456	161	48	43	-413	-8.1%
米国	391	153	43	39	-352	-7.9%
中南米	67	44	26	20	-47	-4.2%
コロンビア	59	37	21	15	-43	-4.7%
OECDヨーロッパ	45	11	8	7	-38	-6.6%
非OECDヨーロッパ・中央アジア	376	274	193	159	-218	-3.0%
ロシア	254	168	109	86	-168	-3.8%
中東	0	0	0	0	0	-0.2%
アフリカ	248	195	149	123	-125	-2.5%
南アフリカ	245	176	128	98	-147	-3.2%
アジア	5,531	4,291	2,836	1,881	-3,651	-3.8%
中国	3,903	2,778	1,530	668	-3,235	-6.1%
インド	840	848	794	797	-43	-0.2%
インドネシア	682	565	421	322	-360	-2.6%
オセアニア	261	199	148	116	-145	-2.8%
オーストラリア	260	198	148	116	-144	-2.8%

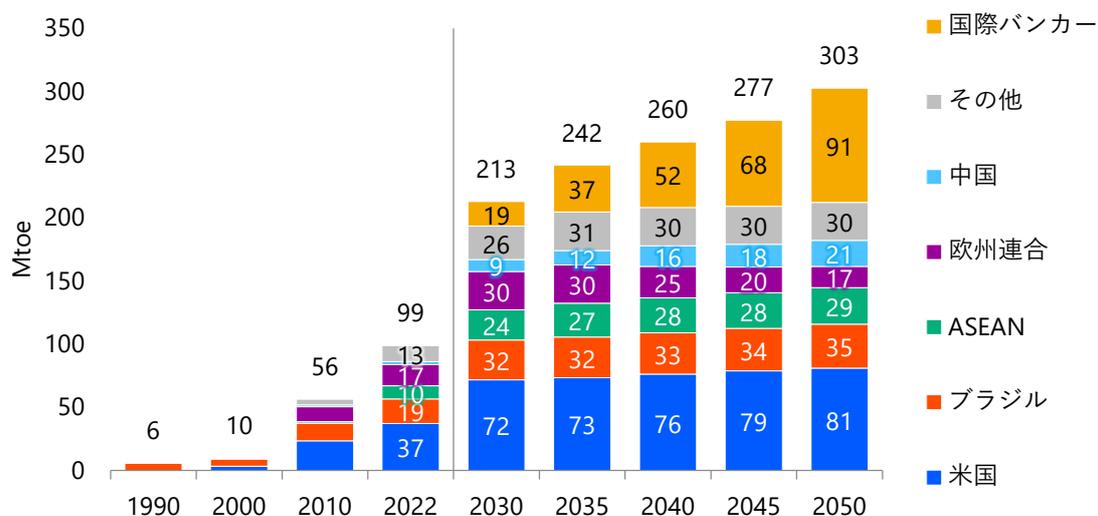
表4-11 | 原料炭生産[技術進展シナリオ]

	2022	2030	2040	2050	2022-2050	
					変化量	変化率/年
世界	1,022	935	830	754	-268	-1.1%
北米	77	64	62	61	-17	-0.9%
米国	53	46	44	43	-10	-0.8%
中南米	10	12	12	13	3	0.9%
コロンビア	9	11	12	13	4	1.4%
OECDヨーロッパ	14	14	15	15	1	0.2%
非OECDヨーロッパ・中央アジア	109	107	94	86	-23	-0.8%
ロシア	105	100	88	80	-25	-1.0%
中東	2	2	2	2	0	-0.1%
アフリカ	8	15	18	21	14	3.7%
モザンビーク	5	11	14	17	13	4.9%
アジア	641	547	441	358	-283	-2.1%
中国	554	451	330	228	-326	-3.1%
インド	57	66	83	104	47	2.2%
モンゴル	24	24	22	19	-5	-0.8%
オセアニア	161	175	185	198	37	0.7%
オーストラリア	160	174	184	197	37	0.7%

### 輸送用バイオ燃料

技術進展シナリオにおいて、道路部門の電化が進むものの、次世代バイオ燃料の生産拡大や、バイオ燃料高混合率でも対応可能なフレックス燃料車(FFV)の普及によって、バイオ燃料の需要はレファレンスシナリオより拡大する(図4-27)。2050年、道路部門エネルギー総需要に占めるバイオ燃料のシェアは12%前後になる。航空部門では、バイオ由来の持続可能航空燃料(SAF)の利用が大幅に増加し、2050年に世界航空燃料に占める割合は25%に達する。

図4-28 | 輸送用バイオ燃料消費[技術進展シナリオ]



## 5. 二酸化炭素排出

### 5.1 足元の動向: 先進型炭素除去クレジットの取引が加速

IEEJ Outlook 2015では、技術進展シナリオにおいて、新たにネガティブエミッション技術(NETs)の導入を反映した。よってここでは、足元の動向として、直接大気回収(DAC)+二酸化炭素回収・貯留(CCS) (DACCS)やバイオエネルギー+CCS (BECCS)といった炭素除去(CDR)に由来するボランタリークレジットの最新動向について取り上げたい<sup>25</sup>。

CDRクレジット市場に係る情報提供を行っているCDR.fyiによると<sup>26, 27</sup>、DACCS、BECCSおよびバイオ炭など(植林・森林管理などの従来型CDRを除く)、先進型CDRクレジットの2023年の購入量は452万tに達し、2022年の62万tから7.3倍の増加を記録した。2024年も、第2四半期までの購入量が533万tとなり、すでに2023年を上回った。さらに直近では、2024年7月9日、1PointFiveがMicrosoftとのDACクレジットのオフテイク契約締結を発表した<sup>28</sup>。取引量は6年間で50万tと、DACクレジットとしては過去最大の規模である。CDR.fyiによれば、先進型CDRのクレジット価格は加重平均で\$488/t、DACに至っては\$715/t(いずれも2023年値)と、ボランタリークレジット全体の平均価格(\$10/t未満<sup>29</sup>)に対しきわめて高価であるにもかかわらず、クレジットが実際に発行される前に購入契約がなされており、高い関心が示されている。

市場を取り巻く環境にも進展が見られる。2024年6月27日、世界最大のボランタリークレジット発行機関であるVerraがCCSに関する新しい方法論を発表した<sup>30</sup>。本方法論は、CCSによる二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)削減量算定方法の国際的な確立を目的としたCCSプラス・イニシア

---

<sup>25</sup> ここでは二酸化炭素に着目するため、ネガティブエミッション技術(NETs)とCDRは同義。これらについては、IEEJ Outlook 2024「7. 重要性高まるネガティブエミッション技術」において詳細に取り上げたので併せて参考にされたい。

<sup>26</sup> CDR.fyi, “Trending on Track? - CDR.fyi 2023 Year in Review”, February 7, 2024.

<https://www.cdr.fyi/blog/2023-year-in-review>.

<sup>27</sup> CDR.fyi, “2024 Q2 Durable CDR Market Update - Microsoft: Market-Maker”, July 31, 2024.

<https://www.cdr.fyi/blog/2024-q2-durable-cdr-market-update-microsoft-market-maker>.

<sup>28</sup> 1PointFive, “1PointFive Announces Agreement to Sell 500,000 Metric Tons of Direct Air Capture Carbon Removal Credits to Microsoft”, July 9, 2024. <https://www.1pointfive.com/news/1pointfive-and-microsoft-announce-agreement-for-direct-air-capture-cdr-credits>.

<sup>29</sup> World Bank (2024), “State and Trends of Carbon Pricing 2024”. <http://hdl.handle.net/10986/41544>.

<sup>30</sup> Verra, “Verra Releases New Carbon Capture and Storage Methodology”, June 27, 2024.

<https://verra.org/verra-releases-new-carbon-capture-and-storage-methodology/>.

タイプと共同で開発されたものである。本方法論は、回収・輸送・貯留のモジュールごとに複数の方法論を包含しており、各モジュールの方法論を組み合わせることで、DACCSやBECCSによるCO<sub>2</sub>除去も表現できる<sup>31</sup>。また、2024年4月10日、欧州議会が「永続的炭素除去、カーボンファーミングおよび製品での炭素貯蔵についての欧州連合(EU)認証枠組みを設立する規則」を採択した<sup>32, 33</sup>。EUが定める品質基準を満たし、第三者検証機関に承認された認証スキームは、EU認証済みの除去クレジットを発行できるようになる。これらはいずれも自主的枠組みの中での取り組みではあるが、CDRに係る国際的なルール形成にも影響を及ぼしうる。

一方、ネットゼロに向けて長期的に必要なCDRは10億tオーダーとされる。今後も先進型CDR産業が成長するため、CO<sub>2</sub>除去に対するインセンティブが持続することがカギとなるが、これまでのところ、ボランタリークレジットに基づく支援源は局所的である。先進型CDRクレジットは、2030年カーボンネガティブを目指し年間500万tを超えるCDRクレジット調達(従来型含む)<sup>34</sup>を掲げるMicrosoftに代表される巨大テック企業や、国際航空の炭素オフセット・削減制度(CORSIA)が2027年から義務化される航空会社など一部の企業に支えられている。また、プロジェクトの実施場所も北米と欧州に集中している<sup>35</sup>。企業の自主的な気候目標に関する主要規範である科学に基づく目標設定イニシアチブ(SBTi)の企業ネットゼロ基準<sup>36</sup>では、削減目標達成時の残余排出量(基準年排出量の10%未満)を中和するために除去クレジットを用いることを認めているが、削減目標を達成する過程でのクレジット利用は認めていないため、先進型CDR産業への短中期的な投資インセンティブが働きにくい。現在、SBTiは、スコープ3の排出削減に限定してクレジットの利用を認めるか否かを検討しており、草案の発表は2024年末となる見通しである<sup>37</sup>。

<sup>31</sup> 各モジュールの方法論は本稿執筆時点で開発中。

<sup>32</sup> European Commission, “Carbon Removals and Carbon Farming”. [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-removals-and-carbon-farming\\_en#eu-carbon-removals-and-carbon-farming-certification-crcf-regulation](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-removals-and-carbon-farming_en#eu-carbon-removals-and-carbon-farming-certification-crcf-regulation). 2024年8月16日閲覧。

<sup>33</sup> EU理事会による正式採択は本稿執筆時点で未完了。

<sup>34</sup> Microsoft, “Carbon dioxide removal”. <https://www.microsoft.com/en-us/corporate-responsibility/sustainability/carbon-removal-program>. 2024年8月16日閲覧。

<sup>35</sup> Smith et al. (2024). “The State of Carbon Dioxide Removal 2024 - 2nd Edition”. <https://socdr-portal.apps.ece.iiasa.ac.at/>.

<sup>36</sup> SBTi (2024). “SBTi CORPORATE NET-ZERO STANDARD Version 1.2 March 2024”. <https://sciencebasedtargets.org/resources/files/Net-Zero-Standard.pdf>.

<sup>37</sup> SBTi, “SBTi releases technical publications in an early step in the Corporate Net-Zero Standard”

先進型CDRクレジットの供給は新興企業が中心であり、企業数も拡大傾向にある一方、DACプロジェクトを開発するGlobal ThermostatのZero Carbon Systemsによる買収<sup>38</sup>や、海洋炭素除去プロジェクトを開発していたRunning Tideの閉鎖<sup>39</sup>など、すでに淘汰も始まっている。先進型CDRがイノベーションの「死の谷」を乗り越え、高額な除去コストが下がり、さらなる拡大に繋げてゆけるような環境構築が望まれる。今後は政府による助成および規制への反映(カーボンプライシング制度など)が重要になるであろうが、初期市場構築において、引き続き民間支援が果たすべき役割も大きいと言える。

## 5.2 排出量の見通し

図5-1に示すように、レファレンスシナリオにおける世界のCO<sub>2</sub>排出量<sup>40</sup>は、2025年までにピークを打つ。ただし、ピークを打った後は、2030年ごろまで緩やかに減少した後、2050年まではほぼ横ばいで推移する。一方、技術進展シナリオでは大幅に排出削減が進み、2030年に2019年比12%減、2035年に26%減、2050年に61%減となる。しかしながら、国連気候変動枠組条約第28回締約国会議(COP28)のグローバル・ストックテイクで示された1.5°Cと統合的な2035年の温室効果ガス排出削減率(2019年比60%減)や2050年カーボンニュートラルには大きく届かない。

---

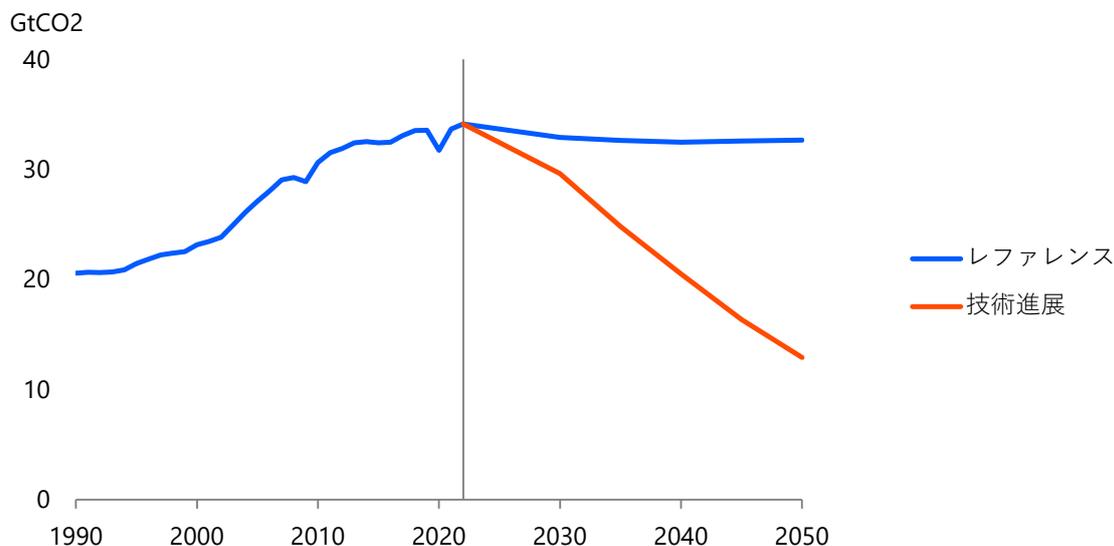
review”, July 30, 2024. <https://sciencebasedtargets.org/news/sbti-releases-technical-publications-in-an-early-step-in-the-corporate-net-zero-standard-review>.

<sup>38</sup> Global Thermostat, “Zero Carbon Systems acquires Global Thermostat and its best-in-class technology to capture carbon dioxide from the air”, May 22, 2024.

<https://www.globalthermostat.com/news-and-updates/zero-carbon-systems-acquires-global-thermostat-and-its-best-in-class-technology-to-capture-carbon-dioxide-from-the-air>.

<sup>39</sup> Portland Press Herald, “Portland startup that became global leader in capturing carbon shuts down, lays off all staff”, June 15, 2024. <https://www.pressherald.com/2024/06/15/portland-startup-that-became-global-leader-in-capturing-carbon-shuts-down-lays-off-all-staff/>.

<sup>40</sup> エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量からDACCSによる除去量を差し引いた値。以下本章を通じ同様。

図5-1 | 世界のCO<sub>2</sub>排出量

国・地域別の排出シェアは大きく変化してゆく(図5-2上)。足元2022年では、中国と米国を合わせるとCO<sub>2</sub>排出量の45%を占めている。レファレンスシナリオでは、2030年以降、総量はほぼ変わらないが、中国・米国のシェアは2035年に38%、2050年に29%と徐々に低下する。レファレンスシナリオと技術進展シナリオの差分を見ると、2030年以降、中国と米国を合わせた削減シェアは4割～5割に達する。結果として、技術進展シナリオでは排出シェアの変化はより大きくなり、2050年には中国・米国のシェアは14%に縮小する一方、インド・東南アジア諸国連合(ASEAN)を合わせたシェアは27%に拡大する。

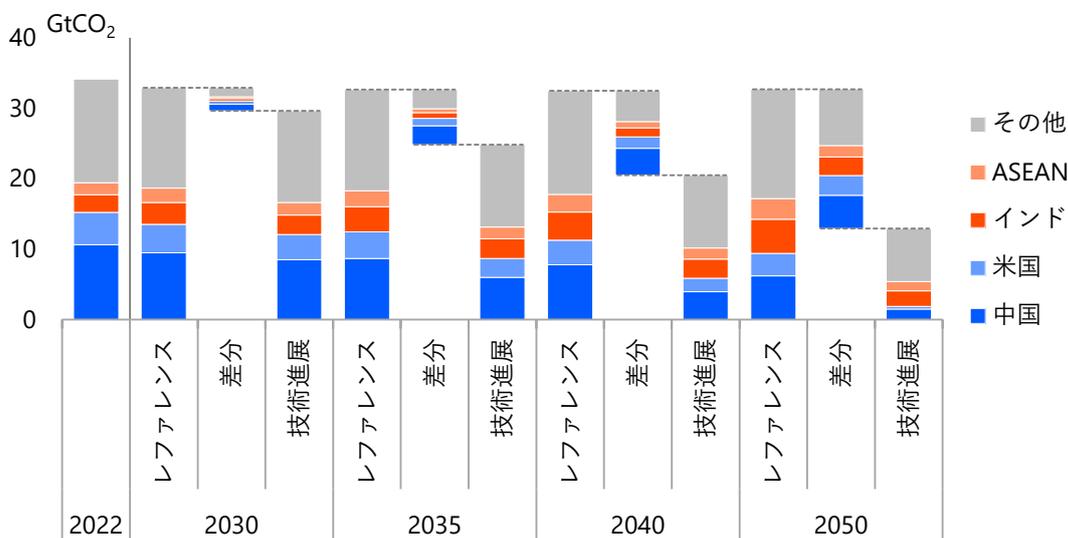
一方、部門別に見ると(図5-2下)、レファレンスシナリオでは発電部門の排出シェアが2022年の42%から2030年には36%に減少するが、それ以降はほとんど変化がない。一方、技術進展シナリオでは発電部門の低炭素化が大きく進むため(2030年以降の削減シェアは4割～5割)、発電部門の排出シェアは継続的に減少し、2050年には25%となる。相対的にシェアが拡大するのは運輸部門である。

まとめると、技術進展シナリオでは、国・地域別には中国、米国、部門別には発電部門の排出削減(レファレンスシナリオ比)がカギとなっている。なお、技術進展シナリオにおいて新たに考慮したネガティブエミッション技術[NETs](DACCSおよびBECCS)については、2050年の回収・貯留量が1 Gt弱(964 Mt)、レファレンスシナリオからの排出削減量20 Gtに対する比率は4.9%と重要な役割を果たしている<sup>41</sup>。

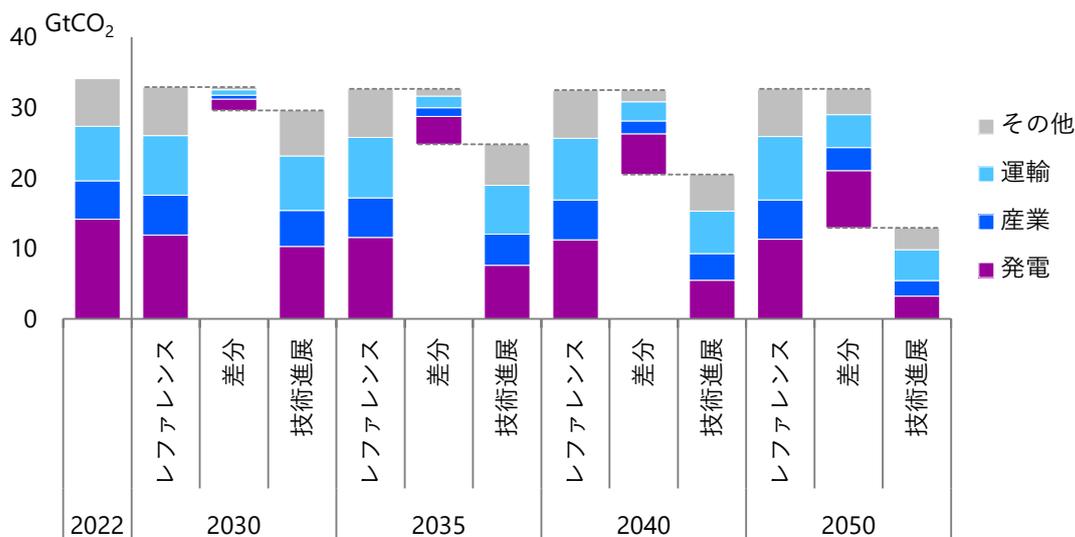
<sup>41</sup> CCSに関する想定の詳細は「4.1 主要対策」の「二酸化炭素回収・貯留」を参照されたい。

図5-2 | CO<sub>2</sub>排出削減量の内訳

国・地域別



部門別



注: 部門別の図において、BECCSおよびDACCSによる除去量はそれぞれ発電およびその他から控除

経済成長を享受しつつCO<sub>2</sub>排出量を削減するには、国内総生産(GDP)当たりCO<sub>2</sub>排出量の削減率がGDP成長率を上回る必要がある(デカップリング)。GDP当たりCO<sub>2</sub>排出量の削減は、GDP当たり一次エネルギー供給量の削減と一次エネルギー供給量当たりCO<sub>2</sub>排出量の削減

に分解できる。図5-3に中国、インド、ASEANについて1990年以降の各原単位の推移を示した<sup>42</sup>。

中国は、1990年から2000年にかけてGDP当たり一次エネルギー供給量の大幅な削減(10年でおおむね半減)がGDP当たりCO<sub>2</sub>排出量の削減に寄与したが、2016年以降はほとんど改善が見られない。レファレンスシナリオでは長期トレンドに沿った改善を見込むが、技術進展シナリオにおける追加的削減は小幅にとどまる。レファレンスシナリオと技術進展シナリオで削減度合いが大きく異なるのは一次エネルギー供給量当たりCO<sub>2</sub>排出量であり、2022年から2050年にかけての削減率はレファレンスシナリオで35%減に対し、技術進展シナリオでは79%減と倍以上となる。

インドは、1990年以降、GDP当たり一次エネルギー供給量は改善トレンドにある一方、一次エネルギー供給量当たりCO<sub>2</sub>排出量は増加ののち停滞しており、まだ中国のように減少トレンドに転じていない。さらに、2020年以降について言えば、GDP当たり一次エネルギー供給量はほぼ横ばい、一次エネルギー供給量当たりCO<sub>2</sub>排出量は増加しており、結果的にGDP当たりCO<sub>2</sub>排出量も増加した。レファレンスシナリオでは一次エネルギー供給量当たりCO<sub>2</sub>排出量はほぼ横ばいとなるため、GDP当たりCO<sub>2</sub>排出量の削減はもっぱらGDP当たり一次エネルギー供給量の減少に依拠している。

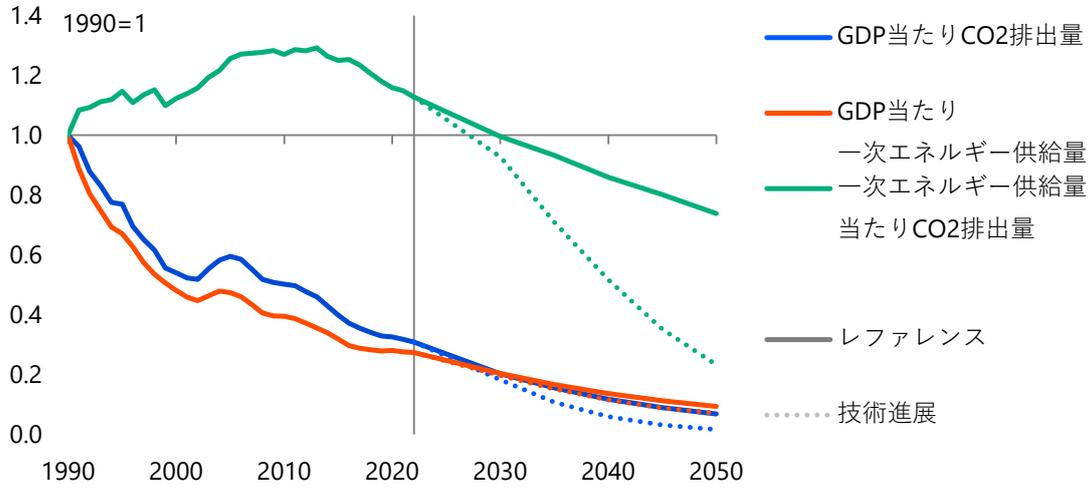
ASEANについても、インドと同様の傾向が指摘できる。ASEANの場合、GDP当たり一次エネルギー供給量の停滞期間がインドより長く、一次エネルギー供給量当たりCO<sub>2</sub>排出量は2022年に1990年以降の最高値を記録しており、排出削減に向けたハードルはさらに高い。

---

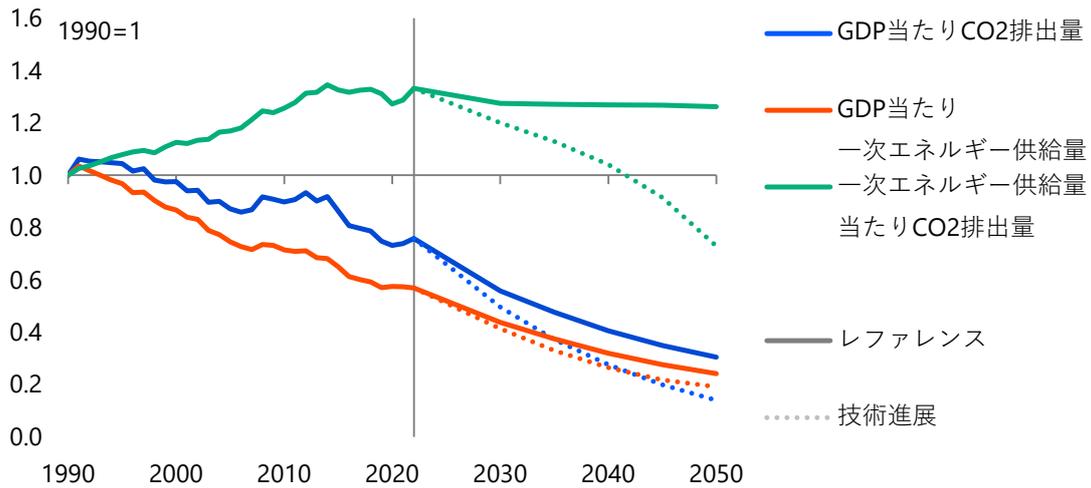
<sup>42</sup> GDP当たり一次エネルギー供給量に関してはBox 4-2も参照されたい。Box 4-2でも指摘しているように、この指標はいわゆる省エネルギーだけでなく、産業構造の変化や生活水準の向上による家電機器保有台数の増加といった要因も反映されている点に留意する必要がある。

図5-3 | GDP当たりCO<sub>2</sub>排出量等

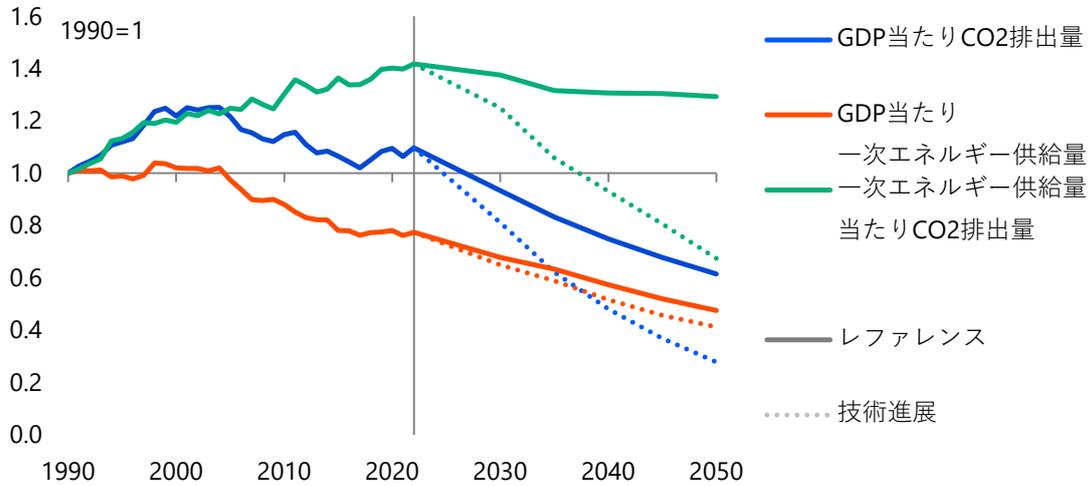
中国



インド



ASEAN



まとめると、GDP当たり一次エネルギー供給量は、レファレンスシナリオではおおむね長期トレンドに沿った改善を見込んでいるが、近年にフォーカスすると、中国、インド、ASEANでは改善が停滞しており、レファレンスシナリオでの改善は何もせずとも実現されると考えるのは楽観的であろう。また、一次エネルギー供給量当たりCO<sub>2</sub>排出量は中国ではピークアウトした一方、インド、ASEANでは減少トレンドに入っていない。これらの実績は石炭など化石燃料の経済性を反映していると考えられ、新興・途上国において一次エネルギー供給量当たりCO<sub>2</sub>排出量を削減することの難しさが改めて認識される。レファレンスシナリオと技術進展シナリオの見通しが大きく異なるのもこの部分である。新興・途上国において、短中期的にはGDP当たり一次エネルギー供給量を減少トレンドへと向け直し、中長期的には一次エネルギー供給量当たりCO<sub>2</sub>排出量の大幅改善を組み合わせたものが、技術進展シナリオの見通しとなっている。

#### Box 5-1 | 1.5°C目標の達成可能性とNDCに向けた進捗状況

世界は1.5°Cの気温上昇に到達しつつある。欧州連合のコペルニクス気候変動サービスの観測によれば、地球の平均気温は2023年7月から2024年6月まで、12か月連続で産業革命以前より1.5°C以上の上昇を記録した<sup>43</sup>。2023年の高温はエルニーニョ現象も寄与しており、一時的な超過がパリ協定における長期的な1.5°C目標の非達成を意味するわけではないものの、1.5°Cへの安定化が厳しくなりつつあることは明白である。

さらに、IEEJ Outlook 2024でも指摘したように、1.5°C目標が厳しくなりつつあることは、残余カーボンバジェットの減少からも読み取ることができる。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CO<sub>2</sub>排出量の最大値であり、そこから過去すで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。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1作業部会(WG1)報告書では、50%の確率で気温上昇を1.5°Cに抑えるための、2020年以降の残余カーボンバジェットを500 GtCO<sub>2</sub>と評価した。一方、最新の研究によれば、1.5°Cに向けた2024年以降の残余カーボンバジェットの推計値は、200 GtCO<sub>2</sub> (Indicators of Global Climate Change [IGCC] 2023)<sup>44</sup>あるいは275 GtCO<sub>2</sub> (Global Carbon Budget

<sup>43</sup> Copernicus Climate Change Service, “June 2024 marks 12th month of global temperatures at 1.5°C above pre-industrial levels”, July 10, 2024. <https://climate.copernicus.eu/june-2024-marks-12th-month-global-temperatures-15degc-above-pre-industrial-levels>.

<sup>44</sup> Forster et al., “Indicators of Global Climate Change 2023: annual update of key indicators of the state of the climate system and human influence”, ESSD, 16, 2625–2658, 2024. <https://essd.copernicus.org/articles/16/2625/2024/>.

[GCB] 2023)<sup>45</sup>などとなっており、IPCC AR6時点から半分程度にまで減少している。IPCC AR6時点の評価との差は、2020～2023年の3年間で排出された約164 GtCO<sub>2</sub> (2023年分は推定値)に加え、非CO<sub>2</sub>による正味の温室効果の上方修正(エアロゾル排出実績の更新にともなう簡易気候モデルのアップデート<sup>46</sup>)などが寄与している。

残余カーボンバジェット<sup>47</sup>の推計には大きな不確実性をともなうものの<sup>47</sup>、200 GtCO<sub>2</sub>という数字は、2023年のCO<sub>2</sub>排出量の約5年分に過ぎない。図5-4に示すように、仮に2024年以降線形に排出量を削減する場合、ネットゼロに到達すべき年限は2034年、年間削減率は9.4%となる。新型コロナウイルス感染症(COVID-19)に見舞われた2020年におけるエネルギー起源CO<sub>2</sub>の削減率でも5.7%であった。図5-4には、IPCC AR6第3作業部会(WG3)報告書に掲載された1.5°Cと整合的なCO<sub>2</sub>排出シナリオ群も示している。ただし、残余カーボンバジェット500 GtCO<sub>2</sub>と対応するのは、オーバーシュートなしまたは限られたオーバーシュートをともなうシナリオ群(C1)<sup>48</sup>であり、図5-4には、高いオーバーシュートをともなうシナリオ群(C2)<sup>49</sup>も併せて描いている。C2はC1と比べ、短中期的な排出削減ペースは緩やかである一方、長期的な大幅削減に向けてCCSやCDRの役割が大きいという特徴がある。残余カーボンバジェットの減少を考えれば、次期評価サイクル(AR7)において、IPCCはC1に相当するシナリオを提示することは困難となるかもしれない。その場合、1.5°Cへの残された道は、C2に相当するシナリオとなる。なお、先のCOP28では、パリ協定の目標達成に向けて世界全体の進捗状況を評価するグローバル・ストックテイクが初めて実施された。採択された決定文書では、1.5°C目標を達成するために、GHG排出量を2019年比で2030年までに43%、2035年までに60%削減し、CO<sub>2</sub>排出量を2050年までにネットゼロとする必要性が認識されたが、これらの削減目標はIPCC AR6時点のC1の評価に基づいているため、現状では、仮にこれらの排出削減を達成したとしても、オーバーシュートなしまたは限られたオーバーシュートをともなう1.5°Cの実現は困難と考えられる。

<sup>45</sup> Friedlingstein et al., “Global Carbon Budget 2023”, ESSD, 15, 5301–5369, 2023.

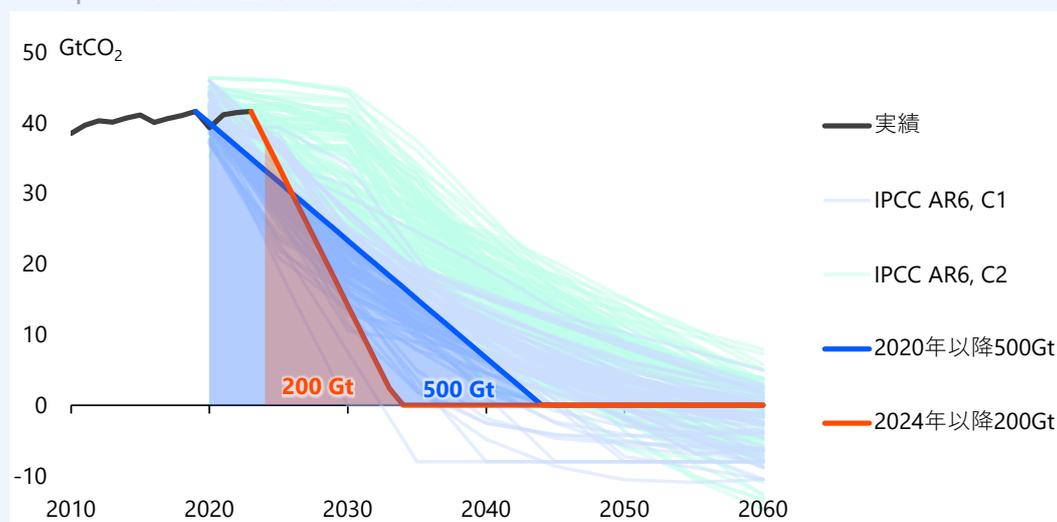
<https://essd.copernicus.org/articles/15/5301/2023/>.

<sup>46</sup> Lamboll et al., “Assessing the size and uncertainty of remaining carbon budgets”, Nature Climate Change, 13, 1360–1367, 2023. <https://www.nature.com/articles/s41558-023-01848-5>.

<sup>47</sup> IPCC AR6では非CO<sub>2</sub>排出シナリオに関する不確実性だけで±220 GtCO<sub>2</sub>と評価

<sup>48</sup> 限られたオーバーシュートは、1.5°Cを最大約0.1°C、最大数十年間超過

<sup>49</sup> 高いオーバーシュートは、1.5°Cを0.1°C～0.3°C、最大数十年間超過

図5-4 | 1.5°C目標と統合的なCO<sub>2</sub>排出パス

注: 「実績」はGlobal Carbon Budget 2023<sup>50</sup>より入手。セメント生産プロセス、フレアリング、土地利用、土地利用変化および林業部門の排出を含む。「IPCC AR6, C1」は「C1: オーバーシュートなしまたは限られたオーバーシュートで温暖化を1.5°C (>50%)に制限」に該当する97シナリオ、「IPCC AR6 C2」は「C2: 高いオーバーシュートの後に1.5°C (>50%)へ回帰」に該当する131シナリオ<sup>51</sup>。

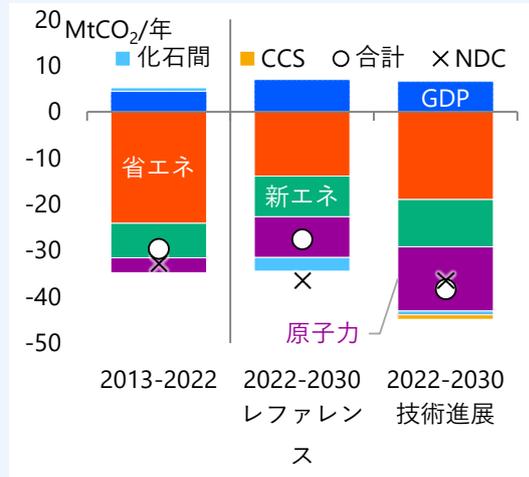
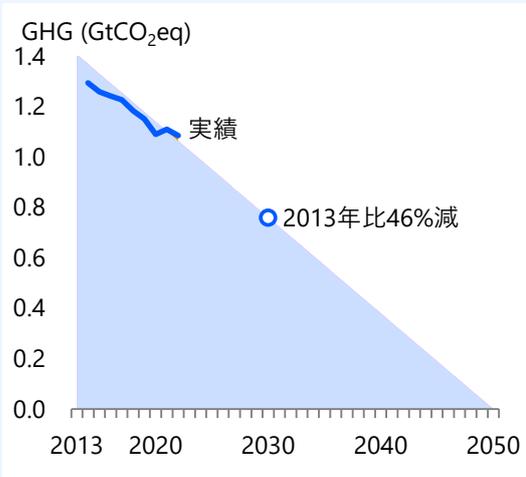
各国の2030年目標(国が決定する貢献: NDC)に向けたこれまでの進捗状況も、必ずしも順調とは言えない。GHG排出量の絶対値目標を採用する先進国を見ると、日本は目標達成パスとほぼ統合的な排出実績となっている一方、米国および欧州連合は目標達成パスと比べ上振れしている(図5-5左)。エネルギー起源CO<sub>2</sub>を対象とした要因分解(図5-5右の第1項目)を見ると、日本、米国、欧州連合いずれも、基準年以降の排出削減に最も貢献したのは省エネルギー(経済構造の変化要因を含む)である。また、日本は米国および欧州連合と比べて基準年以降の経済成長が低かったこと(基準年から2022年にかけてのGDPの年平均成長率は、米国1.7%、欧州連合1.6%に対し、日本は0.4%)が排出削減に大きく貢献していることにも留意する必要がある。

<sup>50</sup> Global Carbon Budget, “GCB 2023”. <https://globalcarbonbudget.org/carbonbudget2023/>.

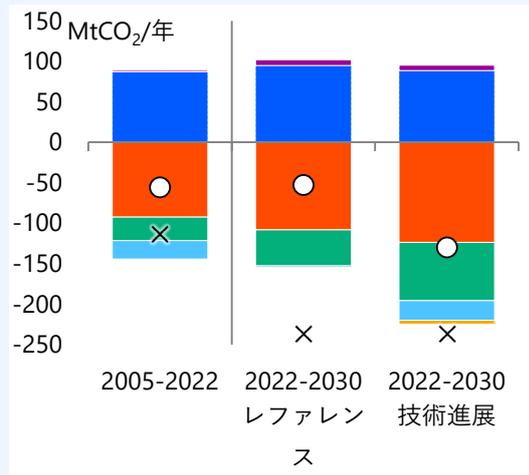
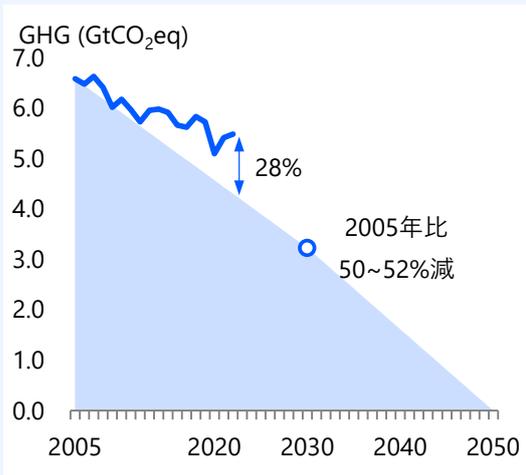
<sup>51</sup> Byers et al., “AR6 Scenarios Database hosted by IIASA”, International Institute for Applied Systems Analysis, 2022. <https://data.ene.iiasa.ac.at/ar6/#/login?redirect=%2Fworkspaces>.

図5-5 | 主要先進国のNDCに向けた進捗およびエネルギー起源CO<sub>2</sub>排出削減要因分解

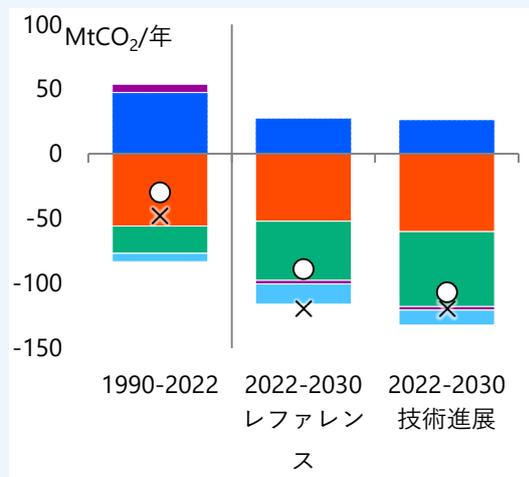
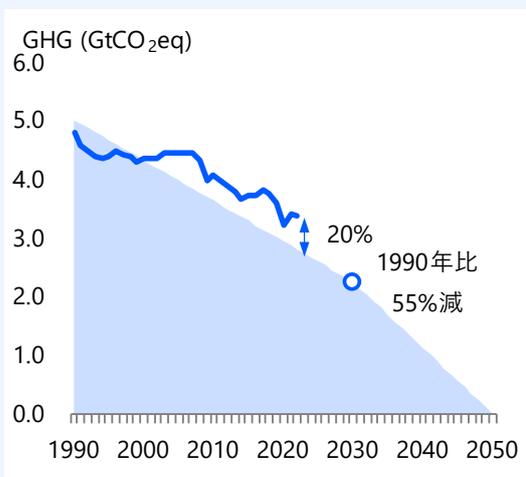
日本



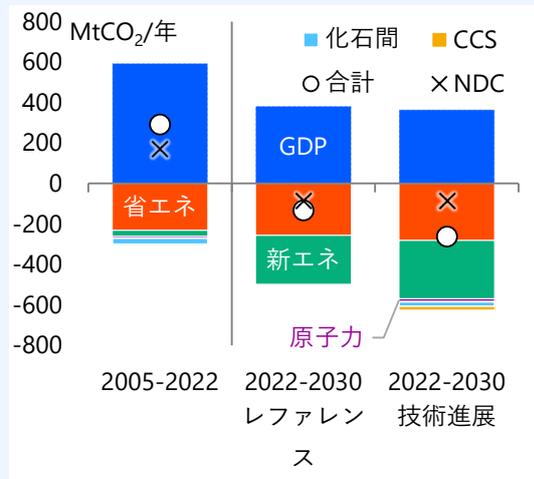
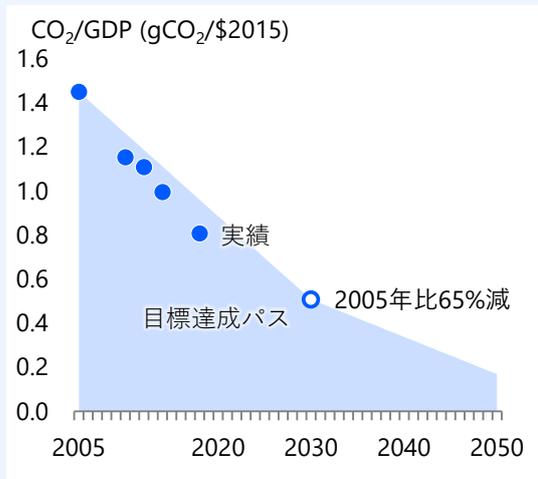
米国



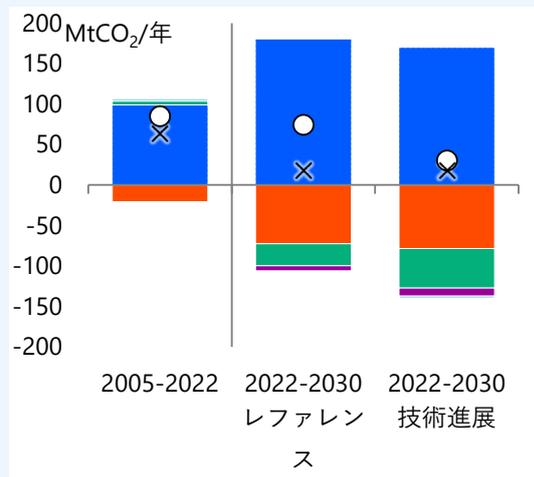
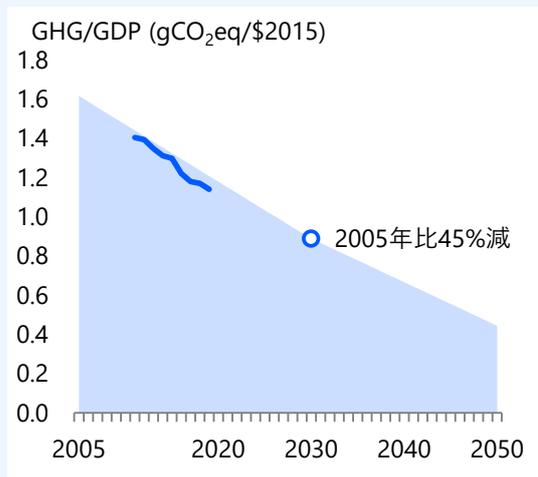
欧州連合



### 中国



### インド



注: 左図は国家インベントリ(排出量)および世界銀行(GDP)に基づき作成。排出量の最新年は、中国は2018年、インドは2019年、それ以外は2022年。日本および欧州連合における目標のベースとなる基準年排出量はNDCに従いLULUCFを含まない。米国のNDCは2005年比51%減の位置にプロット。中国およびインドの排出量は、NDCに記載がないものの、ここではLULUCFを含まないと整理。右図の凡例のうち、「新エネ」は再生可能エネルギー、水素および合成燃料など、「化石間」は化石燃料間の代替をそれぞれ示す。また、「省エネ」は経済構造の変化要因を含む。要因分解は、IEA(実績)および本アウトック(将来)に基づくエネルギー起源CO<sub>2</sub>を対象とし、NDCは、日本を除き、GHGまたはCO<sub>2</sub>の削減率をそのままエネルギー起源CO<sub>2</sub>の削減率に読み替えた。また、中国およびインドは排出量の対GDP原単位目標であるが、本アウトックのGDP想定に基づき絶対値に換算した。

CO<sub>2</sub>またはGHG排出量の対GDP原単位目標を採用する中国およびインドについては、いずれも実績の推移は目標達成の経路内にある。ただし、図5-5左の排出量は国家インベントリに基づいており、最新年は中国が2018年、インドが2019年とやや古い。直近では、中国・インドともに、一次エネルギーやエネルギー起源CO<sub>2</sub>の対GDP原単位の改

善は鈍化傾向にある<sup>52</sup>。また、排出量の絶対値は基準年以降で大きく増加しており、エネルギー起源CO<sub>2</sub>について見ると、中国は経済成長にともなう排出増の半分程度を省エネルギーや新エネルギー(再生可能エネルギー、水素および合成燃料など)で相殺したが、インドは省エネルギーを含む排出削減要因の貢献は限定的であった。

2030年目標の達成も明暗が分かれる可能性がある(図5-5右の第2第3項目)。本アウトLOOKのシナリオと比較すると、中国はレファレンスシナリオでも目標達成となる一方、米国は技術進展シナリオでも目標に届かない。ただし、留意すべき点としては、そもそも各国の目標の「野心度」のレベルに差異が存在しうる、ということである。NDCの目標設定の「野心度」が低ければ目標到達が容易になる。こうした点で各国の目標達成状況を評価する必要もある。

日本、欧州連合、インドは、レファレンスシナリオでは目標に届かないが、技術進展シナリオでは目標達成または目標に近接する。いずれの国・地域でも、今後は新エネルギーの役割が大きくなる一方、省エネルギーも過去と同等以上の貢献を果たさなければ2030年目標の達成は危うくなる。さらに、日本は原子力の貢献がなければ目標は達成できないだろう。

政府自らによる見通しにおいても、中長期目標の達成には現行政策では不十分と評価される。欧州連合が加盟国による最新のGHG排出予測を取りまとめたところ<sup>53</sup>、現行政策では2030年目標(1990年比55%減)に15%ポイント不足し、追加政策を考慮した場合でも5%ポイント不足すると評価している。また、これらの予測は2050年ネットゼロに大きく届いていない。欧州連合全体での課題として、建物および運輸部門では依然として大幅な削減が必要であること、農業部門では排出削減ペースが停滞していること、土地利用、土地利用変化および林業(LULUCF)部門では目標に逆行し吸収量が減少していることを指摘している。2024年2月6日、欧州委員会は2040年にGHG排出量1990年比90%減を勧告したが、まずは2030年目標の達成に向けた政策パッケージFit For 55を確実に履行できるかが焦点となる。米国政府も国連提出文書<sup>54</sup>の中で、インフレ抑制法お

<sup>52</sup> 中国は第14次五か年計画の原単位目標(GDP当たりのエネルギー消費量およびCO<sub>2</sub>排出量をそれぞれ2025年に2020年比で13.5%および18.0%削減)の達成軌道に乗っていない(国家統計局によると、CO<sub>2</sub>原単位目標の2023年末の削減実績は2020年比約4.6%減)。また、インドは2021年、2022年とGDP当たりエネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量は前年比でむしろ増加した。

<sup>53</sup> European Commission (2023), “Progress Report 2023 Climate Action”, [https://climate.ec.europa.eu/document/download/60a04592-cf1f-4e31-865b-2b5b51b9d09f\\_en](https://climate.ec.europa.eu/document/download/60a04592-cf1f-4e31-865b-2b5b51b9d09f_en).

<sup>54</sup> United States of America (2023), “2023 Voluntary Supplement to the U.S. Fifth Biennial Report”,

よびインフラ投資・雇用法よるGHG排出量の見通しを発表している。分析結果によると、両法律を含む現行政策の下では、2030年におけるGHG排出削減率は2005年比で33%~41%減となり、現行政策のインパクトは大きい一方、NDC (GHG排出量2005年比50%~52%減)達成に向けては、連邦政府、州政府および民間セクターなどによる追加政策も必須であることが明らかとなっている。

ここまで見たように、最新の科学的知見に基づけば、オーバーシュートなしまたは限られたオーバーシュートをともなう1.5°C目標の達成はほぼ不可能になりつつあることが示唆される。また、主要国ではNDCに向けた進捗は見られるものの、特に先進国では追加的な政策を打たない限りNDCの達成は難しいと見られる。このような中、2035年以降のNDCについても、図5-5左で示すような単純に2050年ネットゼロと線形につないだ目標では、早晚行き詰ってしまうことが懸念される。削減目標をより野心的にすることは問題の解決にはならない。気候変動への適応を加速させることと併せ、緩和については、中期的には各国が取りうる対策により着実な排出削減を実現しつつ、CDRを含む、技術革新に向けた投資を十分に行うことで、今世紀後半にかけて排出削減を加速させるような、上に凸の排出パスを念頭に置く必要があるのではないかと。

---

[https://unfccc.int/sites/default/files/resource/23-11-21%20BR\\_Supplemental\\_FINAL\\_clean%20OCEII\\_2\\_UST%20edits\\_clean.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/23-11-21%20BR_Supplemental_FINAL_clean%20OCEII_2_UST%20edits_clean.pdf)

## 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

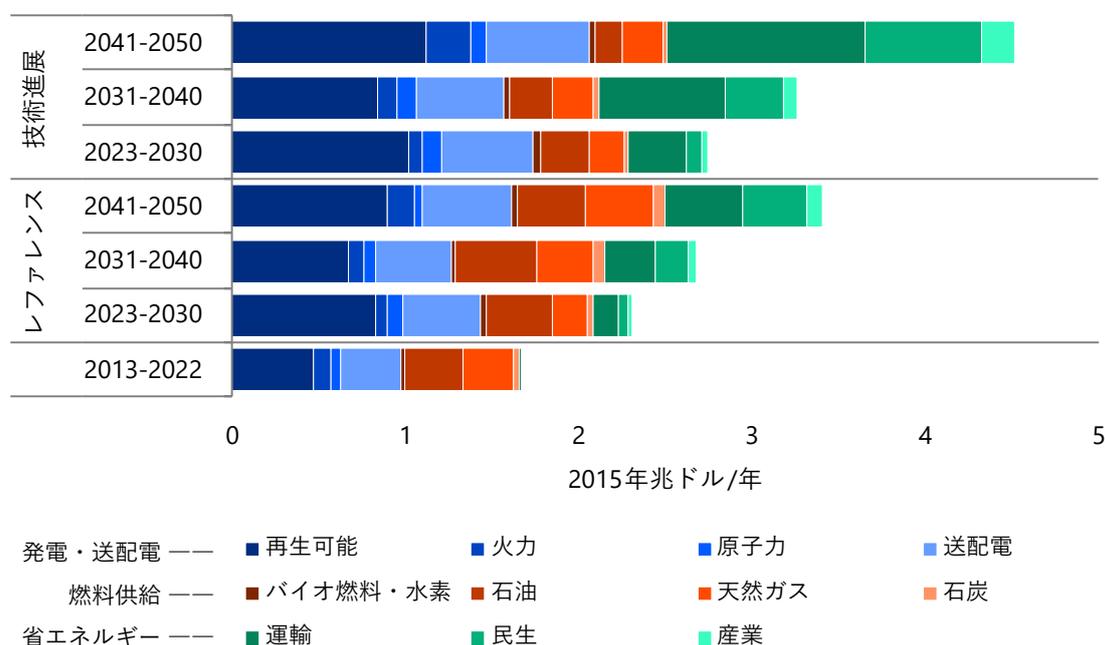
エネルギー関連の投資は、石油生産、天然ガス生産や再生可能エネルギーに関わるものが多くを占めている。直近10年間(2013年～2022年、以下同じ)においては、再生可能エネルギーや送配電設備などの電力インフラストラクチャー、石油や天然ガスの生産に関わる設備に対する投資が主に行われてきた。2020年代(2023年～2030年、以下同じ)以降は、カーボンニュートラルに向けた動きが加速することで、再生可能エネルギー設備の資本費が大幅に低下し、再生可能エネルギーへの投資が進む。また、化石燃料依存からの脱却に向けて、省エネルギー設備への投資も進んでゆく。その一方、新興・途上国での需要増などに支えられて化石燃料投資も継続し、技術進展シナリオにおいても2050年まで投資は続く。

レファレンスシナリオでの投資額<sup>55</sup>は、直近10年間の年平均で1兆7,000億ドル(2015年実質価格、以下同じ)から、2040年代の年平均では3兆4,000億ドルへと約2.0倍に増加する(図6-1)。技術進展シナリオでは、化石燃料に対する投資はレファレンスシナリオと比較して減少する。一方で、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年間の年平均より2兆9,000億ドル多い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、99兆7,000億ドルに達する。

---

<sup>55</sup> 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。

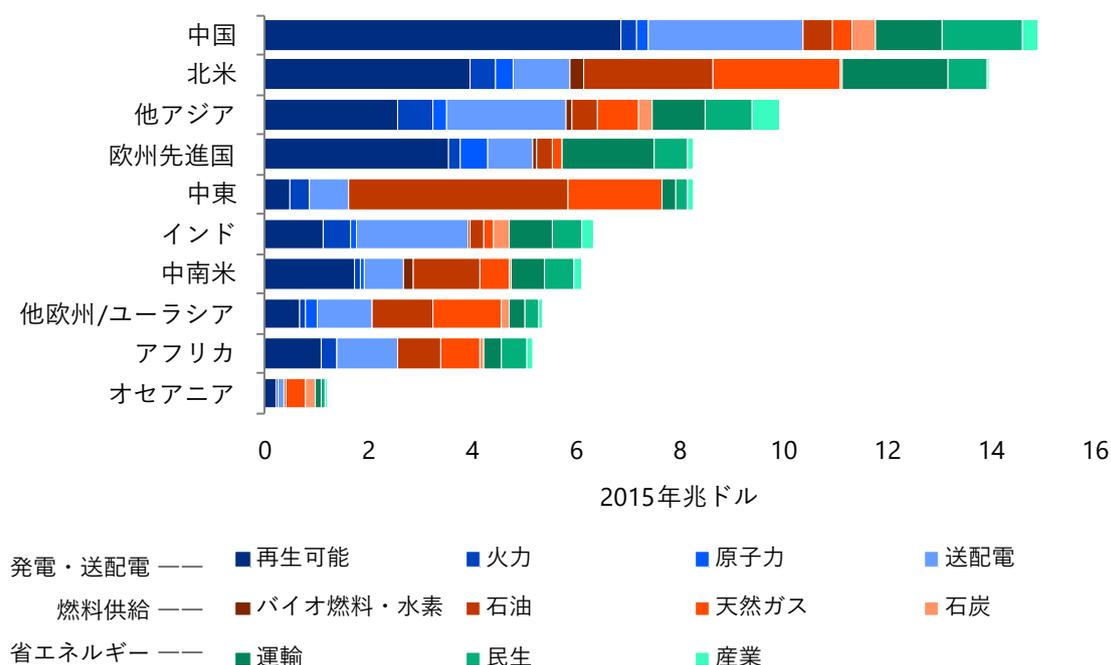
図6-1 | 世界のエネルギー関連投資



注: 2013年～2022年は実績推計値

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。他方で、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割弱にとどまる。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割強と突出しており、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割弱ある一方、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割以上を占めている。中国では、2030年までの二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)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」のために、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となる。

図6-2 | エネルギー関連投資[レファレンスシナリオ、2023年～2050年累積]



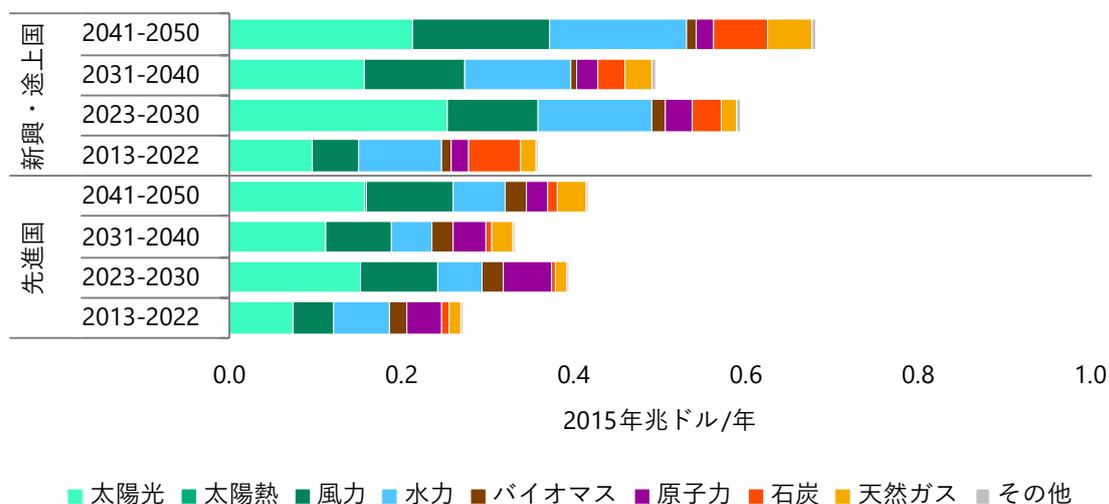
## 6.2 電力投資

### 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。

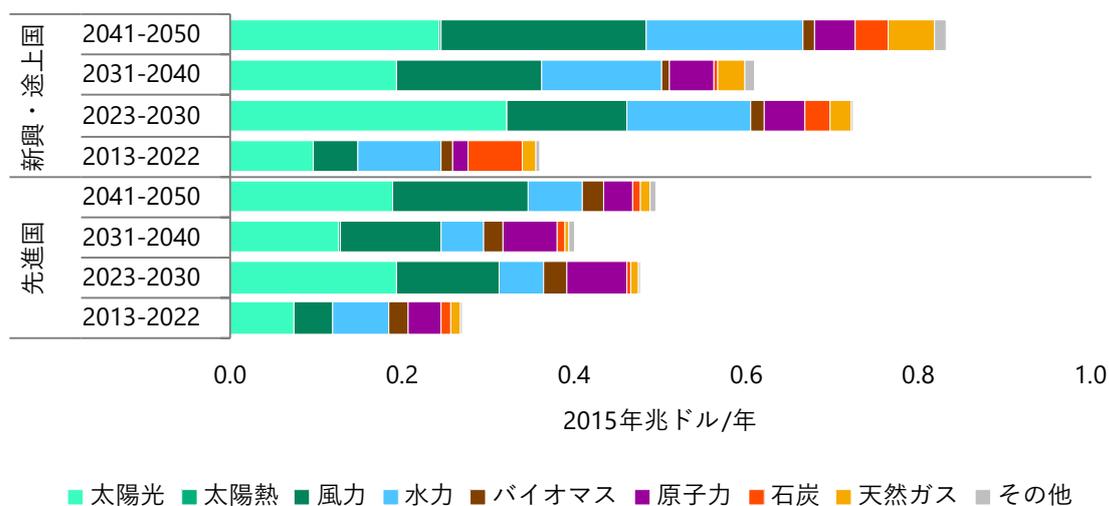
レファレンスシナリオでは、先進国、新興・途上国ともに2020年代以降の年平均投資額は、直近10年間よりも増加する。2020年代は、各国が「国が決定する貢献」(NDC)達成に向け、太陽光や風力など再生可能エネルギーを中心に投資拡大が続く。結果、年平均投資額は直近10年間に比べて、先進国では約1.5倍、新興・途上国では約1.7倍と大きく増加する。2030年代は、太陽光パネルの低価格化や風車の大型化など、資本費の低下により先進国・途上国ともに年平均の投資額は低下するが、2040年代に入ると設備能力の増強が進み、再び増加に転じる。先進国は、太陽光や風力、原子力への投資が主となる。また化石燃料電源のうち、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特徴的であり、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: 2013年～2022年は実績推計値

図6-4 | 発電分野の投資[技術進展シナリオ]



注: 2013年～2022年は実績推計値

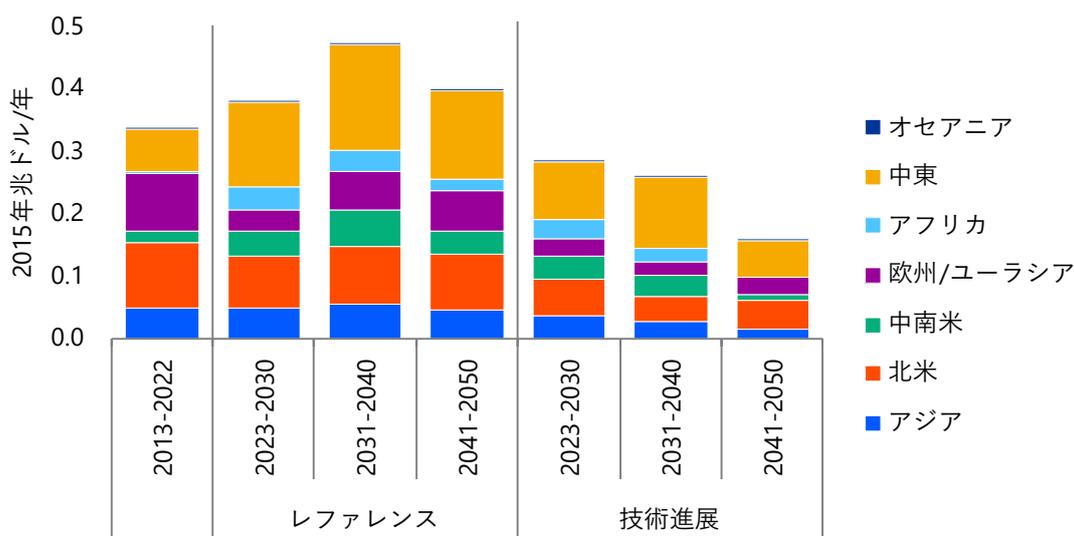
技術進展シナリオでは、レファレンスシナリオと比較し、太陽光や風力などの導入が特に増加する。加えて、先進国では原子力、新興・途上国では原子力と天然ガスの増加が特徴的である。これらへの投資額増加が、技術進展シナリオの年平均投資額全体の増加をけん引する。

### 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の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や北米を中心に増加し、2030年代には直近10年間の1.4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エネルギー代替が加速することで、2020年代以降の年平均投資額は直近10年間を下回り、減少傾向で推移してゆく。結果、2040年代は、直近10年間の半分以上にまで減少する。

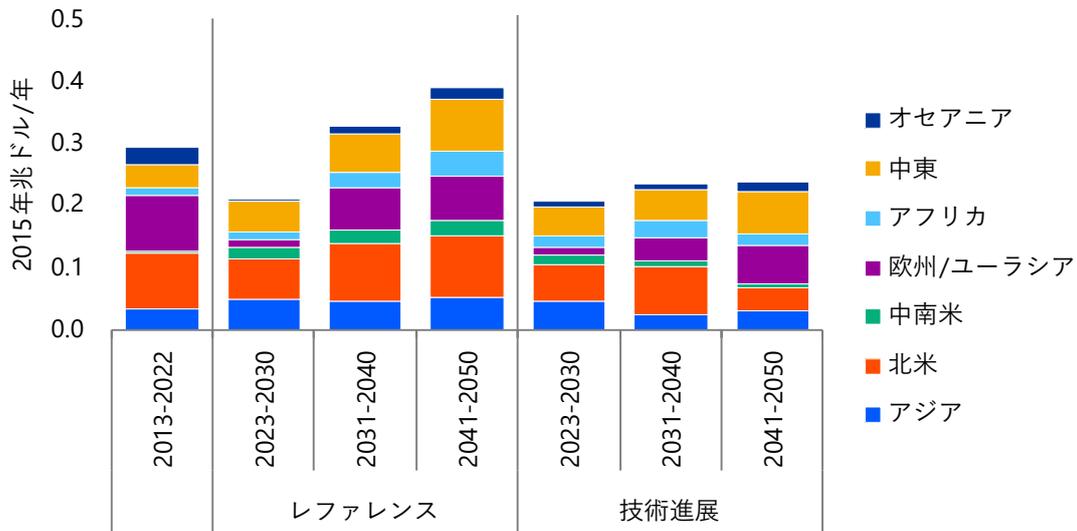
図6-5 | 石油分野の投資



注: 2013年～2022年は実績推計値

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1.3倍に増大する(図6-6)。一方、再生可能エネルギーや原子力発電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、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けん引する。

図6-6 | 天然ガス分野の投資

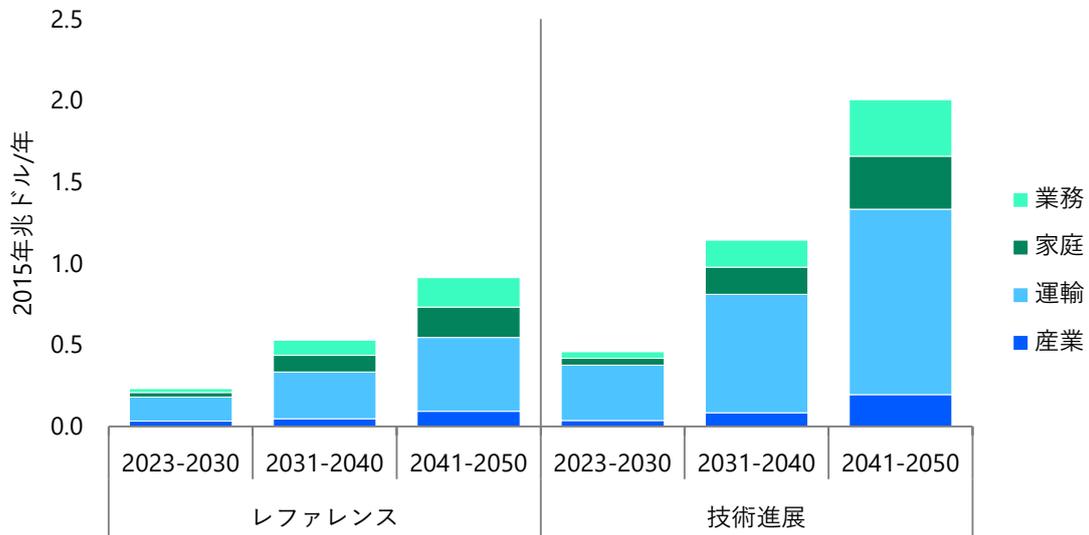


注: 2013年～2022年は実績推計値

## 6.4 省エネルギー投資

需要側でエネルギー効率が高い<sup>56</sup>設備を導入するための省エネルギーへの年平均投資では、運輸部門が半分超、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の投資



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ともない、年平均投

<sup>56</sup> 2022年のエネルギー効率をベースラインとする。

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、業務部門への投資額が家庭部門を上回る。また、特に技術進展シナリオにおいて、新規・新設の家電・機器効率および断熱効率の改善スピードが加速することや、暖房・給湯・ちゅう房用途における電化、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。

